



Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures , des énergies renouvelables
et des sciences de la terre et de l'univers
Département de production des hydrocarbures



MEMOIRE

Pour Obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

HATHAT Imadeddine, LOUZI Hicham, BEN AIOUA Zakaria

-THEME-

Etude et évaluation de L'influence de forage en Underbalance (UBD) sur le champ de HMD

Soutenu le : 22/06/2019

Devant les jurys composés de :

Président	Mr. GHARBI Brahim	Enseignant	UKM, Ouargla
Examineur	Mr.ATLILI Med Elhadi	Cadre	SONATRACH
Encadreur	Mr. CHATTI Djameleddine	Enseignant	UKM, Ouargla

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout-puissant, pour nous avoirs donnés autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

Et dès les premières lignes de ce mémoire, nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés, tous ceux sans lesquels ce travail n'aurait pas connu la lumière.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadreur Mr. CHATTI Djameleddine pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter nos réflexions.

Nous remercions vivement les membre du jury Mr. GHARBI Brahim et Mr.ATLILI Med Elhadi pour avoir acceptés d'examiner ce mémoire.

Nous remercions également toute l'équipe pédagogique de notre faculté pour avoir assuré la partie théorique de ce travail.

Nous tenons à témoigner toute notre reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

Atlili Mohammed elhadi, Mr.BENRAMDANA Meriem, KREBAZA Mohammed, MOUDJARA Bilal, FORTAS Bouthaina, REZAGUI Mahdi, BOUHALI Hamza, KHARIZE Moustafa, JOULAH Imadeddine, TRARI Mansour et LARBI Mohammed Ndjibe

Nous remercions nos très chers parents, qui ont toujours été là pour nous. Notre famille pour leurs encouragements.

Enfin, nous remercions nos amis, Leurs soutiens incondtionnels et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

À tous ces intervenants, nous présentons notre remerciement, respect et gratitude.



Dédicaces



Je dédie ce modeste travail
A mes parents qui ont tout donnés pour ma réussite.
A mes frères et à toute la famille.
Et aussi à tous mes amis sans exception.

ملخص

يمكن أن يساعد الحفر غير المتوازن على زيادة الأرباح عن طريق منع ضياع مائع الحفر أثناء الدورة ، وتحسين معدلات الاختراق ، وتوفير المعلومات الأنية عن الخزان أثناء الحفر، وتقليل تكاليف الإنجاز والتحفيز، وتحسين الإنتاجية والحد من تلف تكوينية الخزان.

تتضمن UBD معالجة عميقة لضغط القاع الديناميكي (BHCP) ليكون أقل من ضغط الخزان (Pr).

في الجزائر ، قدمت SONATRACH هذه التقنية منذ عام 2002 في مجال HMD.

تم استخدام برنامج PIPESIM2017.2 و SAPHIR لوضع نماذج جيدة للآبار والتحقق من نتائج اختبارات Build Up و FlowTest . وتقييم اقتصادي لهته التقنية. تؤكد النتائج التي تم الحصول عليها موثوقية وربحية UBD.

الكلمات المفتاحية: تحت التوازن، النمذجة، معلومات الحفر، كود SAPHIR ، كود PIPESIM.

Abstract

Underbalance drilling can help maximize profits by preventing circulation loss, improving penetration rates and providing real-time information of reservoir, reducing completion and stimulation costs and improving productivity, reducing formation damage. UBD involves intentionally manipulating the bottom hole circulation pressure (BHCP) to be less than the reservoir pressure (Pr).

In Algeria SONATRACH has introduced this technique since 2002 in the field of HMD.

PIPESIM2017.2 and SAPHIR software were used for reservoir and well modeling and verification of Flow Tests and build up parameters. Then we proceeded to the economic evaluation. The results obtained confirm the reliability and profitability of UBD.

Key words: Underbalance, modeling, drilling parameters, SAPHIR code, PIPESIM code.

Résumé

Les forages en Underbalance peuvent aider à maximiser les profits en empêchant la perte de circulation, à améliorer les taux de pénétration, à fournir des informations sur les réservoirs en temps réel, à réduire les coûts de complétion et de stimulation et à améliorer la productivité en réduisant l'endommagement de la formation. L'UBD implique de manipuler intentionnellement la pression de circulation au fond (BHCP) afin qu'elle soit inférieure à la pression du réservoir (Pr).

En Algérie la SONATRACH a introduit cette technique depuis 2002 dans le champ de HMD.

On a utilisé les logiciels PIPESIM2017.2 et SAPHIR pour la modélisation du réservoir et du puits et la vérification des paramètres de jaugeage (FlowTest) et Build Up. Ensuite on a procédé à l'évaluation économique. Les résultats obtenus confirment la fiabilité et la rentabilité de l'UBD.

Mots clés : Underbalance, modélisation, paramètres de forage, code SAPHIR, code PIPESIM.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicaces	II
Résumé	IV
Nomenclatures	VI
Liste des Figures	VIII
Liste des Tableaux	XI
Introduction Générale	1
Chapitre N°1 :Généralité sur l'UBD	
I.1. Historique	2
I.2. Principe du forage en UBD	2
I.3. Intérêt de l'UBD	3
I.3.1. Maximiser la récupération Ultime	3
I.3.2. Minimisation des Problèmes de forage	5
I.4. Problèmes Liés à la technique UBD	8
Chapitre N°2: Techniques du forage en Underbalance	
II.1. Les systèmes de fluides utilisés	11
II.1.1. Types de fluide de forage	11
II.1.2. Techniques d'injection	11
II.2. Les équipements	13
II.2.1. Equipements de circuits de production de N ₂	13
II.2.2. Equipement de prévention des éruptions	15
II.2.3. Les équipements de séparation	21
II.2.4. Equipements et lignes de surface	22
II.2.5. Équipement de fond	24
II.3. Les puits candidat pour l'UBD	26
II.3.1. Etude du réservoir	26
II.3.2. Critères d'un puits apte à être foré en UBD.....	26

II.3.3. Critères d'un puits non apte à être fore en UBD	27
---	----

Chapitre N°3: Partie Pratique

III.1. Généralité sur le champ de Hassi-Messaoud	29
III.1.1. Description géologique du champ de Hassi-Messaoud	29
III.1.2. Caractéristiques pétro physiques du réservoir	29
III.2. L'application sur le forage en UBD.....	29
III.2.1. Présentation du puits MDZ672.....	29
1) Analyse et interprétation des résultats en open hole	33
2) Analyse et L'interprétation des résultats après la complétion	42
III.2.2. Présentation du puits MDZ664.....	46
1) Analyse et interprétation des résultats en open hole	48
2) Analyse et interprétation des résultats après la complétion	54
III.3. Forage en UBD dans le champ de HASSI MESSAOUD	58
III.4. Evaluation économique du forage en UBD	65
III.4.1. Généralité	65
III.4.2. Sources de profits	65
III.4.3. Coûts de l'UBD	65
III.4.4. Réduction du coût	66
III.5. Optimisation des paramètres du forage à HMD.....	69
III.6. Résultats de production	71
Conclusion Générale	75
Recommandations.....	77
Bibliographie.....	78

Annexes

Annexe A : Conception des systèmes de forage en UBD	I
1. Garniture de forage conventionnelle :	I
2. Coiled tubing :.....	II
3. Snub drilling:	II

4. Le choix de système de forage :	III
Annexe B : Types de fluide de forage	IV
1) System les fluides incompressibles :	IV
2) System Fluides bi phasique :	IV
3) Air ou gaz naturel :	V
Annexe C : Système de production de fluide de forage	VI
1) Gaz naturel :	VI
2) Unité de génération de mousse :	VI
3) Azote cryogénique :	VI
Annexe D : Les donnrs de puits	VIII

Nomenclatures

BHA	Bottom hole assembly
BHCP	Pression de fond (Bar)
Bo	Facteur de volume (bbl/Sbbl)
BOP	Blow out preventer
Ct	Compressibilité totale (cm ² /kg)
CTU	Coiled tubing
DDV	Down hole deployment valve
DST	Drill stem test
ECD	Equivalent Circulating Density
EM-MWD	Electromagnetic Measurement while drilling
ESD	Emergency Shut Down
GOR	Gas oil ratio (m ³ /m ³)
IP	Indice de productivité (m ³ /hr/Bar)
IPR	Inflow performance Relationship
K	Perméabilité (md)
KH	Perméabilité utile (md.m)
L	La longueur du réservoir (ft)
LWD	Logging while drilling
MD	Measurement depth (m)
MWD	Measurement while drilling
NPT	No Productive Time (day)
OBD	Overbalance drilling
Pb	Pression de bulle (Bar)
PDM	Positive displacement motor
Pf	Pression de fond (Bar)
PFD	Pression de fond dynamique (Bar)
PG	Pression de gisement (Bar)
Ph	Pression hydrostatique. (Bar)
PPM	Push Pull Machine
Pt	Pression de tête (Bar)
ΔP	Drawdown (Bar)
ΔPa	Les pertes de charges annulaires. (Bar)

PVT	Pression, volume, température
Qh	Débit d'huile (m ³ /h)
RCD/ RCH	Rotating Circulation Device/ Rotating Control Head
Re	Rayon externe (du réservoir)
ROP	Rate of penetration (m/h)
RPM	Vitesse de rotation (tr/min)
Rw	Rayon du trou
S	Skin
TD	Total depth (m)
UBD	Underbalanced Drilling
VLP	vertical lift Performance
VS	Vertical section (m)
μo	Viscosité d'huile (cp)
Ø	Porosité

Liste des Figures

Figure I-1: Définition de l'UBD	2
Figure I- 2: Invasion solide dans un système de pores homogène.....	4
Figure I- 3: Mécanisme d'entraînement des matières en suspension.	4
Figure I-4: Mécanisme d'entraînement des solides dans les fractures.	4
Figure I-5: perte de circulation.....	6
Figure I-6: Coincement par pression Différentielle.....	6
Figure I-7: Variation de l'avancement.....	7
Figure I-8: l'outil après l'endommagement	7
Figure I-9: Intervalle de stabilité des parois	9
Figure II-1 : Injection par drill pipe.....	12
Figure II-2: Injection par annulaire	13
Figure II-3: Circuit de production de nitrogène	13
Figure II-4: Generateur De Nitrogene	14
Figure II-5: Suppresseur (Booster).....	15
Figure II-6: Empilage de l'obturateurs d'éruption.	16
Figure II-7: Tête Rotative.	17
Figure II-8: Unité de Commande	17
Figure II-9: Taging Tools.	18
Figure II-10: Push Pull Machine.	19
Figure II-11: Systeme de Emergency Shut Down (ESD)	20
Figure II-12: Manifold de Duses.	21
Figure II-13: Séparateur Horizontale.....	22
Figure II-14: Flow line Principale.	22
Figure II-15: Flow line secondaire.	23
Figure II-16: Echantillonnage géologique en UBD.....	23
Figure II-17: Data Header.....	24
Figure II-18: Moteur De Fond.....	24
Figure II-19: Composition de LWD.	25
Figure II-20: Les valves anti-retour.....	25

Figure III- 1: Situation géologique de HMD	29
Figure III- 2: Situation de puits MDZ672.....	30
Figure III- 3: Profil du puits MDZ672	31
Figure III- 4: Distribution de la pression dans la zone étudiée	31
Figure III- 5: Horner Plot.....	34
Figure III- 6: Horner Plot.....	35
Figure III- 7: Horner Plot.....	36
Figure III- 8: Horner Plot.....	36
Figure III- 9: Configuration du puits MDZ672.....	38
Figure III- 10: sensibilité pour le IP et le flow rate.	39
Figure III- 11: la corrélation idéale	40
Figure III- 12: Une sensibilité pour le GOR	40
Figure III- 13: la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement)	41
Figure III- 14: La courbe de dérivée	42
Figure III- 15: La sensibilité pour le IP et le flowrate.	43
Figure III- 16: La corrélation idéale.....	43
Figure III- 17: La courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).....	44
Figure III- 18: Sensibilité sur la pression de gisement.	45
Figure III- 19: Sensibilité sur la complétion (Tubing).	46
Figure III- 20: Situation de puits MDZ664.....	47
Figure III- 21: Profil du puits MDZ664.....	48
Figure III- 22: Horner Plot.....	48
Figure III- 23: Horner Plot.....	49
Figure III- 24: Horner Plot.....	50
Figure III- 25: La configuration du puits MDZ664.....	51
Figure III- 26: La sensibilité pour le PI et le flow rate.	52
Figure III- 27: La corrélation idéale.....	52
Figure III- 28: La courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).....	53
Figure III- 29: La courbe de dérivée	54
Figure III- 30: La configuration du puits MDZ664.....	55
Figure III- 31: Une sensibilité pour le IP et le flow rate.....	55
Figure III- 32: La corrélation idéale.....	56
Figure III- 33: La courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).....	56
Figure III- 34: le profil de puits MDZ669	61
Figure III- 35: le profil de puits MDZ672	62
Figure III- 36: Amélioration du temps de forage Vs nombre de puits.	66

Figure III- 37: Comparaison de ROP en UBD et OBD.	69
Figure III- 38: Comparaison de consommation des outils de forge	70
Figure III- 39: production moyenne d'huile en forage UBD.	71
Figure III- 40: La valeur moyenne du GOR en forage UBD.	72
Figure III- 41: Indice de productivité	74
Figure III- 42: Le cout de forage.....	73

Liste des Tableaux

Tableau II- 1: Représentant les caractéristiques de générateur d'azote	14
Tableau II- 2: Caractéristiques de la Pompe de Refoulement.....	15
Tableau II- 3: Caractéristiques de Push Pull Machine (PPM)	18
Tableau II- 4: Caractéristiques ESD (Emergency Schut Down).....	19
Tableau III-1: Les Equipement utilisés	32
Tableau III-2: Les donnes de jaugeage	38
Tableau III-3: Résultats des tests	41
Tableau III-4: Les données de jaugeage.....	42
Tableau III-5: Résultats des tests	44
Tableau III-6: Les donnes de jaugeage	50
Tableau III-7: Résultats des tests	53
Tableau III-8: Les données de jaugeage.....	54
Tableau III-9: Résultats du test.....	57
Tableau III-10: La comparaison entre le puits foré en UBD et en OBD	58
Tableau III-11: La comparaison des paramètres (kh et S).....	58
Tableau III-12: La comparaison entre le puits foré en UBD et en OBD	59
Tableau III-13: La comparaison des paramètres (kh et S).....	59
Tableau III-14: La comparaison entre MDZ672 et ONIZ40	60
Tableau III-15: la comparaison du temps d'un Round Trip entre ONIZ40 et MDZ672	61
Tableau III-16: Résultats de test	62
Tableau III-17: La comparaison entre MDZ672 et MDZ669.....	63
Tableau D-1 : Opérations effectuées Sur MDZ672	X
Tableau D-2 : Opérations effectuées Sur MDZ669	X

Introduction Générale

Le forage conventionnel (OBD) est basé sur une pression hydrodynamique supérieure à la pression de gisement ce qui provoque plusieurs problèmes au niveau de réservoir tel que les pertes de boue, le filtrat et le mud cake et par conséquent le coincement par pression différentielle et l'endommagement du réservoir. Pour toutes ces raisons les spécialistes de forage pétrolier ont développé une nouvelle technologie c'est le forage en UBD. Cette technique consiste à forer avec une pression de fond dynamique inférieure à la pression de gisement. Le forage en UBD permet d'éviter plusieurs problèmes générés par le forage conventionnel : l'endommagement du réservoir et les pertes de boue.

Le forage en UBD nécessite des équipements spéciaux et donc engendre des coûts supplémentaires, mais tout reste insignifiant comparativement aux performances réalisées.

C'est dans ce contexte que nous présentons notre travail qui est organisé comme suit :

- Le premier chapitre présente des généralités sur le forage en UBD : les principes de forage, le but, la comparaison entre le forage UBD et OBD et les avantages et les inconvénients.
- La technique de forage en UBD est exposée au deuxième chapitre.
- Le troisième chapitre est une étude techno-économique comparative entre les puits MDZ664, MDZ 672 qui montre les résultats d'interprétation (évaluation et analyse).

Enfin nous terminons ce travail par une conclusion et des recommandations.



Généralité sur l'UBD

I.1. Historique :

Le concept du forage avec un fluide, dont la pression de circulation est inférieure à celle de réservoir a été breveté la première fois aux Etats-Unis en 1866. Les premières applications utilisaient l'air comprimé pour forer le puits. L'évolution de la technologie au cours des années a permis d'introduire d'autres fluides tels que la mousse et le fluide aéré (gazéifié) pour des conditions de forage spécifiques. La technique "flow drilling" a été développée la première fois au Sud du Texas, puis elle est devenue mondiale avec des exploits au Canada, en Australie et en Chine. Elle a été principalement utilisée pour le développement des champs à pression épuisée. Pendant les années 90, l'UBD avait été appliqué avec succès dans des opérations de forage en offshore et à travers l'Europe. Les premières techniques ont été développées par Angel (1957) et, Moore et Cole (1965). Elles essaient de prévoir le volume d'air ou de gaz nécessaire pour un nettoyage efficace du puits foré. Actuellement, underbalanced drilling est le développement le plus passionnant dans le secteur de forage au même titre que la technique de forage horizontal et multilatéral pour forer des puits plus rentables.[06]

I.2. Principe du forage en UBD :

Le principe du forage en Underbalance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une Δp (draw down) désirée et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres. En assurant un contrôle de débit en surface, la pression de fond (BHP) doit être maintenue entre deux valeurs de pressions limites, qui en réalité délimitent la fenêtre de la pression de fond de travail. On doit pouvoir établir la pression de fond (BHP, Pf) en conditions de production ou sans production. La pression des pores donne la limite supérieure, alors que la limite inférieure de BHP est déterminée

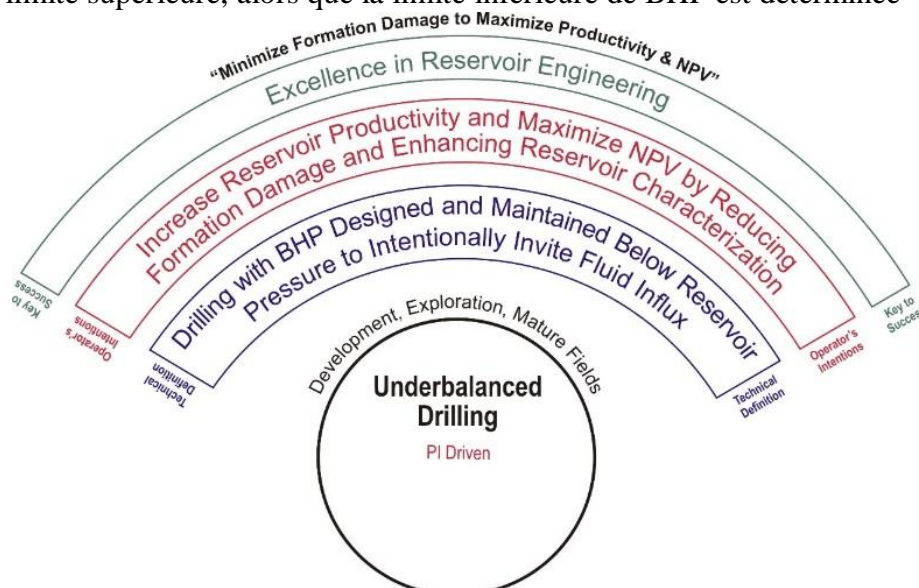


Figure I-1: Définition de l'UBD [07]

essentiellement pour assurer la stabilité des parois ; ainsi que les débits d'injection et les pressions de service du l'équipement de surface.

Le draw down est la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement [04].

$$\Delta P = (P_g - P_f) * 100 / P_g \dots \dots \dots (1-1)$$

On doit pouvoir établir la pression de fond ($P_f = P_h + \Delta P_a$) en conditions de production ou sans production. Dans le cas de la production on doit connaître le débit de la couche productrice Tel que :

P_f : la pression de fond.

P_h : la pression hydrostatique.

ΔP_a : Les pertes de charges annulaires.

I.3. Intérêt de l'UBD :

L'expérience a montré que le forage en Underbalance est plus adapté que l'overbalance pour le forage des réservoirs d'huiles. Et parfois nécessaire pour forer des réservoirs déplétés (à faible pression). Si la réalisation de l'opération UBD exige des coûts additionnels plus élevés, UBD est rentable par rapport à la technique conventionnelle. Pour deux raisons.

I.3.1. Maximiser la récupération Ultime :

1. Réduction ou élimination de l'endommagement de la formation :

La productivité des puits est généralement réduite par l'action de la perméabilité abîmée, adjacente aux abords de puits.

L'endommagement de formation peut avoir lieu lorsque le liquide, les solides, ou bien les deux ; entre dans la formation, pendant le forage. Si la pression de fluide de forage est plus élevée que la pression de formation, La force motrice générée par cette différence de pression cause la pénétration du fluide de forage dans le réservoir. L'UBD ne va pas entièrement éviter la possibilité d'endommagement de la formation.

Dans quelques circonstances, la différence des potentiels chimiques entre le fluide de forage et le fluide de gisement, peut provoquer le filtrat qui entre dans la formation même en présence d'un gradient de pression qui favorise l'écoulement de fluide de gisement vers le fond du puits.

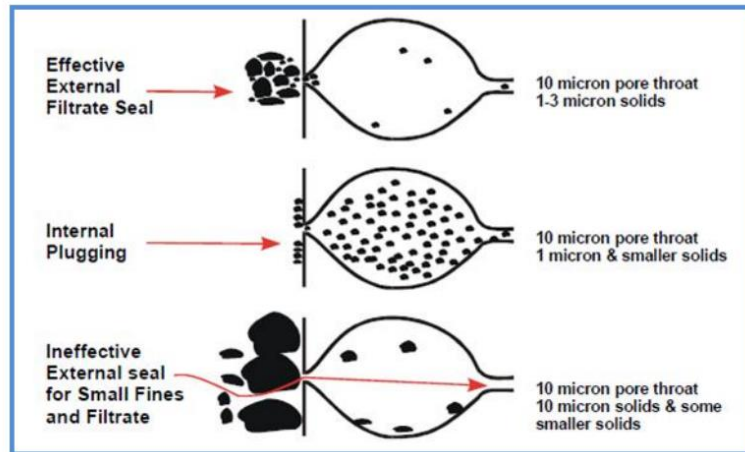


Figure I- 2: Invasion solide dans un système de pores homogène.

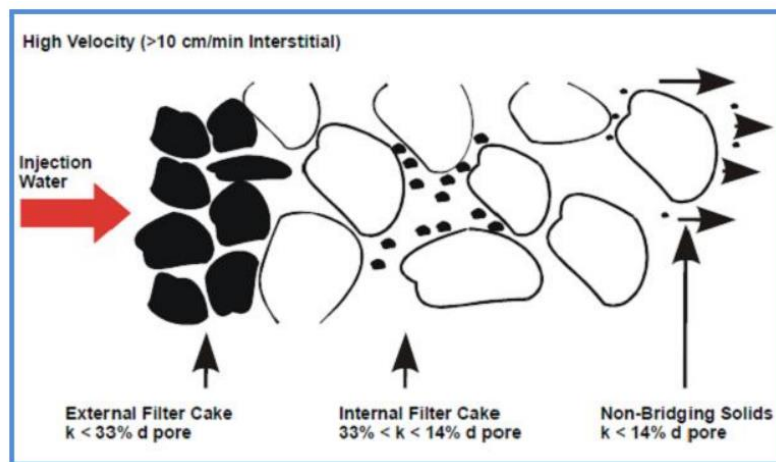


Figure I- 3: Mécanisme d'entraînement des matières en suspension.

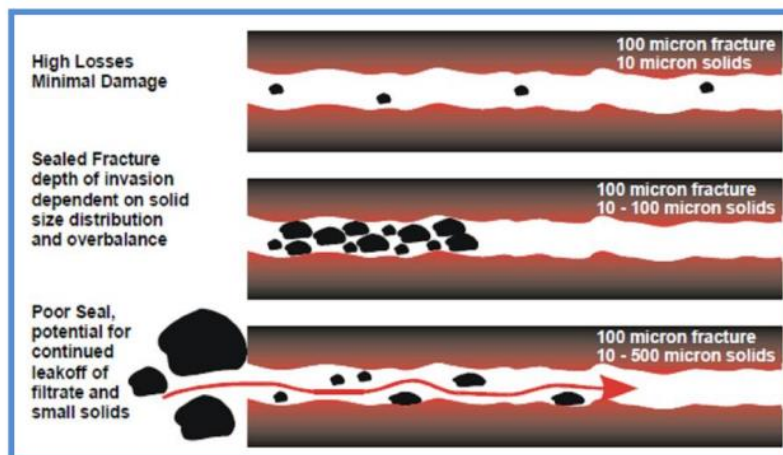


Figure I-4: Mécanisme d'entraînement des solides dans les fractures.

2. Anticipation sur la production :

Pendant le forage dans une zone de production, le puits débite même pendant les manœuvres. Le profit engendré peut être très significatif, voir même l'éventualité de couvrir le coût de forage de puits.

3. Elimination de la stimulation et DST :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voir éliminé. Ceci va réduire ou éliminé le besoin de stimuler le puits, La stimulation peut Inclure l'acidification ou traitement de surface, pour enlever l'endommagement de la formation ; ou bien la fracturation hydraulique qui peut être programmée pour garantir une production adéquate à travers une faible perméabilité du réservoir, D'où la réduction du coût total (service de stimulation, Réquisition du rig). En addition le forage en UBD permet l'analyse continue de la production pendant les opérations. D'où l'élimination du DST.

4. Produire des zones marginalisées :

Après un forage d'un puits, on doit l'évaluer et déterminer s'il contient d'hydrocarbure d'une manière exploitable. Pour cela on utilise des logs. Dans un forage conventionnel, la possibilité d'identifier et d'évaluer une zone est inexistante, la raison est que le fluide de forage exerce une pression sur la formation toute en rinçant le puits bore avec le fluide perte. Ceci va avoir un impact sur la lecture du log d'où une analyse erronée et finalement on augmente le coût du puits toute en perdant une zone apte à produire.

I.3.2. Minimisation des Problèmes de forage :

1. Diminution des pertes de circulation :

Elle est définie comme une perte de boue en quantité dans la formation. Cette dernière se produit lorsque la pression hydrostatique du fluide de forage excède la pression de fracturation de la formation. L'UBD est appliqué pour le forage des réservoirs sévèrement déplétés ou des réservoirs à faibles pressions de gisement où le risque de perte est majeur avec la méthode du forage conventionnel. Donc si les conditions de l'UBD sont maintenues les pertes de circulation sont minimisées ou éliminées.

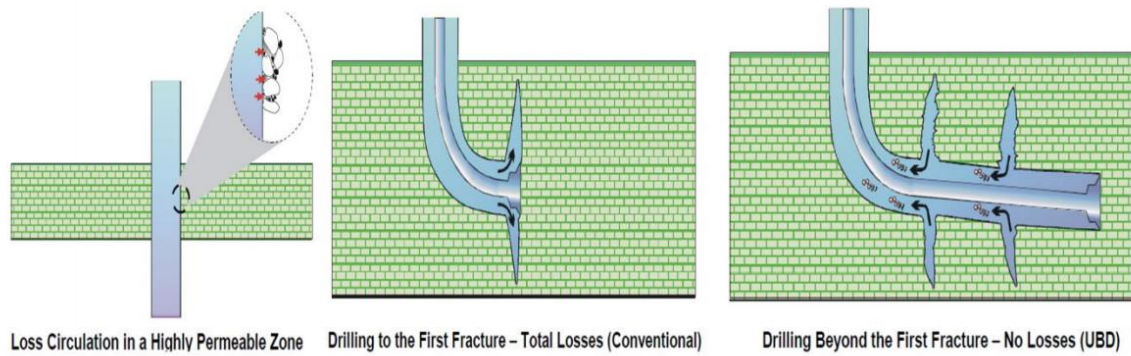


Figure I-5: perte de circulation

2. Diminution de la probabilité de coincement différentiel :

Lorsque la garniture de forage en OBD entre en contact avec les parois du trou en face d'une zone perméable, le cake déposé crée une différence de pression entre la formation et la garniture de forage. Ceci induit un coincement ou un collage de la garniture de forage par pression différentielle. Dans le cas du forage en UBD en l'absence de pression différentielle et de cake, il est impossible d'avoir un coincement par pression différentielle même si la formation est poreuse et perméable.

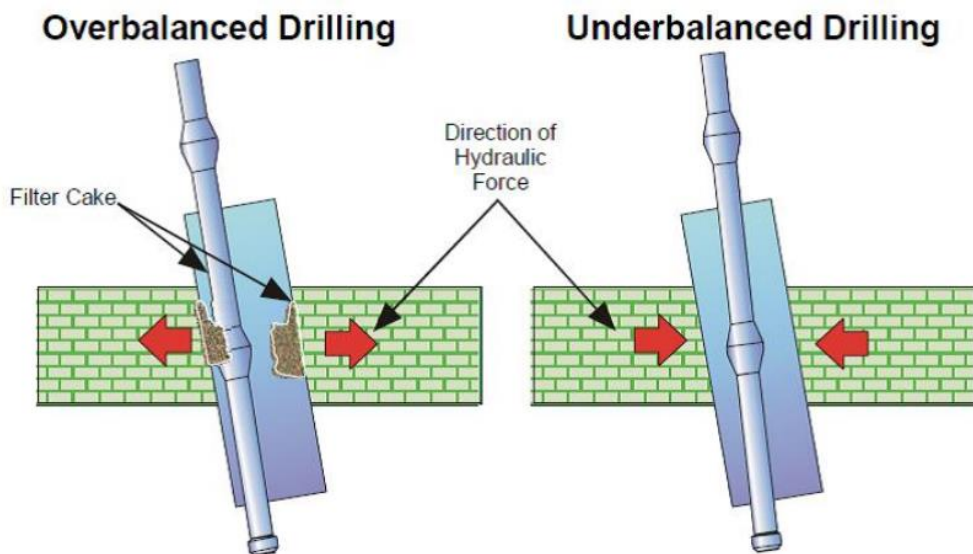


Figure I-6: Coincement par pression Différentielle

3. Augmentation des vitesses d'avancement due à :

L'allègement de la pression hydrostatique sur la formation a un effet considérable sur le ROP. Le taux de pénétration ainsi augmenté, ajouté à l'amélioration dans le nettoyage du trou ont un effet positif sur la durée de vie de l'outil. Dans les puits forés en Underbalance,

des sections entières ont été forées avec un seul outil, hors d'habitude dans les forages conventionnels, ont utilisé de 3 à 4 outils pour les mêmes sections.

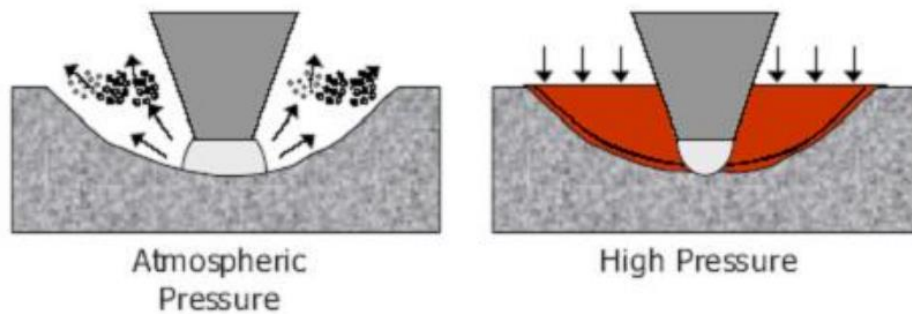


Figure I-7: Variation de l'avancement

4. Augmentation de la durée de vie des outils de forage

Une quantité considérable de chaleur est produite par le frottement de l'outil lorsqu'il entre en contact avec la formation. Le fluide de forage transmet cette chaleur loin de ces emplacements de frottement par la convection. Il convient de noter que les solides dans le fluide de forage contribuent à créer une chaleur supplémentaire en plus celle produite par l'outil.



Figure I-8: l'outil après l'endommagement

En employant UBD les frottements sont minimisés :

- L'absence de forces additionnelles tenant la formation en place ;
- Fraction solide est maintenue à une valeur minimale.

Afin d'obtenir la condition optimale de ROP, l'UBD exige moins d'efforts sur l'outil et réduit la charge sur les cutters et les roulements d'où une augmentation de la durée de vie de l'outil.

5. Diminution du temps de réalisation :

Pendant le forage en OBD, plusieurs problèmes surviennent et par conséquence augmente le temps de réalisation du puits d'où des coûts supplémentaires non programmés, augmentant le coût global de ce dernier.

UBD ces problèmes sont réduits ou éliminés d'où un gain de temps de forage considérable.

6. Réduction de l'ECD (Equivalent Circulating Density) :

Le forage de longues sections horizontales amplifie les frictions dans l'annulaire. Ces frictions agissent sur la pression de fond et augmente la pression exercée sur la formation, d'où une diminution de taux de pénétration et augmente le risque des pertes.

Le forage en Underbalance fournit une opportunité de réduction des pertes de charge dans l'annulaire en permettant à l'énergie de réservoir de pousser des fluides hors du trou. [02]

I.4. Problèmes Liés à la technique UBD :

1. Instabilité du trou :

Comme dans le forage conventionnel l'instabilité du trou peut survenir des phénomènes mécaniques ou chimiques. Ceux-ci peuvent s'accroître par le forage en UBD. Quel que soit le mécanisme, l'instabilité du trou peut induire le coincement de la garniture au fond.

Si les fragments des roches sont trop grands pour que le fluide puisse les soulever du trou, ils tombent et s'accumulent et peuvent causer le coincement de la garniture.

Dans le forage en OBD, l'excès de pression de fond par rapport à la pression de formation fournit quelque degré de support aux abords du puits, contrairement en UBD ce support est absent. Au fur et à mesure que le draw down augmente, la tendance de l'instabilité du trou augmente. Cela met une limite inférieure de la pression de fond, au-dessous de laquelle il est impossible de forer efficacement. Cette limitation de la pression de l'Underbalance est principalement influencée par :

- Les contraintes in situ.
- La dureté des formations.
- La pression actuelle du réservoir.

Si le profil du puits traverse des terrains durs, le cas des terrains gréseux avec une certaine teneur en argile cela conduit un draw down admissible plus grand.

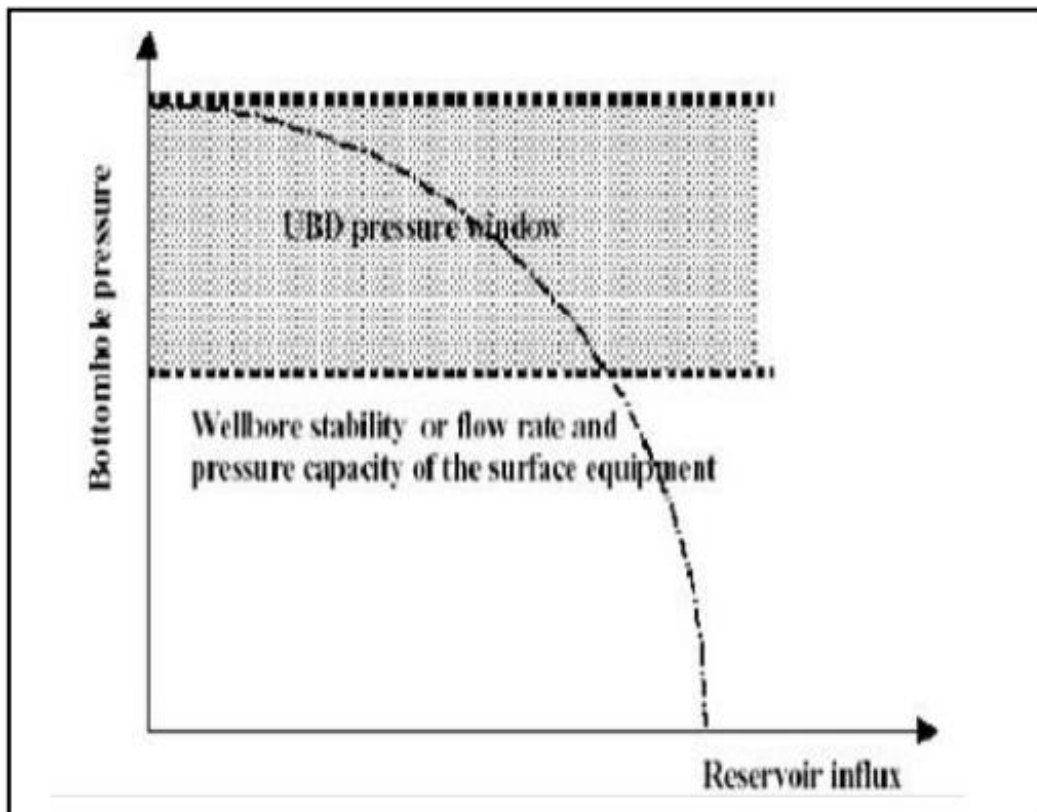


Figure I-9: Intervalle de stabilité des parois

2. Venue d'eau de formation :

Les venues d'eau de formation limitent le forage en UBD. En forant avec du gaz, cette eau peut humidifier les déblais au fond, les coller les uns aux autres puis les accumuler sur la garniture de forage et sur les abords du puits.

Cette accumulation des sédiments appelée 'Mud Ring' ou bague de boue peut s'agrandir et coincer la garniture de forage ; et pour remédier à ce problème on procède de la manière suivante :

- Injecter de l'eau avec le fluide en circulation contrôlant ainsi la saturation des déblais et les empêchant de se coller les uns aux autres.
- Changer le fluide de forage du gaz sec au Mist lorsque le premier apport se produit.

- Freiner la percée d'eau en pompant des colmatant qui pénètrent dans la formation pour former des barrières.

3. Les équipements directionnels de forages :

Pendant le forage, le trou doit être fréquemment vérifié, en particulier dans le cas des puits horizontaux.

Conventionnellement, les mesures se font par la télémétrie de la pulsation dans la boue par le MWD qui nécessite un milieu incompressible et monophasique. Les fluides de forage utilisés en UBD étant compressibles, l'intensité des pulses qui sont produites ne se propage pas à la surface avec une amplitude suffisante pour les détecter. Pour cela on utilise l'EM MWD électromagnétique qui envoie les signaux via la surface.

4. La production excessive d'hydrocarbure :

En réalité les problèmes de contrôles des puits ne sont pas considérés comme limitation au forage en UBD, mais il faut prévoir des équipements de surface capable de supporter le débit maximal de production sans risque et capable aussi de supporter la pression maximale en surface. Si les débits de productions excessifs sont rencontrés alternativement on peut soit :

- Connecter au réseau de production.
- Convertir le forage à l'overbalance.



Techniques du forage en Underbalance

II.1. Les systèmes de fluides utilisés :

Un système de fluide de forage mal conçu peut causer des dommages à la formation forée ce qui élimine toutes les indemnités du forage Underbalance. Un fluide de forage mal conçu peut également augmenter le coût du forage par la création de problèmes de corrosion et de risques d'incendie. Le choix d'un fluide inadéquat, peut également mener à la défaillance du projet dû au faible nettoyage de trou ou de la création des émulsions.

II.1.1. Types de fluide de forage :

La sélection correcte du type de fluide utilisé dans l'Underbalance est la clé de la réussite du forage.

Trois types de fluides peuvent être utilisés.

- Fluides incompressibles (liquides) exemple : eau, boue, brut.
- Fluide bi-phasique (mousse, mist, boue aérée, brut et azote).
- Air ou gaz naturel.

II.1.2. Techniques d'injection [03] :

En général, la sélection du fluide gaz / liquide et la technique d'injection sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle du fluide de formation.

Cependant, les gaz qui contenant de l'oxygène ne sont pas recommandées pour deux raisons :

- La corrosion du matériel tubulaire.
- L'inflammation.

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

1) Injection à l'intérieur des tiges (Drill pipe injection) :

Le liquide et le gaz comprimé sont injectés au même temps à l'intérieur de la garniture de forage.

Les avantages de cette technique sont :

- Augmentation de l'avancement.
- Ne requiert pas l'utilisation d'équipement supplémentaire dans le puits. L'usage des valves antiretour (NRV) est exigé pour prévenir le back flow à l'intérieure des tiges.
- Economique (réduction des coûts UBD dus à moins de débit de gaz).

Les inconvénients de cette technique :

- Obligation d'arrêter l'injection du gaz et de purger toute pression piégée restante dans les tiges à chaque connections. Ce qui provoque une augmentation de la pression de fond et la possibilité de basculer en Overbalance.
- L'usage de MWD conventionnels est seulement possible jusqu'à 20% de gaz par volume.
- Endommagement de rubber de moteur de fond, et coating plastique des tiges de forage par l'azote.

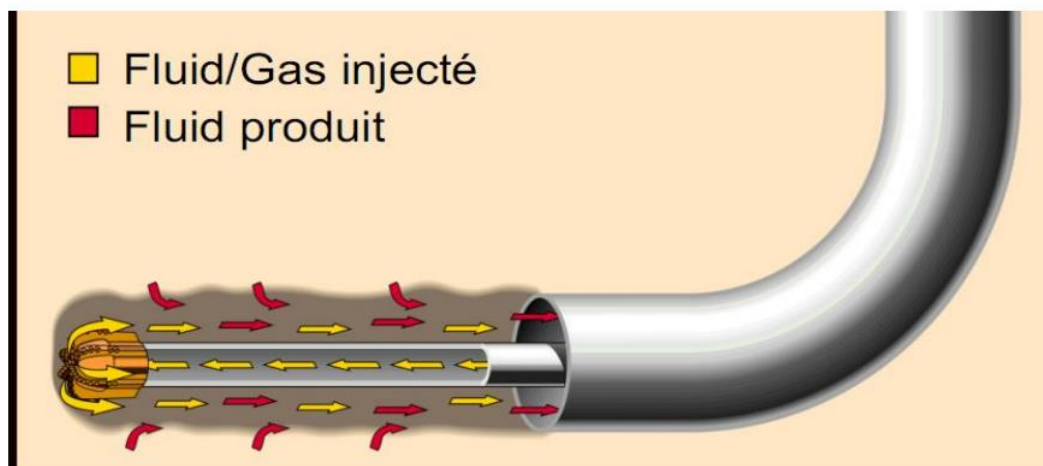


Figure II-1 : Injection par drill pipe

2) Injection par l'annulaire :

L'injection par l'annulaire est très utilisée dans la Mer du nord. Pour un nouveau puits, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation ciblée. Le liner est alors prolongé en surface par le biais d'un tie back et suspendu avec un tubing hanger spécial. Le gaz est injecté dans l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage.

L'inconvénient de ce type d'opération :

- Restrictions dans la géométrie des tubages.
- Spécial tubing head est requis.
- Augmentation de temps de mobilisation de l'appareil due à moins ROP par rapport à la précédente technique.
- Augmentation du coût de l'opération UBD, due aux volumes importants d'azote injectés.

L'avantage de l'injection par l'annulaire :

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connecte.
- Réduction du slugging en surface.
- Moins d'endommagement pour la garniture.

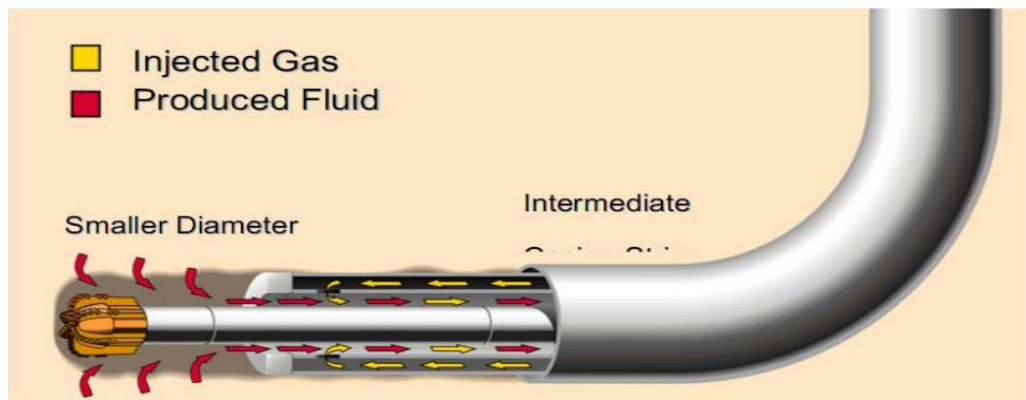


Figure II-2: Injection par annulaire

II.2. Les équipements :

Le design des équipements est l'un des aspects les plus importants de n'importe quelle compagnie d'UBD. L'équipement standard utilisé dans le forage conventionnel n'est pas suffisant car la capacité de manipuler un grand volume de production d'hydrocarbure est exigée. Plusieurs entrepreneurs d'UBD ont développé les systèmes de commande qui tiennent compte de la pratique sûre des opérations d'UBD.

II.2.1. Équipements de circuits de production de N₂ :

C'est un ensemble des machines servant à générer l'azote en place (au chantier), ces équipements sont classés par l'ordre de fonctionnement comme suit :

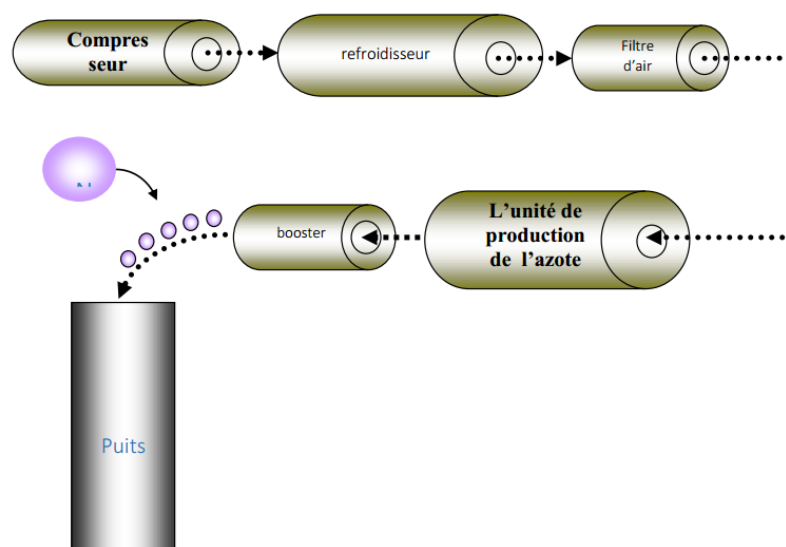


Figure II-3: Circuit de production de nitrogène

a) Compresseurs :

Les compresseurs représentent la base de pyramide de génération d'azote, il y a trois compresseurs, dont deux fonctionnent et le troisième est en back up (réserve), il y a deux range de compresseurs, dont le rôle est d'aspirer l'air atmosphérique à un certain taux et le compriment à une pression comprise entre **7-21 bar** avec un débit de compression de **50m³/min.**

b) Refroidisseur (Air Cooler) :

L'air sortant des compresseurs à une température de **43°C** va au refroidisseur qui est composé de trois ventilateurs et trois filtres. L'air est refroidi jusqu'à une température de **32°C**, Après on aura une diminution de pression suite à une perte de charges dans les filtres et un changement de température. Le rôle de refroidisseur est l'enlèvement de l'humidité pour obtenir un air pur dirigé vers le générateur d'azote.

c) Générateurs d'azote :

C'est une unité d'azote qui comprend des filtres à fibres et une membrane de filtration d'oxygène. Le principe du générateur d'azote est la diffusion moléculaire, basée sur la taille des molécules constituant l'air et leurs vitesses, c'est à dire dégageant les autres constituants et empêchant le nitrogène à passer afin, d'avoir une condensation de nitrogène, par ce que la vapeur de l'oxygène et d'eau sont des gaz " rapides " qui imprègnent rapidement la membrane, permettant à l'azote de traverser les alésages des fibres.

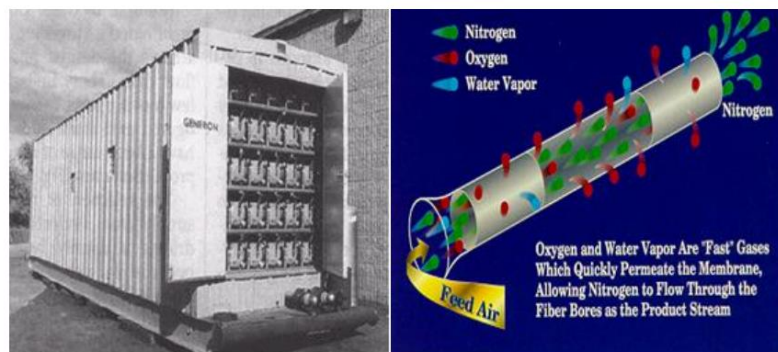


Figure II-4: Generateur De Nitrogene

Tableau II- 1: Représentant les caractéristiques de générateur d'azote

Température d'entrée (°C)	Volume (m ³)	Débit de sortie de N ₂ (m ³ /min)	Pression de sortie de N ₂ (psi)	Pureté N ₂ (%)	Puissance KW
32	85	42	175	95	75

d) Surpresseur (Booster) :

Le Surpresseur est un compresseur conçu pour l'augmentation de la pression de gaz d'une certaine pression à plus grande, selon la capacité du compresseur. Dans l'unité de génération d'azote, il y a deux surpresseurs dont le premier reçoit le nitrogène avec une pression de **12 bar** et le comprime à une pression peut atteindre **173 bar** avec un débit de **42m³/h**, le deuxième surpresseur reçoit le nitrogène déjà sortie du premier surpresseur pour le comprimer à une pression de **344 bar** avec un débit de **65m³/h**. On utilise deux surpresseurs par ce qu'on ne peut pas passer de **12 bar** directement à **344 bar**.



Figure II-5: Suppresseur (Booster).

e) Pompe de Refoulement :

La pompe qui refoule l'azote vers le puits, a les caractéristiques suivantes :

Tableau II- 2: Caractéristiques de la Pompe de Refoulement.

Diamètre du piston	Course du piston	Débit	Pression max
3"	5"	348 l/min	2300 psi

II.2.2. Equipement de prévention des éruptions :**a) Obturateurs d'éruption :**

L'empilage BOP conventionnel est conservé pendant les opérations d'Underbalance. Une tête de contrôle rotative et un flow line principale avec des vannes de fermeture électronique (ESD) sont installées sur le stack conventionnel.

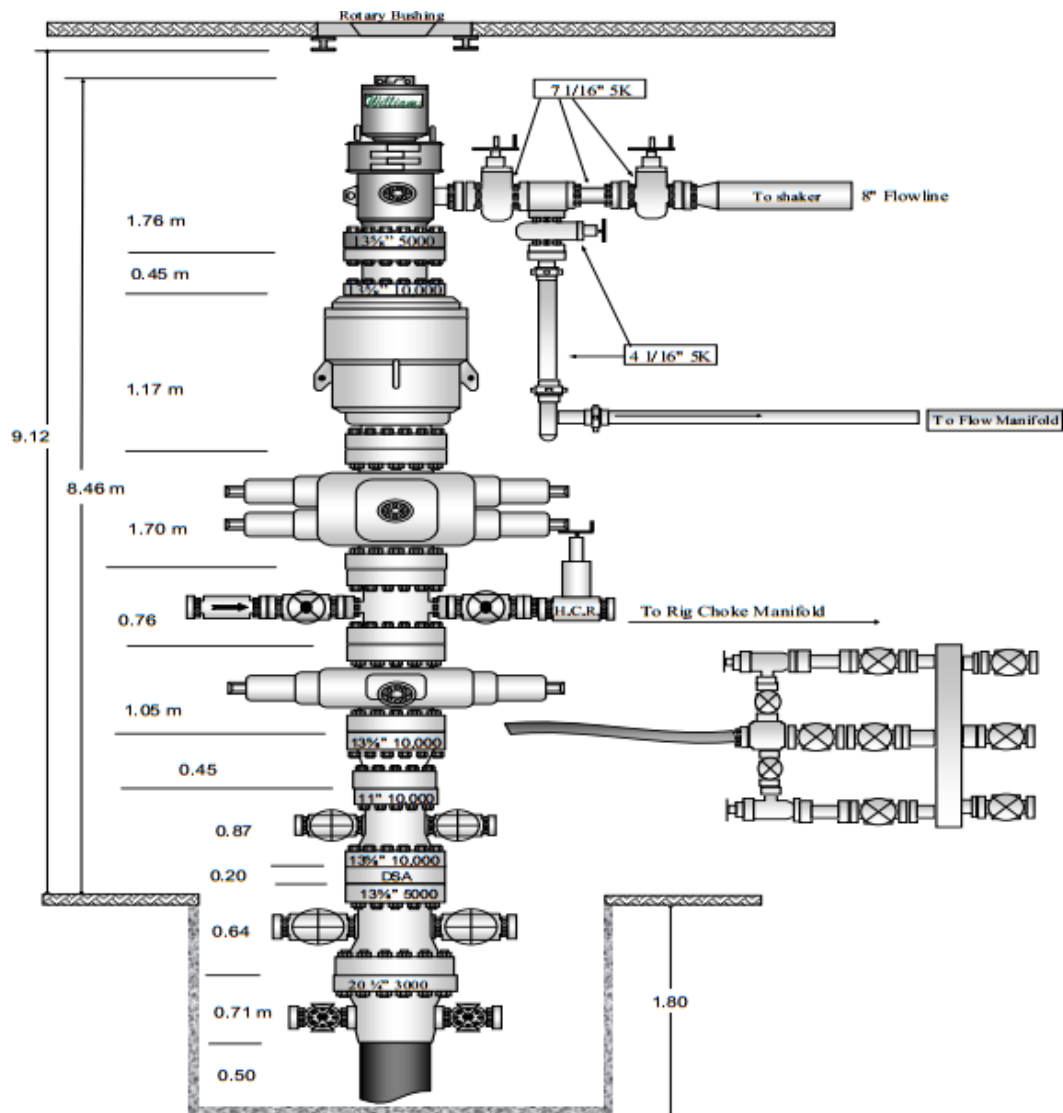


Figure II-6: Empilage de l'obturateurs d'éruption.

b) Système de Tête Rotative :

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clé dans beaucoup de programmes de forage. Ce système est appelé une tête de contrôle rotative (Rotating Control Head) plus communément connu sous l'abréviation RCH car l'élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage pendant que son logement (bol en acier) avec un ensemble de roulement contrôle le débit. Il y a deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active.



Figure II-7: Tête Rotative.

c) L'Unité de commande :

RCH actifs ont une unité de commande et un panneau de commande hydrauliques, qui commande la force se fermante sur le caoutchouc de décolleur. Le système d'accumulateur employé pour commander le RCH devrait être indépendant de l'unité du koomey de l'installation.

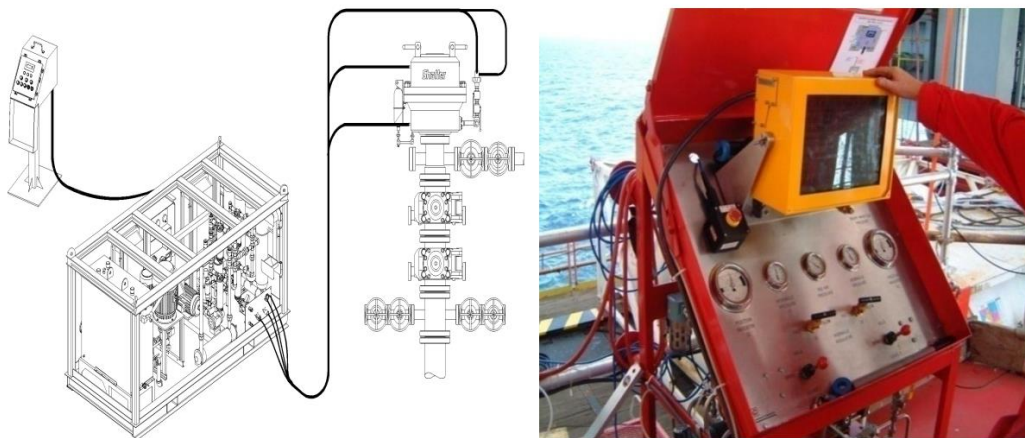


Figure II-8: Unité de Commande

d) Taging Tools :

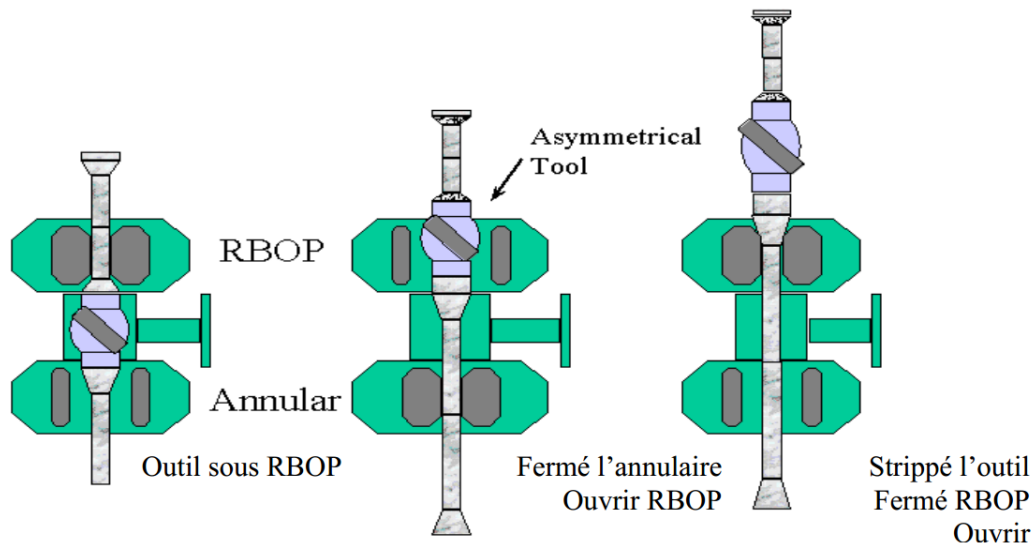


Figure II-9: Taging Tools.

e) Push Pull Machine (PPM) :

Le pull puche machine est souvent utilisé dans le forage en Underbalance ou les forages des gisements de gaz. Son rôle principal est le maintien de la garniture car durant la remontée on a la garniture pleine d'azote en plus elle est équipée de soupape. Cela se traduit par un allègement du poids de la garniture, c'est à dire à une profondeur donnée la pression hydrostatique est supérieure au poids de la garniture d'où rejet du string par l'augmentation de la poussée d'Archimède très importante au contact de l'extrémité fermée de la garniture. Notamment lors de la descente des premières longueurs, on aura des difficultés de descendre la garniture à travers les BOP (stripping), car le string est très léger et la pression de tête suffi pour rejeter la garniture. Dans les deux cas on utilise le push pull machine qui nous facilite la remontée et la descente de la garniture en toute sécurité. Elle est caractérisée par :

Tableau II- 3: Caractéristiques de Push Pull Machine (PPM)

Travail vert le bas	Travail vert le haut	Course de travail
50000 Ib - 22240 daN	25000 Ib - 11120 daN	3m

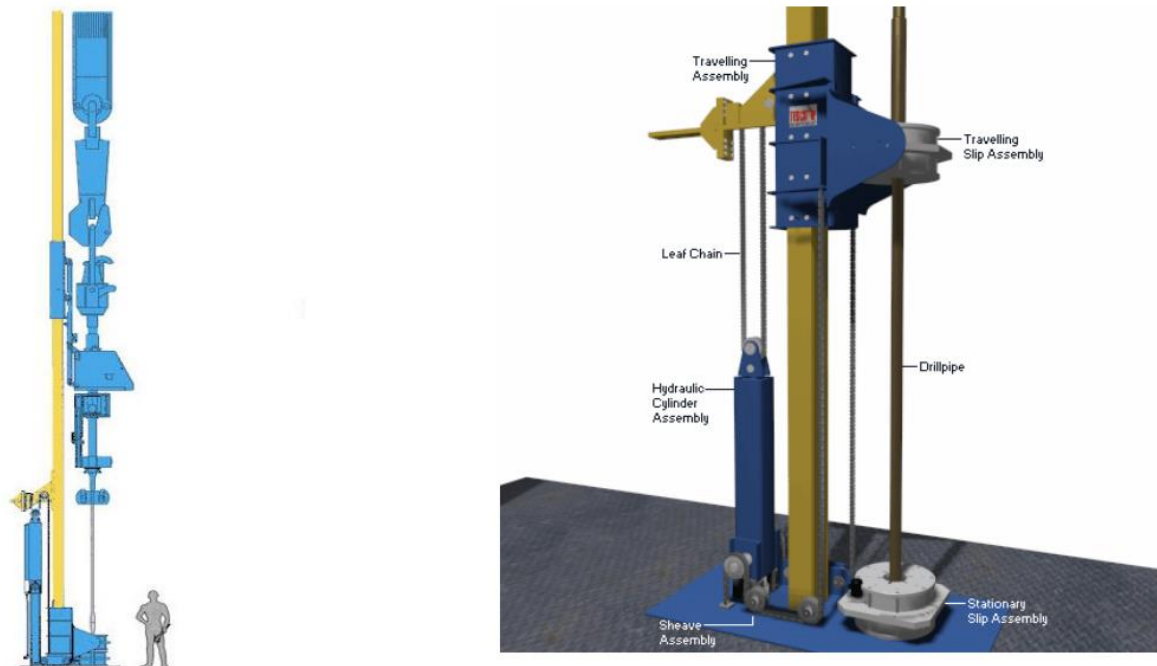


Figure II-10: Push Pull Machine.

f) **ESD (Emergency Schut Down) :**

C'est une vanne hydraulique, Elle est généralement située à la sortie entre les BOP's simple et double dans le flow line secondaire.

Son rôle principal est la fermeture sur le puits en cas d'urgence, on trouve ces utilisations dans les cas suivantes :

- Un problème au niveau de manifold du duses de l'Underbalance ou au niveau de séparateur.
- Détection d'une grande pression (plus grande que celle de travail de manifold et séparateur), vanne de secours.
- Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H_2S).

ESD est caractérisé par :

Tableau II- 4:Caractéristiques ESD (Emergency Schut Down).

Soupape	Type de dispositif de commande	Taille mm (")	Pression Kpa (Psi)
Tartan A 1/16 5000# API	Tartan hydraulic (Bettis)	101 (4)	34,4 (5000)

Une station à distance ou l'ESD est employée pour fermer sans risque les vannes en cas de venue.

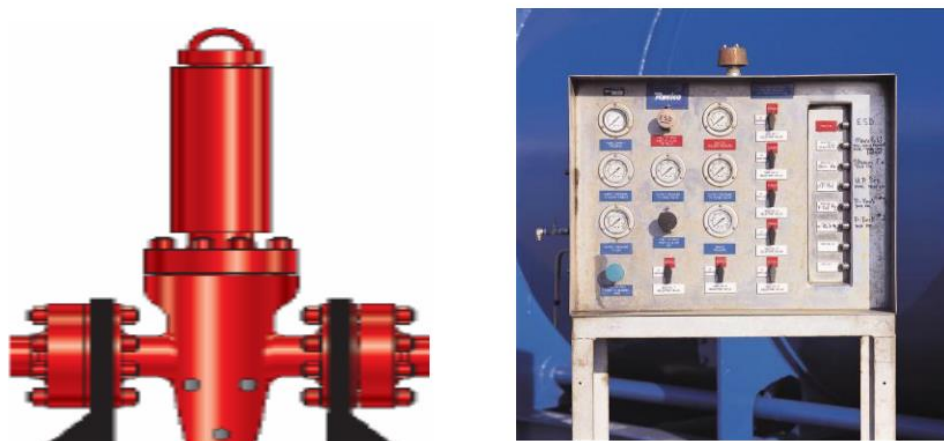


Figure II-11: Systeme de Emergency Shut Down (ESD)

g) Manifold de Duses :

Dans circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de rig qui a été dans les autres phases forcées en overbalance, ce manifold joue le rôle d'un manifold de secours en cas où le manifold de l'Underbalance tombe en panne, le manifold de rig reçoit le fluide venant de chock line.

L'autre manifold c'est le manifold de l'Underbalance qui est utilisé pour contrôler la pression de fond. C'est un manifold de série **344 bar**, composé de :

- De deux duses hydrauliques réglables, et parfois l'une hydrauliques et l'autre manuelle.
- Des vannes du purgeage.
- Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques...).
- Le manifold de l'UBD reçoit le fluide sortant de la vanne ESD (Emergency Schut Down).

Le rôle du deux manifolds est de donner une pression convenable pour le séparateur, par ce que le séparateur à une pression de travail il ne faut pas la dépasser, qui est égale à **48 bar**.

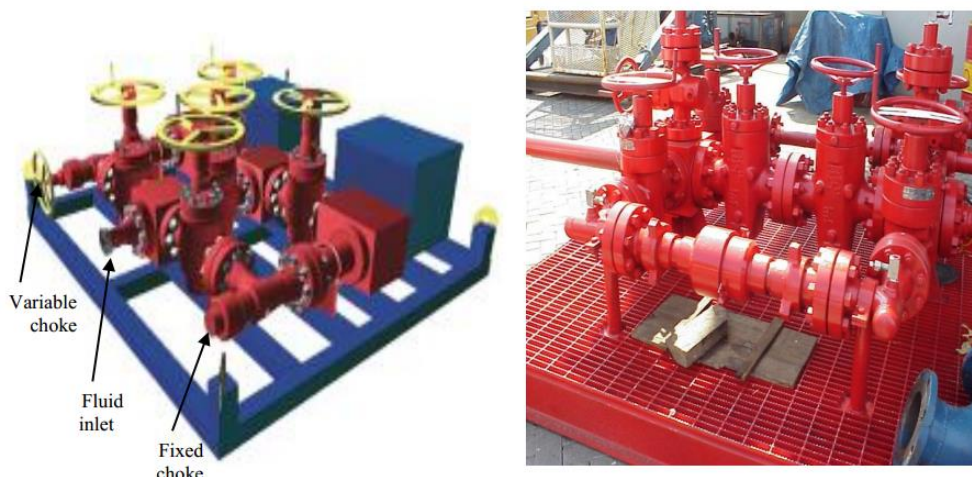


Figure II-12: Manifold de Duses.

II.2.3. Les équipements de séparation :

a) Séparateurs :

Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus du réservoir. Un séparateur pour un champ de gaz sec est différent d'un séparateur de champ d'huile lourde. Il doit être conçu de façon à séparer l'effluent du fluide de forage afin de pouvoir réutiliser ce dernier. Plusieurs approches dans la technologie de séparation ont été élaborées récemment :

- Séparer le gaz en premier, puis les fluides et les déblais.
- Séparer les solides pour minimiser l'érosion puis traiter le gaz.

L'approche retenue est en grande partie dépendante des fluides de réservoir attendus. La séparation dans le forage en Underbalance peut être conçue pour traiter **5 ou 6 phases** (fluide de forage, cuttings, gaz, huile, condensât et azote). Une attention particulière est requise pour le système de séparation, une fois que le type et les quantités d'effluent du réservoir ont été estimés. Le gaz sec est beaucoup plus simple à séparer qu'un brut lourd ou un condensât.

Il y a deux conceptions de base pour des séparateurs ; verticaux et horizontaux. Les séparateurs verticaux sont la conception optimale pour séparer le gaz du liquide. Les séparateurs horizontaux sont la conception optimum pour la séparation des liquides de diverses densités et les solides.

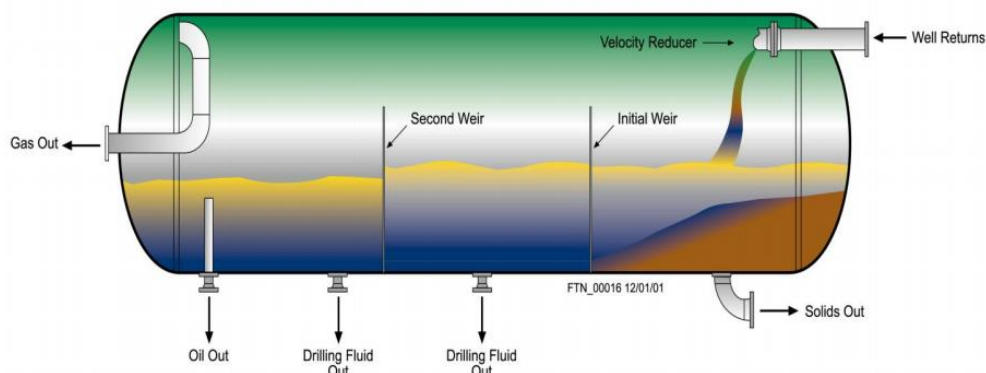


Figure II-13: Séparateur Horizontale.

b) La Ligne d'évacuation :

Pour la plupart des opérations d'UBD, le système doit avoir la capacité d'évaser tous les gaz produits. Dans certains cas le système doit avoir la capacité d'évaser les hydrocarbures liquides produits.

Le système de fusée doit avoir une source d'allumage continue ou automatique, et il doit avoir les moyens d'empêcher le retour en arrière parfois de la basse pression ou de la pression négative.

II.2.4. Equipements et lignes de surface :

a) Flow Line Principale :

Elle est située à la sortie de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations Underbalance.



Figure II-14: Flow line Principale.

c) Flow Line Secondaire :

La Flow line secondaire n'est utilisée que comme secours du flow line principale. Elle est généralement située entre les BOP's simple et double. Il est à noter que ce flow line est équipée d'une ESD.



Figure II-15: Flow line secondaire.

d) Module D'échantillonnage Géologique :

Ce module se trouve en amont du séparateur. Il permet l'échantillonnage en continu des fluides et des déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela assure un suivi géologique des formations forées et permet de plus de contrôler l'état du nettoyage du trou.



• La Ligne primaire du choke
Manifold



Figure II-16: Echantillonnage géologique en UBD.

e) Data Header :

Le data header est utilisé pour mesurer les données du fluide avant d'arriver au choke manifold et avant l'injection de Nitrogène en utilisant un manomètre pour la pression et un capteur de température.

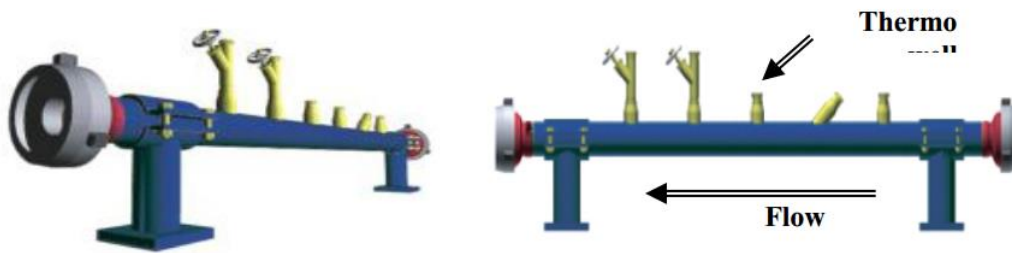


Figure II-17: Data Header.

II.2.5. Équipement de fond :

a) Moteurs de fond :

Les moteurs à déplacements positifs (PDM) ont été conçus seulement pour des fluides incompressibles tels que les boues à base d'eau ou d'huile. Dans un milieu compressible, ces équipements présentent plusieurs problèmes d'exploitation tels que :

- Durée de vie limitée.
- Les Vitesses Excessives Des Moteurs.
- Arrêt Du Moteur De Fond (Calage).



Figure II-18: Moteur De Fond.

b) Le MWD (Measurement while drilling):

L'avantage du MWD réside dans sa capacité à transmettre une multitude d'informations, telles que : les données de rotation, la température, les vibrations, la pression et des données directionnelles.

Dans le forage en Underbalance, on trouve en particulier les systèmes suivants :

- Wireline steering Tool.
- Electromagnétique MWD (EM-MWD).
- MWD conventionnel.

Les outils MWD sont sensibles aux vibrations, de ce fait des shocks absorbers seront mis en place avec le MWD pour le protéger. La meilleure solution technique, bien que plus onéreuse, consiste à utiliser l'EM-MWD. Cependant la présence de bancs de sel constitue une limite à l'utilisation de cet équipement.

c) Le LWD (logging while drilling):

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (logging while drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et /ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal.



Figure II-19: Composition de LWD.

d) Les Vannes anti-retour :

Pour des raisons de well control, dans les opérations en Underbalance, on ajoute deux vannes anti retour (non-ported float valve) juste au-dessus de l'outil de type Spring loaded plunger, dans le but d'éviter le retour par l'intérieure et le bouchage de l'outil. Aussi, au-dessus de la BHA et/ou à chaque **400 m** on trouve une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper, dans le but de conservé le gaz injecté pendant les purges, d'où la réduction des temps de manœuvres.

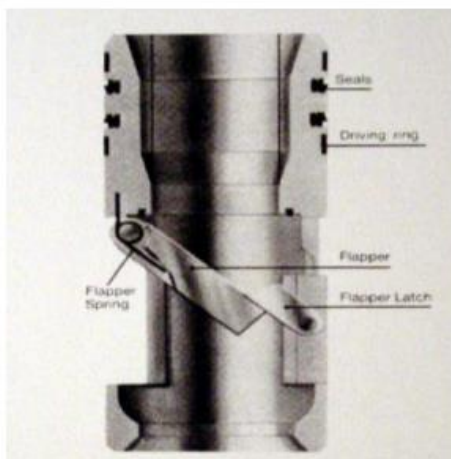


Figure II-20: Les valves anti-retour.

II.3. Les puits candidat pour l'UBD [02]:

II.3.1. Etude du réservoir :

Avant qu'une opération de forage en Underbalance ne soit engagée, une quantité importante de travail doit être réalisée sur le réservoir. Non seulement une pression de réservoir précise est nécessaire, mais le mécanisme d'endommagement du réservoir doit être compris pour garantir que les avantages requis sont effectivement possibles.

Certains puits ou réservoirs conviennent à des opérations Underbalance et permettent une récupération améliorée. D'autres formations ou champs peuvent ne pas être viables pour diverses autres raisons.

Un résumé des indicateurs permettant de déterminer si un réservoir particulier sera un bon ou un mauvais candidat est énumérés ci-dessous.

II.3.2. Critères d'un puits apte à être foré en UBD:

Pour qu'un puits puisse être candidat au forage en Underbalance il faut qu'il remplisse les conditions suivantes :

- Zones à risques de coincement par pression différentielle :
Dans beaucoup de réservoirs, le collage par pression différentielle est un problème important causant une perte de temps productif significatif (NPT). Les pertes économiques sont représentées par la perte potentielle du BHA et la possibilité de devoir dérouter le trou autour de la pipe perdue.
Le collage différentiel se produit par la présence d'un filtrat important (qui a d'autres effets bénéfiques, que nous verrons par la suite, mais à cet égard il est nocif) et la pression différentielle entre le fluide dans l'anneau et la formation.
- Réservoirs déplétés.
- Formations dures (denses, perméabilité et porosité faibles) qui a comme conséquences directes un taux de pénétration de l'outil et une durée de vie, (dans le forage conventionnels), très faibles.
- Zones à pertes de circulations sévères.
- Zones sujettes aux endommagements (skin damage incompatibilité fluide / fluide, incompatibilité fluide/formation).
- Formations fracturées.
- Formation sévèrement cavée.
- Zones hétérogènes.

Une fois le puits candidat choisi, les techniques appropriées pour la réalisation des opérations en Underbalance doivent être sélectionnées en se basant sur les mêmes critères de choix.

II.3.3. Critères d'un puits non apte à être fore en UBD :

Un puits ne peut pas être candidat au forage en UBD pour les causes suivantes :

A. Perméabilité et pression des pores élevées :

Les conditions de forage en Underbalance peuvent être facilement appliquées. Elles peuvent seulement être limitées par les équipements de surface.

La Pression maximale anticipée de surface (MASP) est toujours plus grande que la pression du réservoir.

Exemple : les RBOP's actuellement disponibles peuvent supporter une pression qui peut atteindre 5000 psi. Par conséquent forer dans une formation qui peut imposer un MASP plus élevé représente un risque très élevé pour la sécurité du personnel et des équipements.

Le risque est encore plus important, si le réservoir a une perméabilité élevée puisque les volumes d'apports sont susceptibles d'être énormes, en conséquence, les formations à haute pression et à perméabilité élevée sont susceptibles de constituer un risque important par l'application de l'UBD.

B. Réservoir de qualités très médiocre :

Comme exposé précédemment, l'UBD peut améliorer la performance du réservoir si ce réservoir représente des endommagements et de faible pression de gisement.

Réciproquement l'UBD n'est pas la solution aux puits qui sont de mauvais producteurs en raison de la qualité médiocre de ces réservoirs.

Si un opérateur emploie l'UBD dans des réservoirs de qualité inférieure afin d'essayer d'augmenter des taux de production, il ne fera qu'augmenter le coût du forage.

C. Formation contenant des argiles gonflantes :

Les argiles en absorbant la phase aqueuse des fluides de forage gonflent et sont l'objet d'efforts élevés, localisés. Ces argiles s'effondrent par la suite dans le puits.

Ces dommages peuvent être atténués par l'utilisation de saumures ou d'autres fluides appropriés (tels que les boues à base d'huile).

En général, de telles formations, à moins que fortement consolidées, sont de pauvres ou de marginaux candidats pour l'UBD.

D. Dommages causés par l'imbibition spontanée :

Dans quelques systèmes de réservoir, la cause physique de l'imbibition est le gradient capillaire dans les pores de la formation qui induit un effet de succion du fluide de forage. Cet effet est représenté comme l'action capillaire lorsque 'une paille est insérer dans un verre de soda.

E. Faibles connaissances de la formation à forer :

Dans un puits où on a une faible connaissance de la formation à forer et de sa pression, l'application de l'UBD constitue alors un risque important sur la sécurité du personnel et celle des équipements.

La connaissance de la formation est exigée pour accéder à la susceptibilité et à la défaillance de la stabilité du puits, et sert également à déterminer la convenance technique, permettant ainsi la conception des besoins en équipement extérieurs.

F. Formation contenant le H₂S :

La production des fluides qui contiennent des niveaux élevés du H₂S compliquera la conception du système de l'UBD et peut poser un risque de sécurité important.

G. Stabilité du puits :

Supposant que les différents facteurs pour la réalisation de l'UBD sont réunis, nous devons maintenant considérer la stabilité du puits pour le déroulement de l'opération.

Par définition, l'underbalanced exige que la pression annulaire induite est inférieure à la pression de formation et pouvant causer la défaillance des parois du puits. Ceci cause des problèmes de stabilité du puits menant à l'effondrement du trou.

La stabilité du puits est également un vaste secteur qui mérite un espace bien plus grand que celui fourni par un mémoire sur l'UBD.

H. Puits peu profond :

Difficile de contrôler la pression du trou et d'assurer la continuité de l'UBD.



3

Partie Pratique

III.1. Généralité sur le champ de Hassi-Messaoud

III.1.1. Description géologique du champ de Hassi-Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud s'étend sur une superficie voisine de 2500 km².

Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, après près de 50 ans, continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut.

Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

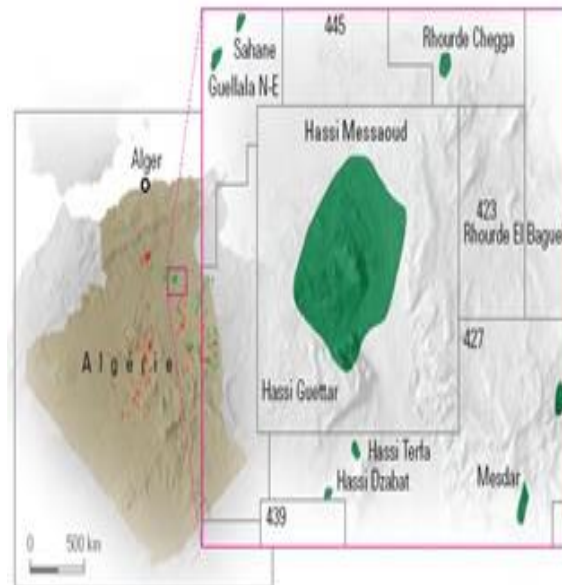


Figure III- 1: Situation géologique de HMD

III.1.2. Caractéristiques pétro physiques du réservoir [08]

- La porosité est de 5 à 10%
- Faible perméabilité est très faible de moyenne 1 –2 mdarcy.
- Gisement hétérogène sur le plan vertical et horizontal
- Gisement fissuré et la production se fait par les fissures
- La température est de l'ordre de 118° C
- PG est variable de 120 à 400 kg/cm² (117-392 bar)

III.2. L'application sur le forage en UBD

III.2.1. Présentation du puits MDZ672

Le puits MDZ672 est un puits horizontal producteur d'huile qui s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud, il se situe dans la partie Sud-Est de la zone 1B. il est limité au SE et NE par deux failles il a été foré en 26/08/2016 comme producteur d'huile dans le réservoir cambriens et particulièrement le drain Ra (D3, D2) comme objectif sur une longueur de 750 m selon un Azimut N315°.

Le puits a été testé en Open Hole Flow Test qui a donné un potentiel de $Q_h = 21.75 \text{ m}^3/\text{h}$ IP = $0.328 \text{ m}^3/\text{h} / \text{kg}/\text{cm}^2$

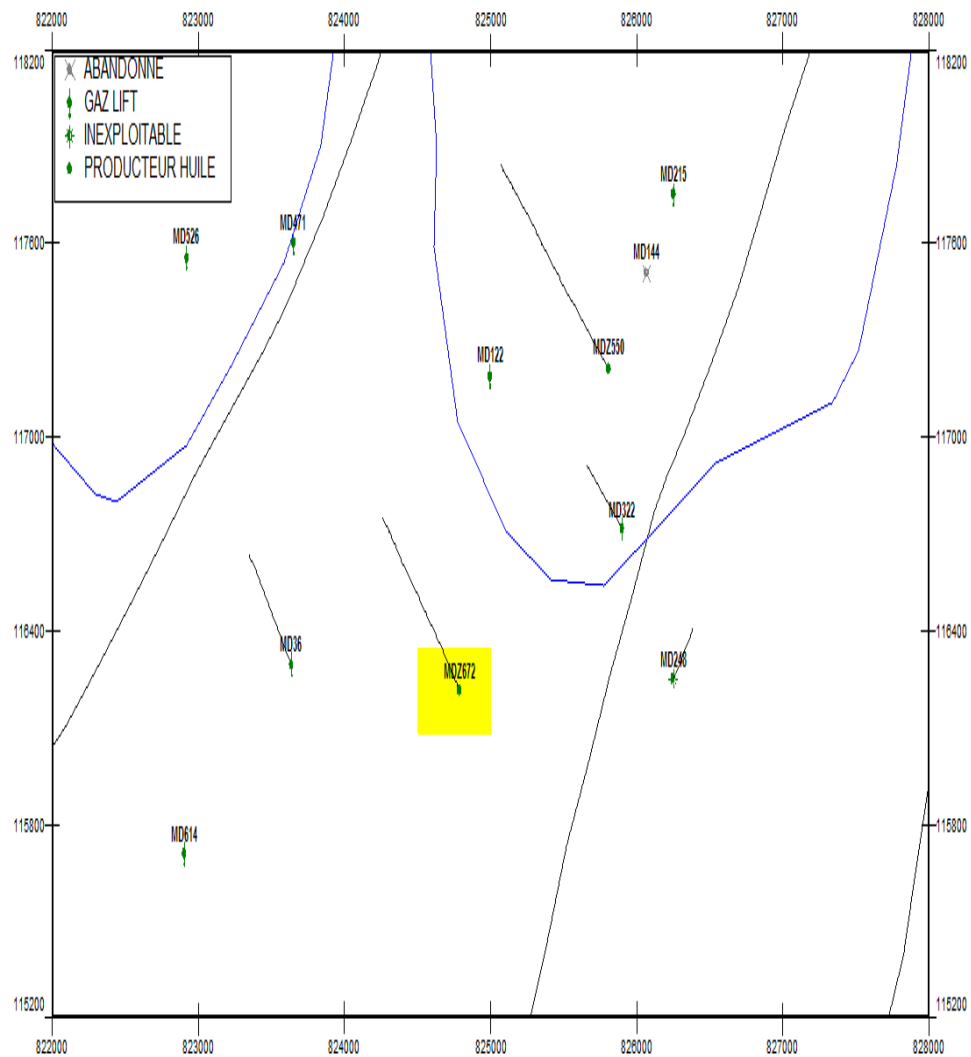


Figure III- 2: Situation de puits MDZ672

Puis il a été complété avec un Liner Mixte et sa mise en production était le 01/11/2016 après un démarrage avec CT. Les caractéristiques du réservoir sont :

$$\phi = 7 \% \quad P_b = 189 \text{ kg}/\text{cm}^2 \quad \mu_o = 0.21\text{cp}, B_o = 1.78 \text{ B}/\text{STB}, C_t = 4.48\text{E} - 4 \text{ cm}^2/\text{kg}$$

1) Profil du puits MDZ672

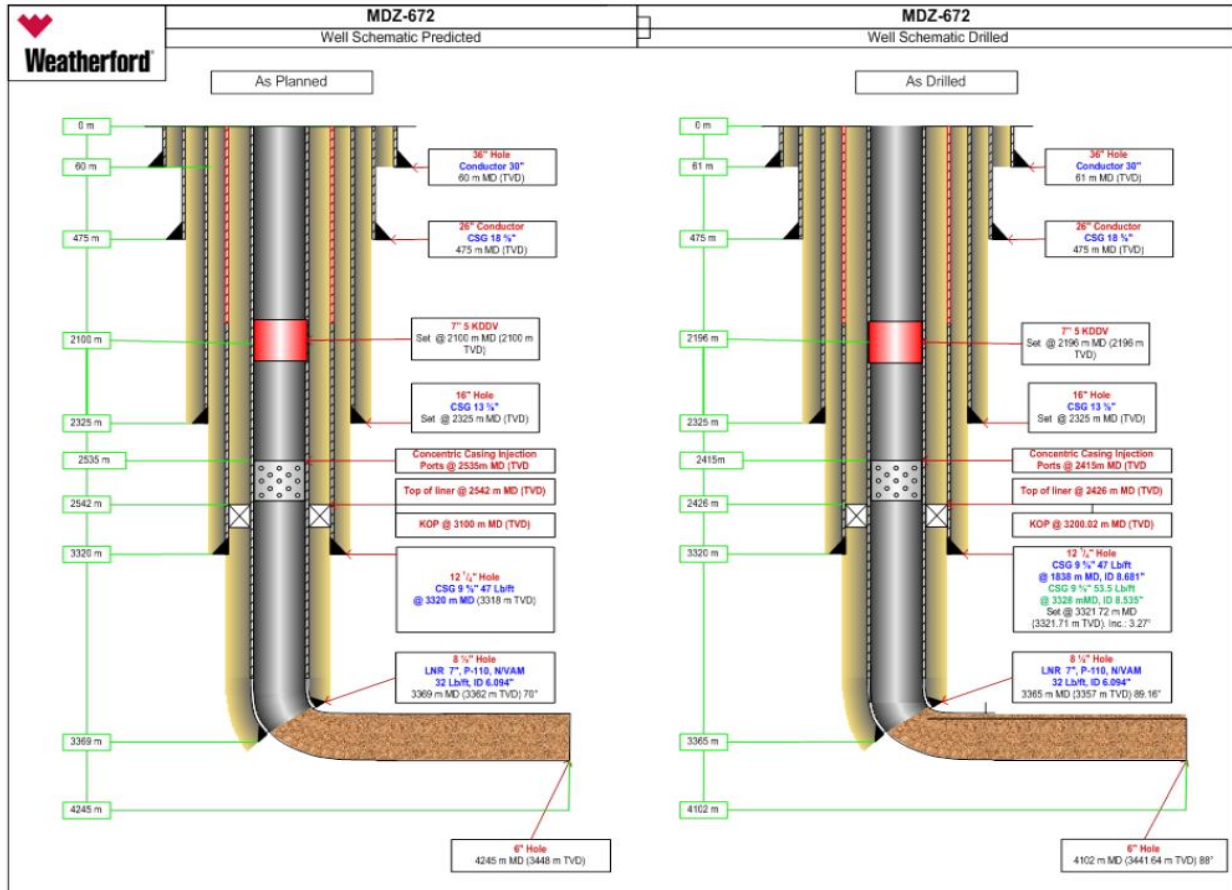


Figure III- 3: Profil du puits MDZ672

2) Estimation de la pression du gisement dans le secteur:

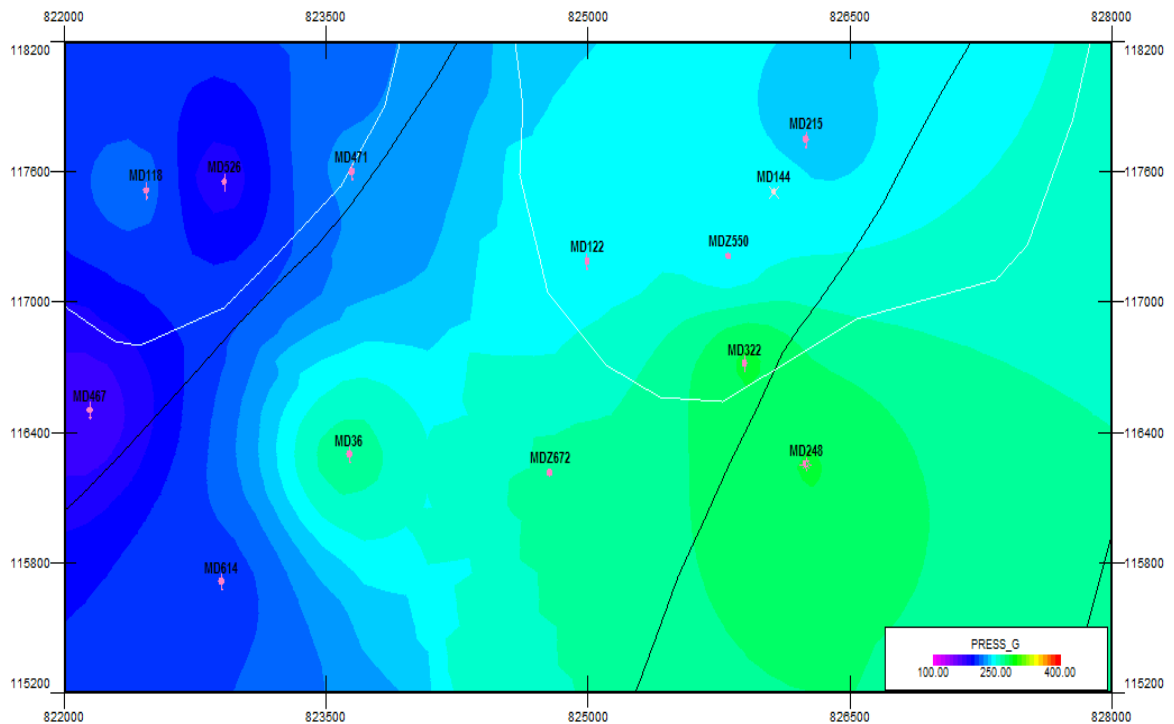


Figure III- 4: Distribution de la pression dans la zone étudiée

3) Principe de l'opération de forage UBD :

L'utilisation de cette méthode a pour objectif maximiser la production et minimiser les problèmes de forage.




L'injection de l'azote se fait à travers l'espace annulaire 7 (tie back) et 9" 5/8 et rentre à travers une perforation dans la tie back pour que l'azote assure la remonté du brut et le fluide de formation produit et les cutting en surface entre le 7" et drill pipe et en assurons une BHP inférieur (5à10%) de la pression de gisement. [08]







La DDV (Down hole Deployment Valve) est une valve qui est contrôlé à partir de la surface qui s'ouvre et se ferme pour isoler le fond et éliminer la perte de fluide et diminution du temps de tripping.

Selon un programme Flow Test et ablier par PED, on effectue des tests à des différentes Vs. Ces FT nous aident à prendre des décisions pour la cote d'arrêt de forage et de corriger la Target et obtenir la P_G à utiliser pour chaque section.

4) Les équipements utilisés dans le forage

Tableau III-1: Les Equipement utilisés [07]

L'outil		Description
Rotating contrôle device		RCD7100
Flow line isolation valve		5"1/8k hydraulic gate valve and 5"1/8k Manuelle valve
Choke manifold		Pressure : 5000psi Inlet : 4 1/16" Outlet : 4 1/16" Orifice : 2"

SampleCatchers		Pressure : 720psi Design code : NACE MR-01-75 ANSI B16.34
N2 Génération		PRV set @ :5000psi Inline PRV set @ :3500psi Rate : 1200scfm N2 Purity : 98/95%
Storage tanks		400bbl*4
Vertical Séparateur		GasCapacity: 40 MMSCFD Volume : 140 bbl PRV Set@:250psi
Vertical Séparateur		GasCapacity: 10 MMSCFD Volume : 100 bbl PRV Set@:50psi
Down holeDeployment Valve		7"32ppf 5k

5) Analyse et interprétation des résultats en open hole :

Présentation du logiciel Saphir Ecrin v.4.20.07 (KAPPA) :

Saphir est un outil d'interprétation du test de puits basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression. Le matching du modèle est réalisé par les données mesurées.

Saphir (KAPPA) a une gamme complète de fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module de contrôle de qualité permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être fait automatiquement ou manuellement. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression.

Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement. Parmi ces courbes Horner. [08]

L'interprétation [01]:

Le puits a été testé 6 fois pour chaque section forée, en effectuant un Flow Test suivi d'un Build Up, les résultats obtenus sont représentés comme suit :

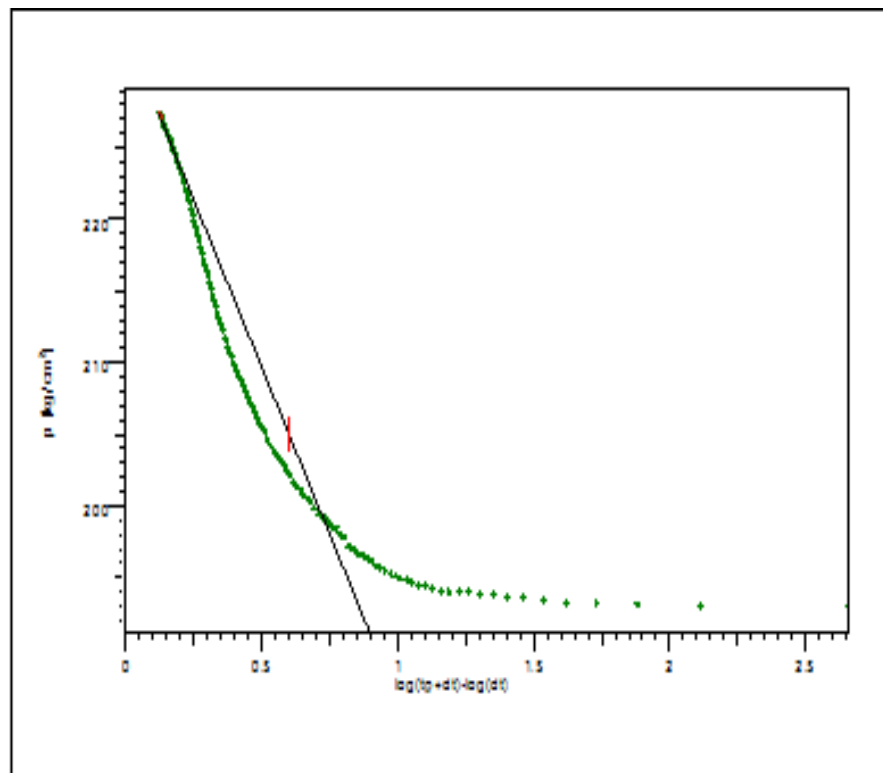


Figure III- 5: Horner Plot

- Résultats du flow test N°1 (D5) : non éruptif le 27/07/2016, TD @ 3410 m MD, VS=66m
- Résultats du flow test N°2 (D5+D3) : non éruptif le 29/07/2016, TD @ 3442.6 m MD, VS=93m
- Résultats de l'interprétation de flow test N°3 flow test (D5+D3) : production 3 heures sans azote + BU de 9 heures du 03/08/2016, TD @ 3491.9 m MD, VS=140.28m (2 heures de production d'huile seulement) cote d'enregistrement@3365.5 m MD.

$$P_g = 236.27 \text{ kg/cm}^2, Q_h = 1.9 \text{ m}^3/\text{hr}$$

- Résultats de l'interprétation de flow test N°4 (D5+D3+D2) :
production 6 heures sans azote + BU de 9 heures du 09/08/2016, TD @ 3637 m
MD, VS=285.45m, cote d'enregistrement@3365.5 m MD.

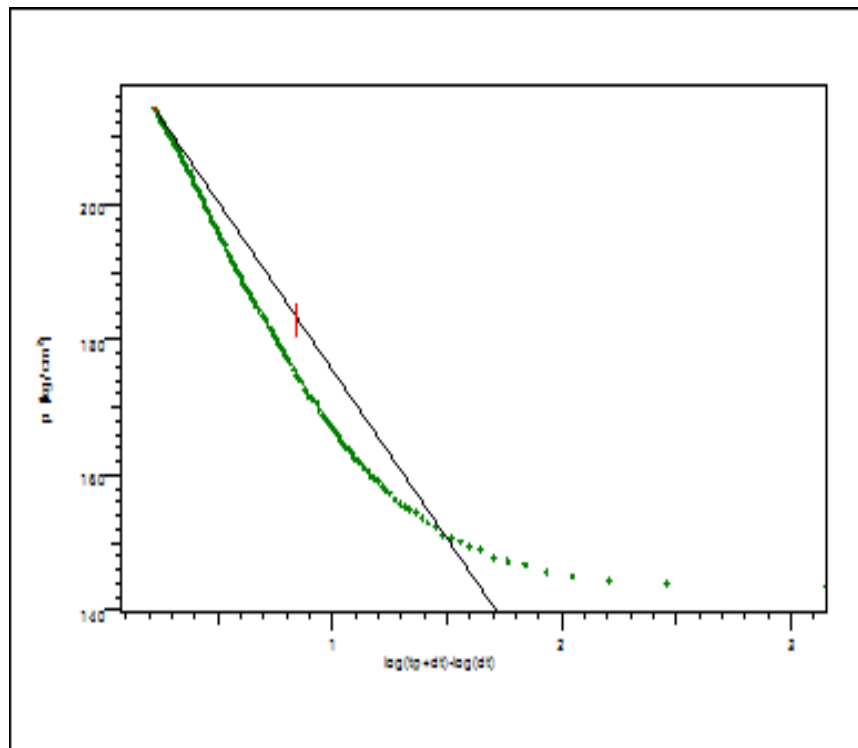


Figure III- 6: Horner Plot

- $PG = 226.73 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 23.13 \text{ kg/cm}^2$
- $GOR = 696.56 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $PFD = 143.64 \text{ kg/cm}^2$
- $Q_h = 8.71 \text{ m}^3/\text{hr}$
- $IP = 0.103 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2$
- Résultats de l'interprétation de flow test N°5 (D5+D3+D2):
production 6 heures sans azote + BU de 9 heures du 16/08/2016, TD @ 3872 m
MD, VS=520.26 m , cote d'enregistrement@3365.5 m MD.

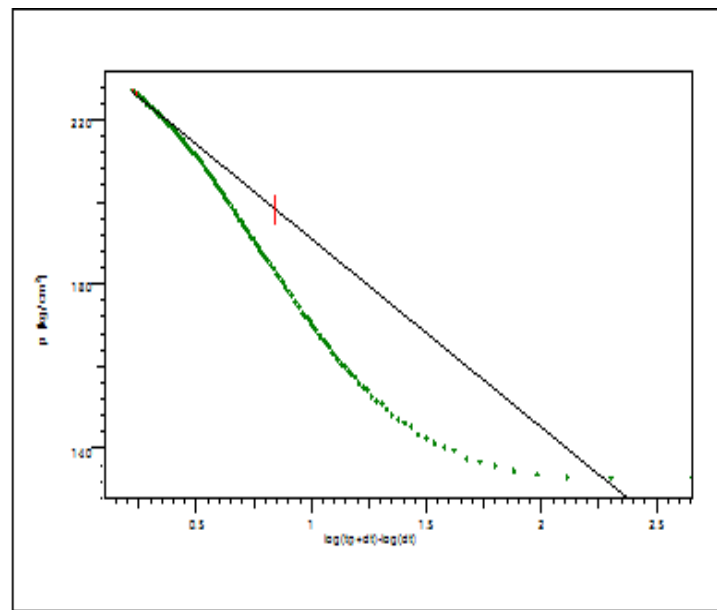


Figure III- 7: Horner Plot

- $PG = 238.07 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 23.83 \text{ kg/cm}^2$
- $GOR = 470.27 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $PFD = 131.61 \text{ kg/cm}^2$
- $Q_h = 14.08 \text{ m}^3/\text{hr}$
- $IP = 0.132 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2$
- Résultats de l'interprétation de flow test N°6 (D5+D3+D2) :
 Production 9 heures sans azote + BU de 15 heures du 26/08/2016,
 TD @ 4102 m MD, VS = 750.14m, cote d'enregistrement @3365.5 m MD.

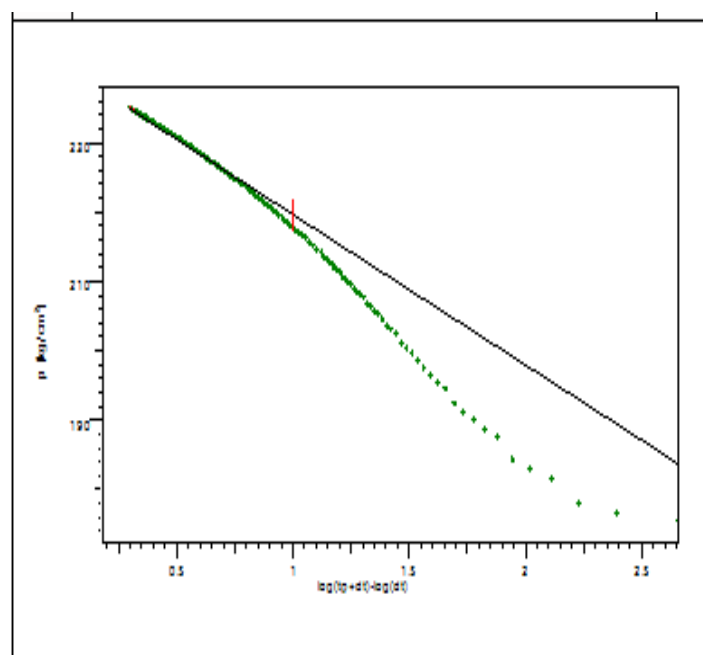


Figure III- 8: Horner Plot

- $PG = 242 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 35.71 \text{ kg/cm}^2$
- $GOR = 506 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- $PFD = 175.48 \text{ kg/cm}^2$
- $Qh = 21.75 \text{ m}^3/\text{hr}$
- $IP = 0.328 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2$
- $Pg = 242.96 \text{ kg/cm}^2 @ - 3200\text{m}$.

Présentation du logiciel PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir).
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...).
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...).

Applications du logiciel PIPESIM :

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

Pour une meilleure maîtrise de ce logiciel, il faut avoir :

- Des bonnes connaissances de l'outil informatique.
- Une bonne maîtrise de Microsoft Office.
- Les informations de base des systèmes de production et de réservoir engineering.
- Une bonne connaissance du système d'analyse Nodale (Inflow et outflow performance).
- Des informations de base sur les méthodes de récupération secondaire et stimulation des puits.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM :

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

Les données de jaugeage :

Tableau III-2: Les données de jaugeage

Date	Q _h (m ³ /hr)	Q _g (m ³ /hr)	GOR	Pt(kg/cm ²)	Q _{eau} (m ³ /hr)
26/08/2016	21.75	11005.5	506	35.71	0

L'analyse Nodale

D'après les résultats obtenus par le well test et jaugeage on a construit un cas d'étude et on a fait le matching des données pour trouver le point de fonctionnement réel du puits.

A. La configuration du puits horizontal MDZ672

The screenshot shows the PIPESIM software interface for configuring well MDZ672. The main window displays a wellbore diagram with depth markers (0 m, 3166 m, 3366 m, 4102 m) and a 'Survey data catalog' window. The catalog window shows details for a survey named 'FLOWTEST 26/08/2016', including flow rates (Oil: 522 sm3/d, Gas: 0.264132 mmsm3/d, GOR: 506 sm3/sm3), pressure (36.0328 bara at 0 m, 173.1003 bara at 3366 m), and temperature (173.1003 degC).

Figure III- 9: Configuration du puits MDZ672

La figure ci-dessus représente la configuration du puits horizontal MDZ672 au cours du forage en UBD dans le logiciel Pipesim 2017.2. En introduisant une complétion semblable à celle qui était dans le puits lors du flow test. Ainsi que les paramètres du jaugeage et les résultats d'interprétations du flow test tel que la pression de gisement, la pression du fond dynamique, l'indice de productivité, la température du réservoir, nous allons sélectionner le modèle le plus simple qui est l'indice de productivité.

Dans le schéma de complétion le sens d'écoulement est représenté par la couleur vert, le fluide est produit à travers l'espace annulaire.

B. Une sensibilité pour le IP et le débit :

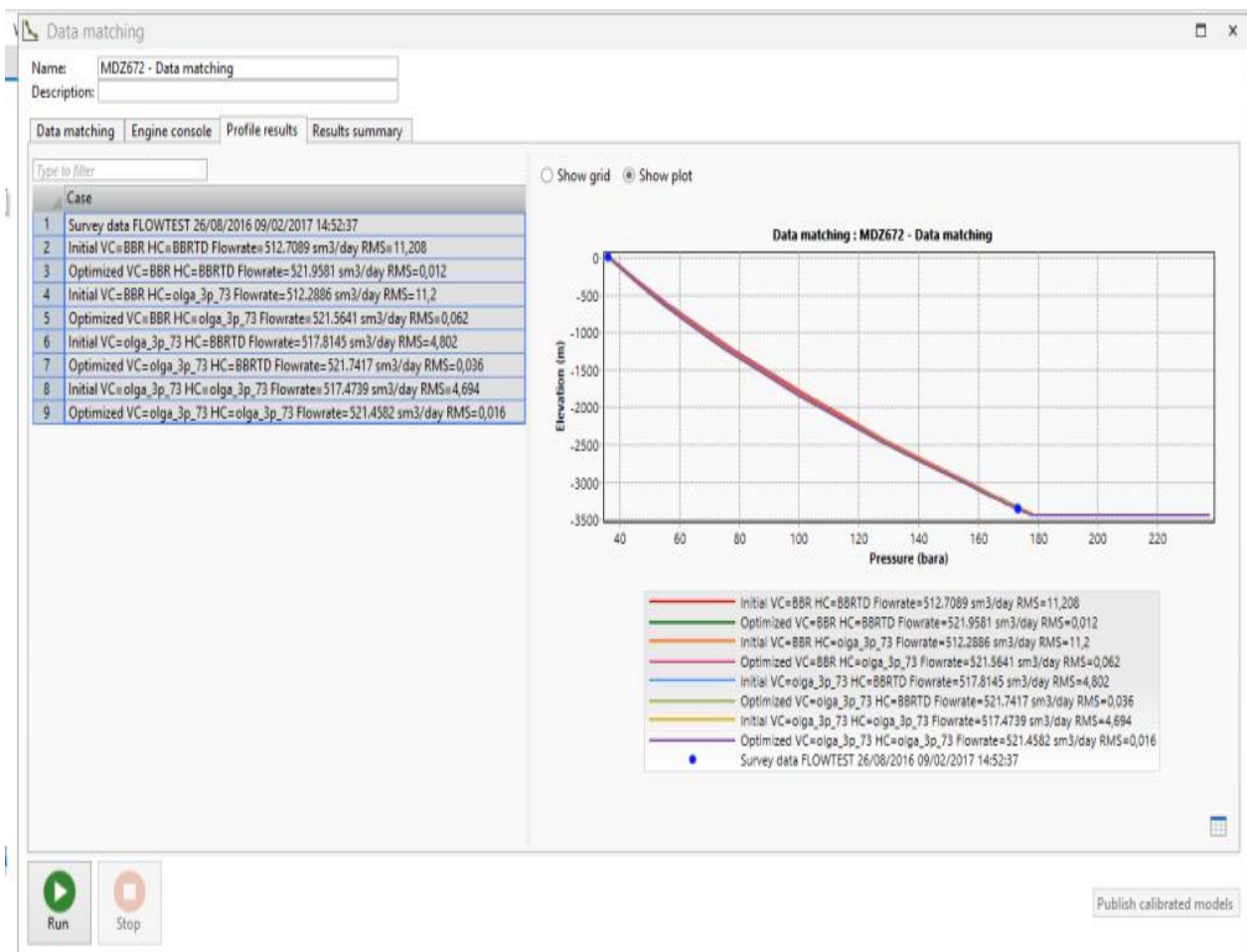


Figure III- 10: sensibilité pour le IP et le flow rate.

La figure ci-dessus représente la sensibilité pour le IP et le flowrate.

Lorsque la configuration du modèle de puits est terminée nous pouvons exécuter Data matching afin de trouver la corrélation idéale.

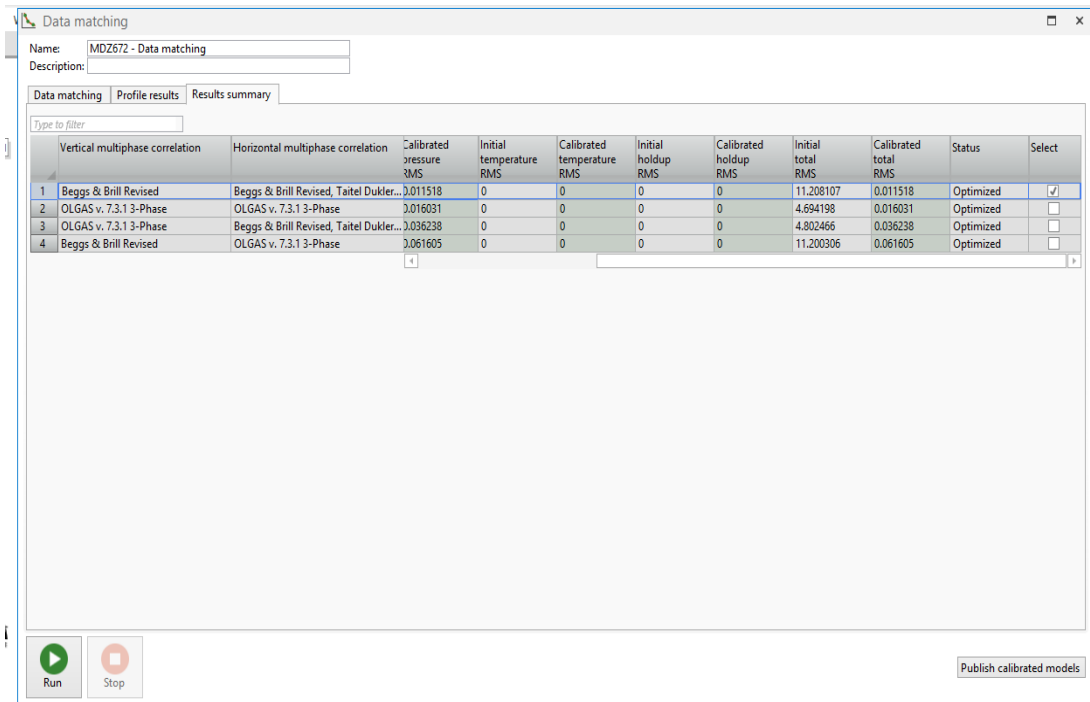


Figure III- 11: la corrélation idéale

La figure ci-dessus représente la corrélation Beggs et Brill revised qui montre la valeur $Q_h = 521.45 \text{ m}^3/\text{jours}$ correspond à la valeur $I_p = 0.012$

C. Une sensibilité pour le GOR qui est très élevé

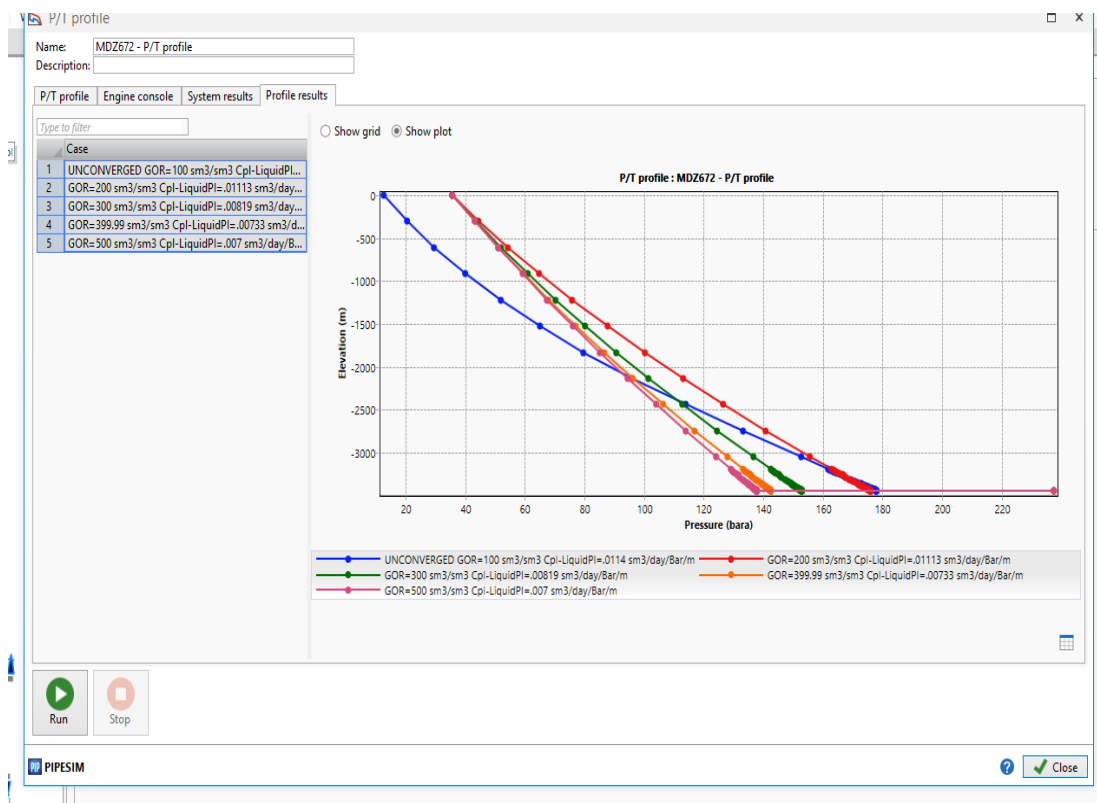


Figure III- 12: Une sensibilité pour le GOR

De nombreux paramètres affectent le point de fonctionnement inflow comme la pression de gisement, IP, GOR et certains de ces paramètres dans le outflow comme Pt et le diamètre de tubing. Une analyse de sensibilité sur l'un de ces paramètres peut montrer l'impact sur la performance. La valeur 200 du GOR correspond à la valeur IP et flow rate. Donc on va utiliser la valeur de GOR=200 pour la suite de l'étude.

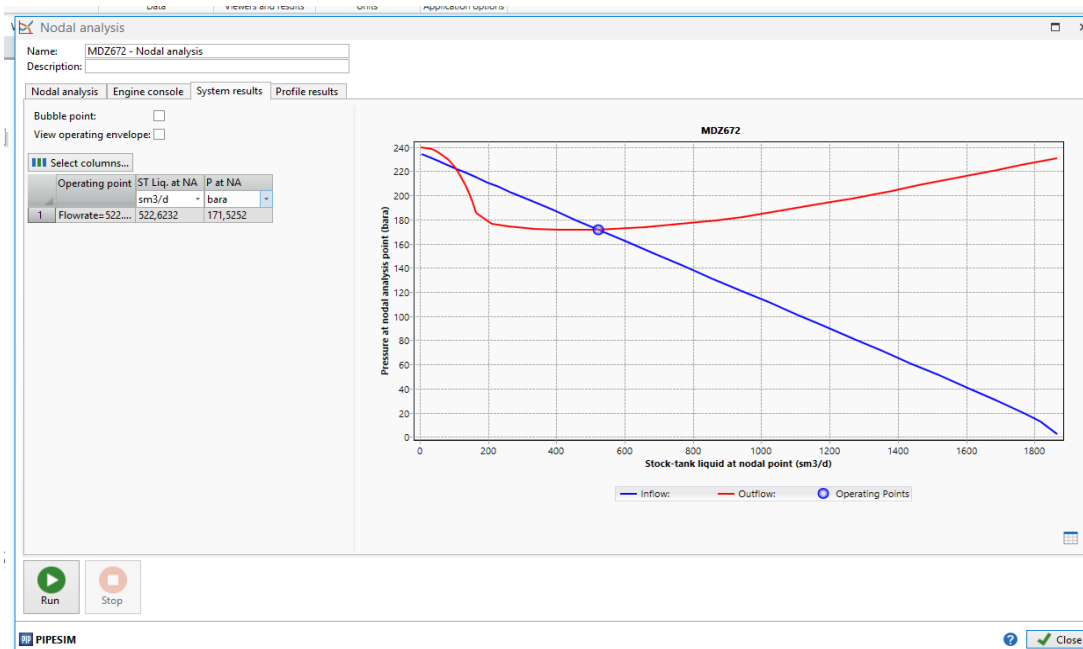


Figure III- 13: la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement)

Le graphe ci-dessus représente les résultats simulés de l'état du puits MDZ672 calés sur le flow test.

La sélection de l'onglet de l'analyse nodale nous a permis de choisir l'emplacement du point nodal qui a été mis au niveau du sabot 7" dans ce cas. Le graphique de d'analyse nodale est affiché avec la courbe d'IPR et VLP ainsi que le point de fonctionnement. Ce point représente le débit que le puits produira et la PFD du puits qui correspond à ce débit. Les résultats simulés sont très proches de la réalité $Q_h = 522.63 \text{ m}^3/\text{joure}$ ($21.77 \text{ m}^3/\text{h}$) avec une valeur de PFD = $175.02 \text{ kg}/\text{cm}^2$ ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

Résultats des tests :

Tableau III-3: Résultats des tests

Paramètre	Jaugeage (Flow Test)	PIPE Sim 2017.2
PFD(kg/cm ²)	175.48	175.02
Qh(m ³ /hr)	21.75	21.77
GOR(m ³ /m ³)	506	200
IP(m ³ /hr /kg/cm ²)	0.328	0.325

Le tableau ci-dessous représente les résultats du puits MDZ672.

La valeur du GOR obtenu durant le flow test et qui est de $506 \text{ m}^3/\text{m}^3$, nous a pas permis de matcher notre IP, une sensibilité pour le GOR a été conduite pour avoir l'IP du puits et on a matché le IP par une valeur de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

6) Analyse et L'interprétation des résultats après la complétion :
L'interprétation de Build-up :

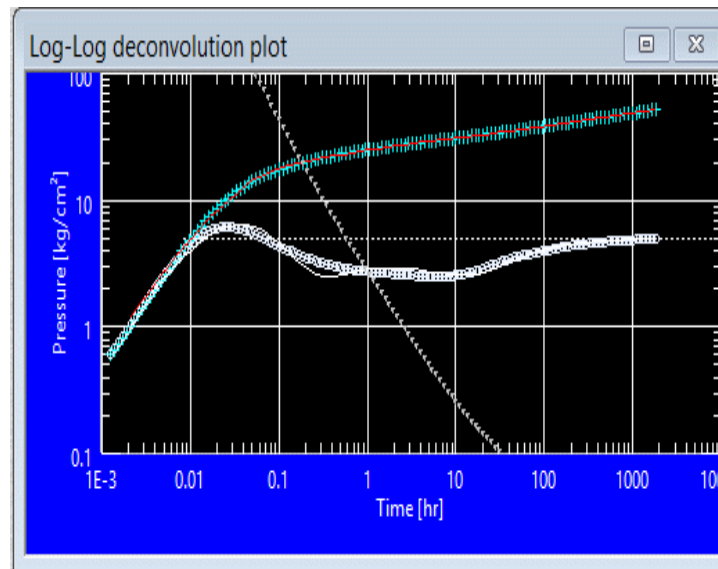


Figure III- 14: La courbe de dérivée [08]

Le puits a été fermé du 22 au 29/01/2017 pour effectuer un test Build-Up avec fermeture au fond, les résultats obtenus en utilisant la méthode de déconvolution. Le modèle chois est : puits horizontal, réservoir homogène et infini. [08]

Résultats de l'interprétation

- $PG = 243 \text{ kg/cm}^2$
- $PFD = 180.36 @ - 3057.63 \text{ m}$
- $Pt = 46 \text{ kg/cm}^2$
- $Q = 7.07 \text{ m}^3/\text{h}$
- $IP = 0.137 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2$
- $HK = 102 \text{ m. md}$
- $St = 0.64$

Les données de jaugeage [08]

Tableau III-4: Les données de jaugeage

Date	$Q_h(\text{m}^3/\text{hr})$	$Q_g(\text{m}^3/\text{hr})$	GOR	$Pt(\text{kg/cm}^2)$	$Q_{\text{eau}}(\text{m}^3/\text{hr})$
19/01/2017	7.07	1307.95	185	46	0

L'analyse Nodale :

A. Une sensibilité pour le IP et le flowrate :

La figure ci-dessous représente la sensibilité pour le IP et le flow rate lorsque la configuration du modèle de puits est terminée, nous pouvons exécuter l'onglet Data matching afin de trouver la corrélation idéale.

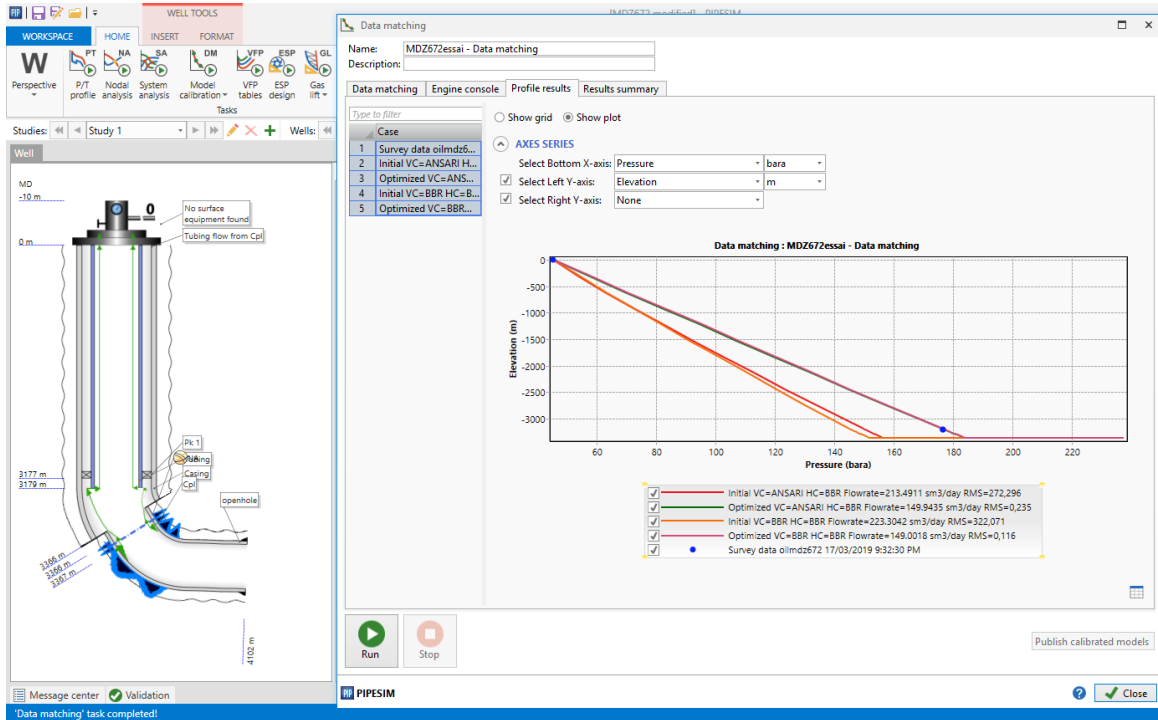


Figure III- 15: La sensibilité pour le IP et le flowrate.

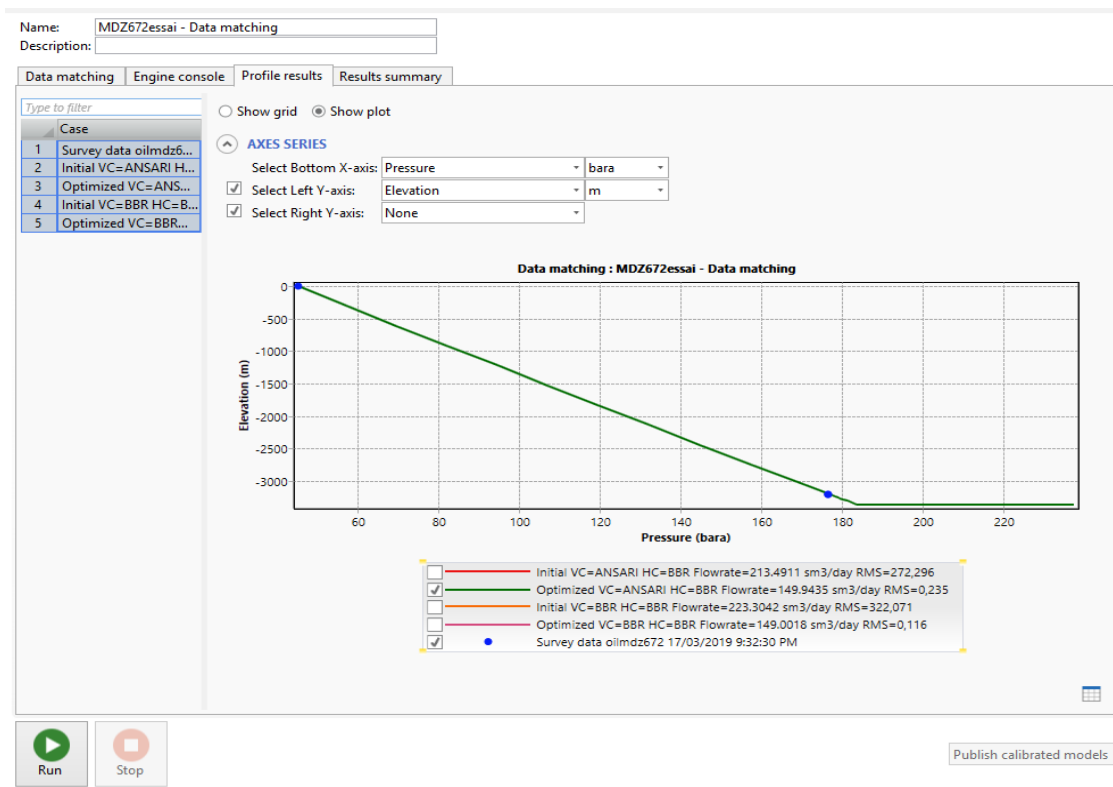


Figure III- 16: La corrélation idéale

Les différentes corrélations n'ont pas convergé, sauf Begg et Brill qui a donné un très bon matching alors la figure ci-dessus représente la corrélation qui montre la valeur

$$Q_h = 169.34 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (} 7.05\text{m}^3/\text{h)} \text{ correspond à la valeur } IP = 0.318 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg}/\text{cm}^2 .$$

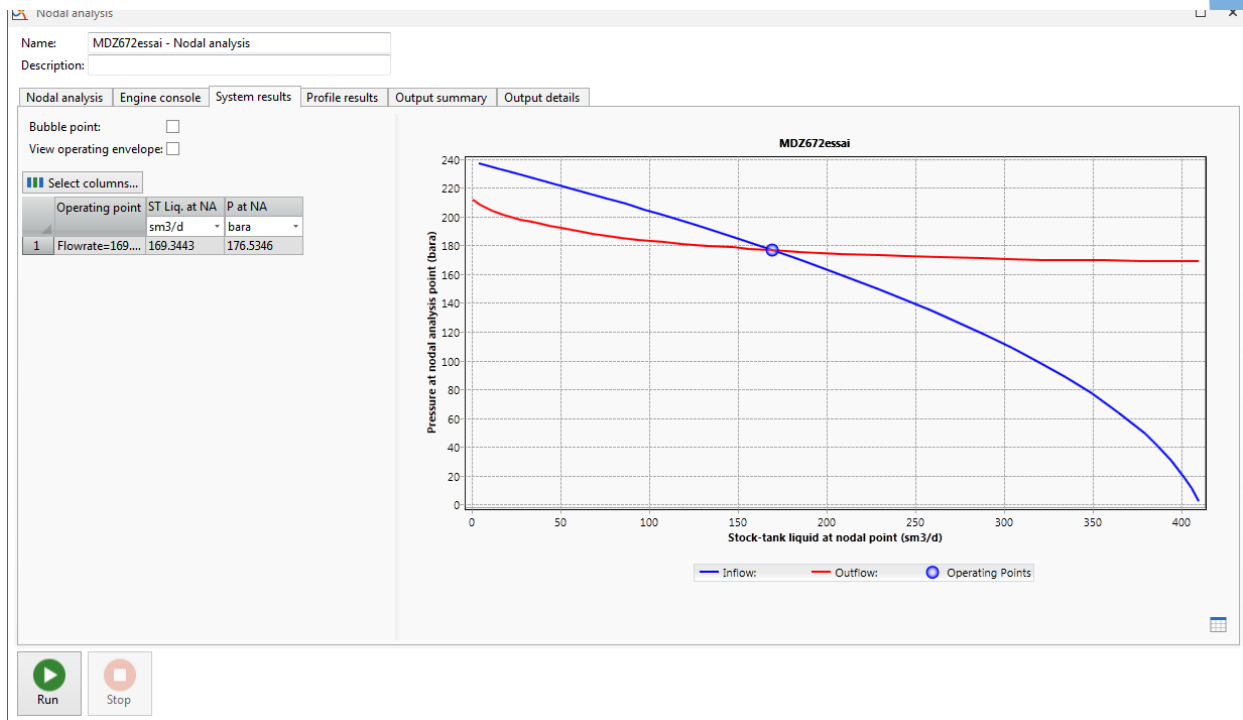


Figure III- 17: La courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).

Le graphe ci-dessus représente les résultats simulés de l'état du puits MDZ672 calés sur le Build-up.

La sélection de l'onglet analyses nodale nous a permis de choisir l'emplacement du point nodal qui a été mis au niveau du point de mesure des enregistreurs au fond dans ce cas. Le graphique de l'analyse nodale est affiché avec la courbe d'IPR et VLP ainsi que le point de fonctionnement. Ce point représente le débit que le puits produit et la PFD du puits qui correspond à ce débit.

Les résultats simulés sont très proches de la réalité $Q_h = 169.34 \text{ m}^3/\text{d}$ ($7.05\text{m}^3/\text{h}$) avec une valeur de $PFD = 180.13\text{kg}/\text{cm}^2$ ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

Résultats des tests

Tableau III-5: Résultats des tests

Paramètre	Jaugeage	PIPE Sim 2017.2
PFD (kg/cm ²)	180	180.13
Q _h (m ³ /hr)	7.07	7.05
GOR (m ³ /m ³)	185	185
IP(m ³ /hr/kg/cm ²)	0.318	0.317

Après complétion et MEP le puits MDZ672 a été jaugé on a trouvé que les résultats simulés sont très proches de la réalité ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

B. Sensitivité sur la pression de gisement :

D'après les courbes de la sensibilité sur la pression de gisement on remarque que le puits ne pourra pas produire si la pression de gisement baisse au-dessous de 170.

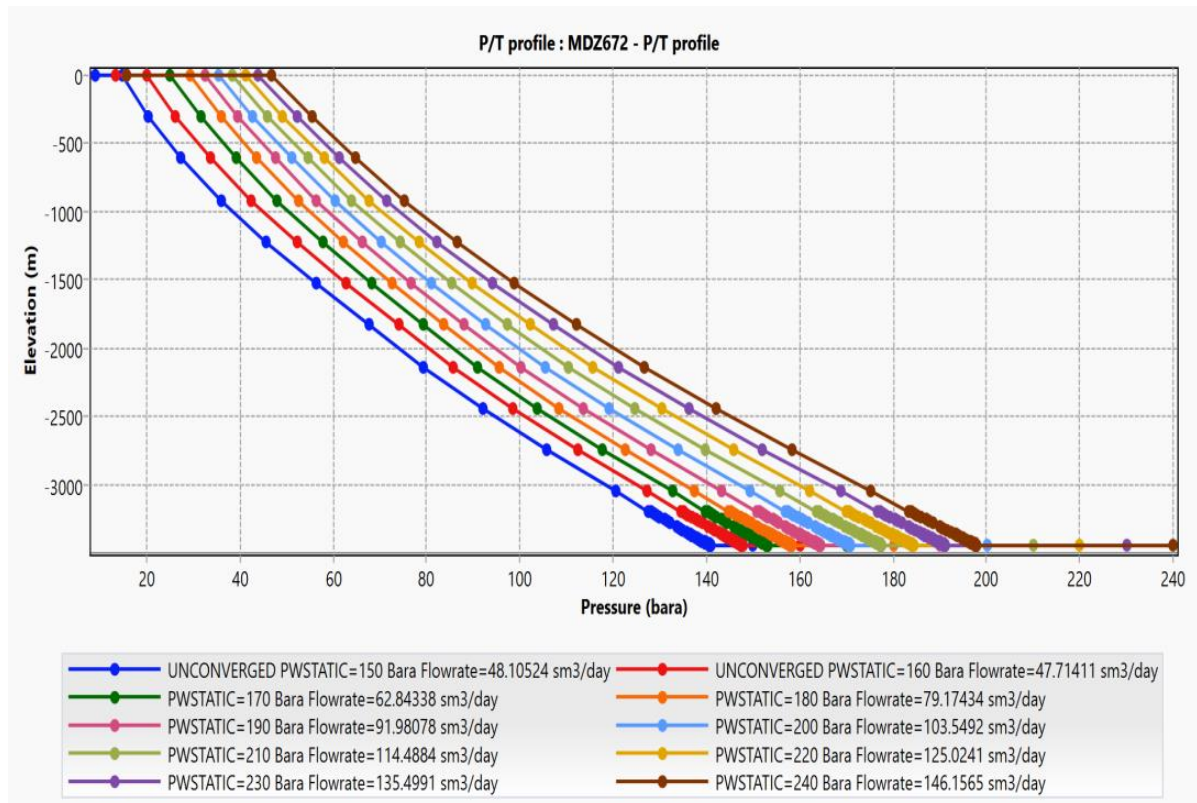


Figure III- 18: Sensitivité sur la pression de gisement.

C. Sensitivité sur la complétion (Tubing) :

Si la complétion de la partie réservoir allait rester en open hole, il aurait pu être possible de faire seulement des sensibilités sur les diamètres du tubing, mais vu que la décision de mettre un liner 4 ½ mixte, pour des raisons de stabilité du trou, alors une estimation du IP va se faire, ensuite cette sensibilité sera effectuée.

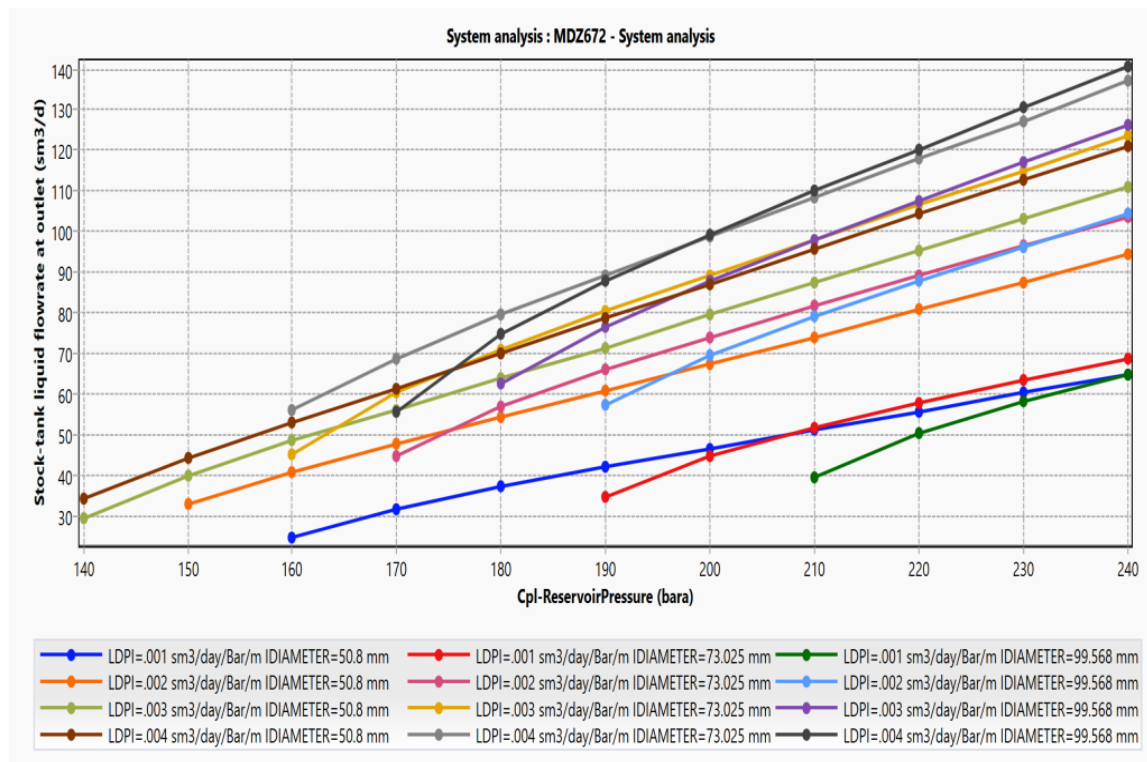


Figure III- 19: Sensitivité sur la complétion (Tubing).

D'après les courbes de la sensivité sur la complétion (Tubing) on remarque que :

- Si le $IP \geq 0.002$: Tubing ID = 3in Donne le plus de production.
- Si le $IP < 0.002$: Tubing ID = 2in Donne le plus de production.

III.2.2. Présentation du puits MDZ664

Le puits horizontal MDZ664 est un puits horizontal producteur huile qui s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud, il se situe dans la zone HZS il a été foré en 25/02/2015 comme producteur d'huile dans le réservoir cambriens et particulièrement le drain Ra (D2 et ID) comme objectif sur une longueur de 728.84 m selon un Azimut N316.3°. Le puits a été testé en Open Hole, son Flow Test a donné un potentiel de $22.81 \text{ m}^3/\text{h}$, $GOR = 204 \text{ m}^3/\text{m}^3$ et $IP = 0.782$

Puis il a été complété avec un Tubing 4 "1/2 et un Liner Mixte et sa mise en production était le 01/05/2015 après un démarrage avec CTU + N₂. Les caractéristiques du réservoir sont :

$$\phi = 6\% ; P_b = 185 \text{ kg/cm}^2 ; \mu_o = 0.24 \text{ cp} ; B_o = 1.7 \frac{B}{STB} ; C_t = 3.8E - 4 \text{ cm}^2/\text{kg}$$

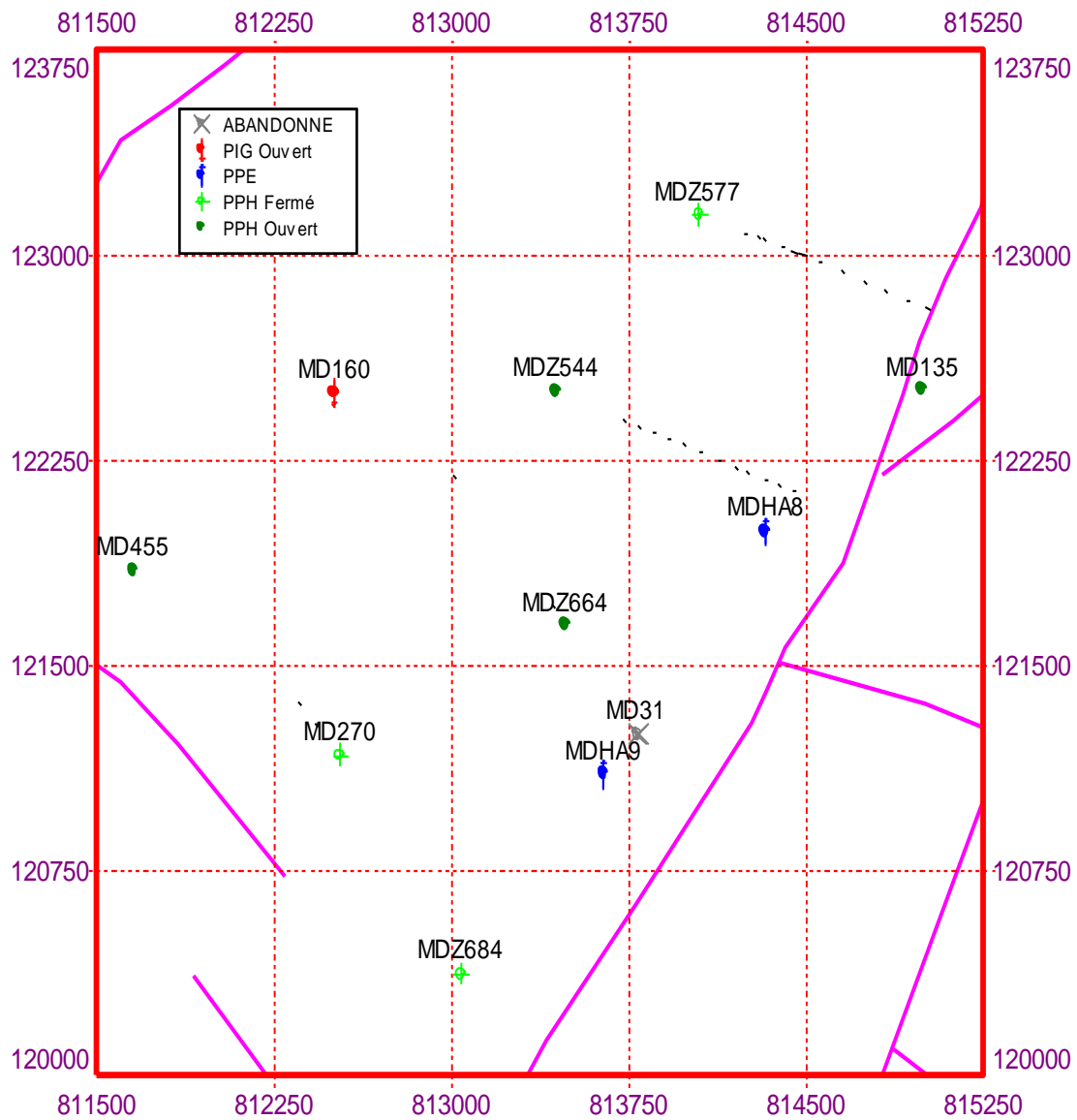


Figure III- 20: Situation de puits MDZ664

1) Profil du puits MDZ664

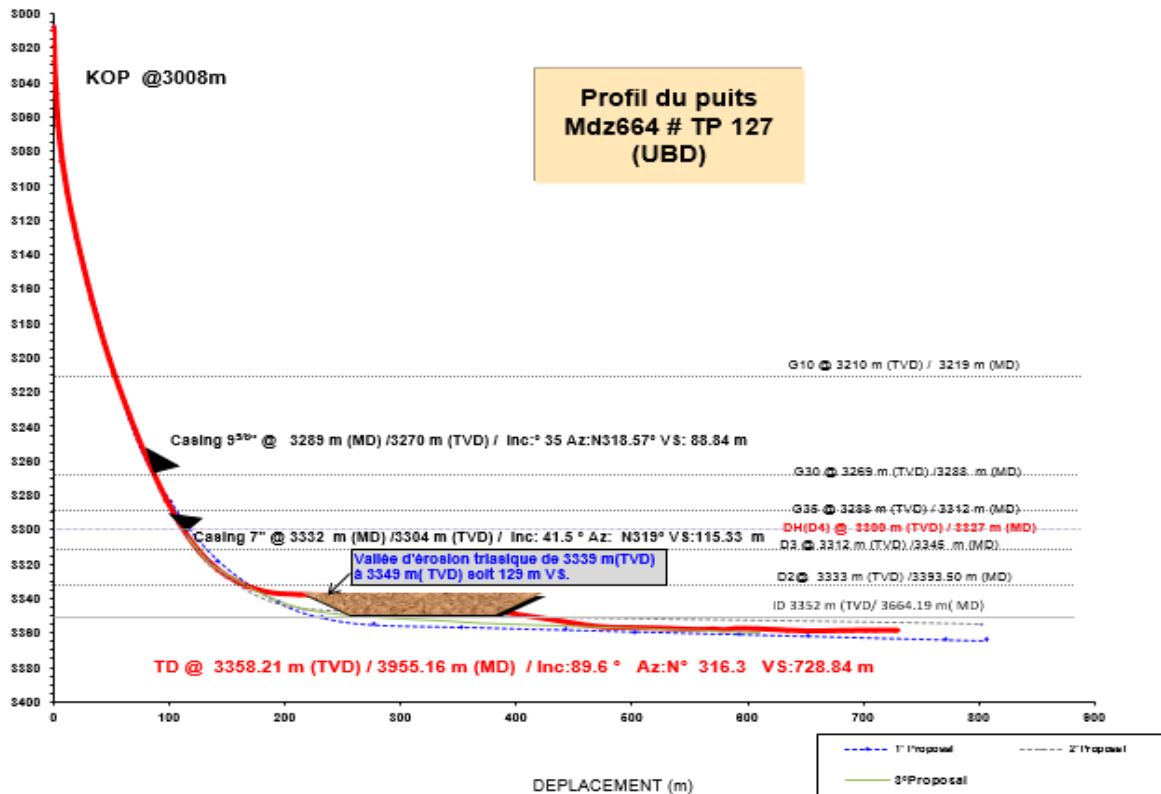


Figure III- 21: Profil du puits MDZ664

1) Analyse et interprétation des résultats en open hole :

Interpretation de Flow-Test + Build-up :

Le puits a été testé 4 fois pour chaque section forée en effectuant un Flow Test suivi d'un Build Up, les résultats obtenus sont représentés comme suit :

- Résultats de l'interprétation de flow test N°1

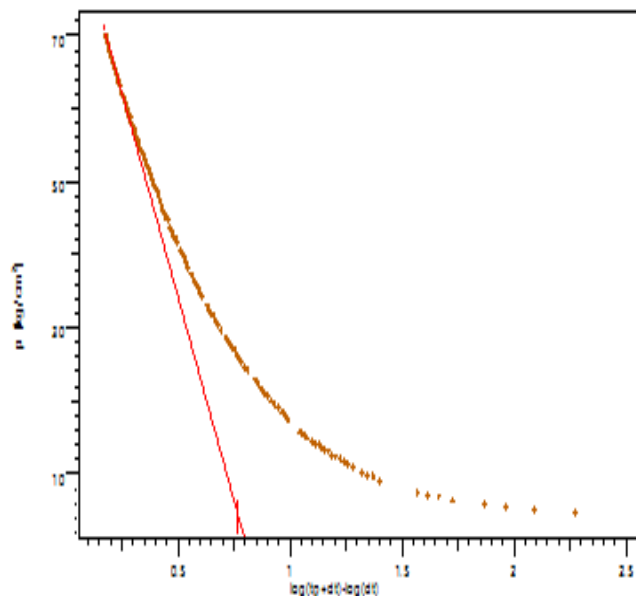


Figure III- 22: Horner Plot

Résultats du flow test sans azote + BU du 28/01/2015, TD @ 3332 m MD, VS=116.33m,

- $PG = 330 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 4 \text{ kg/cm}^2$
- $PFD = 234.76 \text{ kg/cm}^2$
- $Q_h = 2.5 \text{ m}^3/\text{hr}$
- Résultats de l'interprétation de flow test N°2

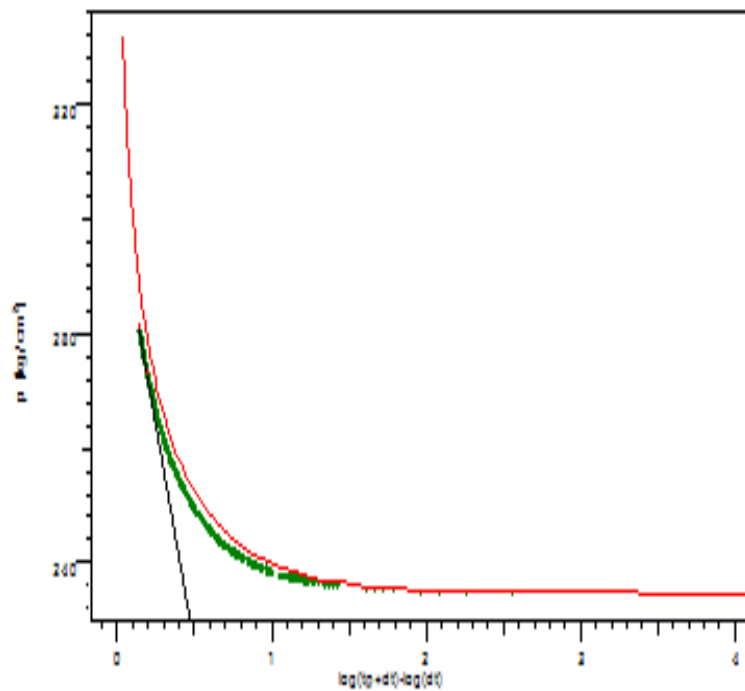


Figure III- 23: Horner Plot

Résultats du flow test sans azote + BU du 04/02/2015, TD @ 3460 m MD, VS=233m,

- $PG = 326 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 7.73 \text{ kg/cm}^2$
- $PFD = 240.61 \text{ kg/cm}^2$
- $Q_h = 1.1 \text{ m}^3/\text{hr}$
- Résultats de l'interprétation de flow test N°3

Résultats du flow test sans azote + BU du 19/02/2015, TD @ 3825 m MD, VS=599.69 m

- $PG = 302 \text{ kg/cm}^2$
- $Pt = 28.12 \text{ kg/cm}^2$
- $PFD = 263.13 \text{ kg/cm}^2$
- $Q_h = 8.31 \text{ m}^3/\text{hr}$

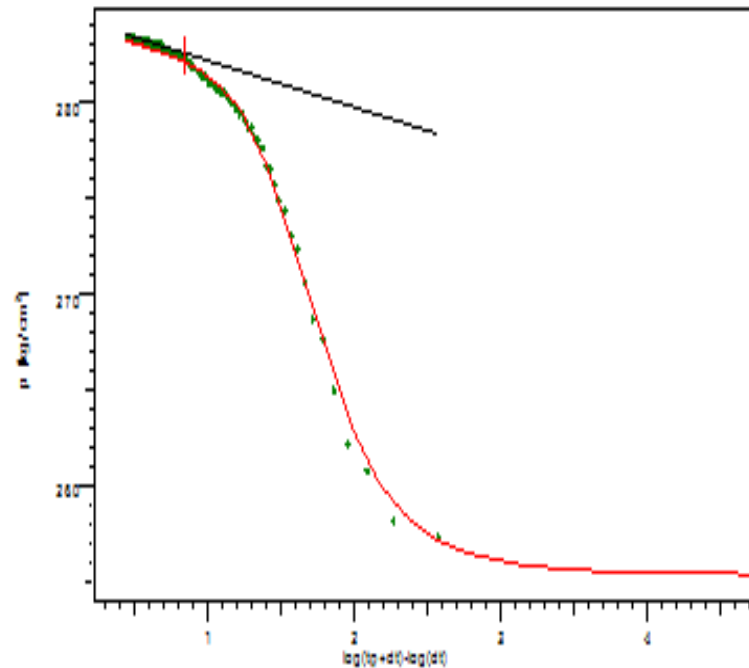


Figure III- 24: Horner Plot

- Résultats de l'interprétation de flow test N°4

Résultats du flow test sans azote + BU du 27/02/2015, TD @ 3956 m MD, VS=728.84 m.

- $PG = 284.56 \text{ kg/cm}^2$ @ -3200m = 286.56 kg/cm².
- $Pt = 92.5 \text{ kg/cm}^2$
- $PFD = 255.42 \text{ kg/cm}^2$ @ 3330m TVD (-3172m abs)
- $Qh = 22.81 \text{ m}^3/\text{hr}$
- $IP = 0.782 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2$

aLes donnes de jaugeage

Tableau III-6: Les donnes de jaugeage

Date	Q _h (m ³ /hr)	Q _g (m ³ /hr)	GOR	P _t (kg/cm ²)	Q _{eau} (m ³ /hr)
27/02/2015	22.81	4653.24	204	92.5	0

L'analyse Nodale :

D'après les résultats obtenus par le well test et jaugeage on a construit un cas d'étude et on a fait le matching des données pour trouver le point de fonctionnement réel du puits.

A. La configuration du puits horizontal MDZ664

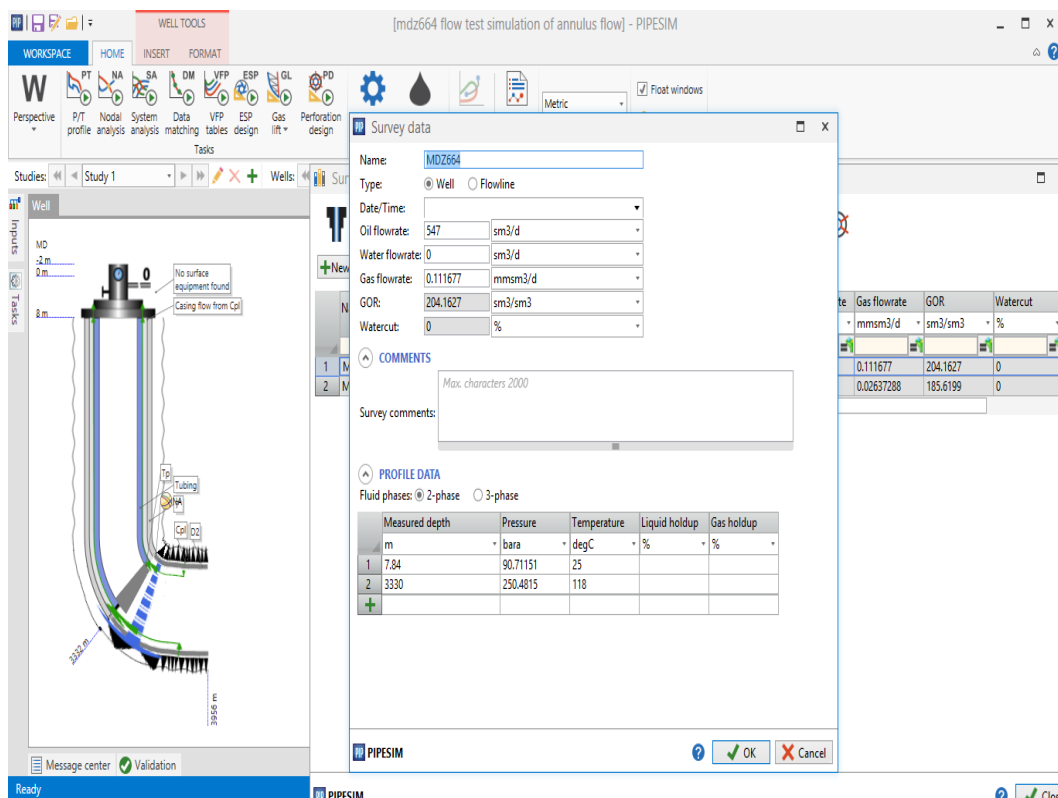


Figure III- 25: La configuration du puits MDZ664

La figure ci-dessus représente la configuration du puits horizontal MDZ664 au cours du forage en UBD dans le logiciel Pipesim 2017.2. En introduisant une complétion semblable à celle qui était dans le puits lors du flow test, ainsi que les paramètres du jaugeage et les résultats d'interprétations du flow test tel que la pression de gisement, la pression du fond dynamique, l'index de productivité, la température du réservoir.

Nous allons sélectionner le modèle le plus simple qui est l'indice de productivité.

Dans le schéma de complétion le sens d'écoulement est représenté par la couleur vert, le fluide est produit à travers l'espace annulaire.

B. Une sensibilité pour le IP et le flow rate

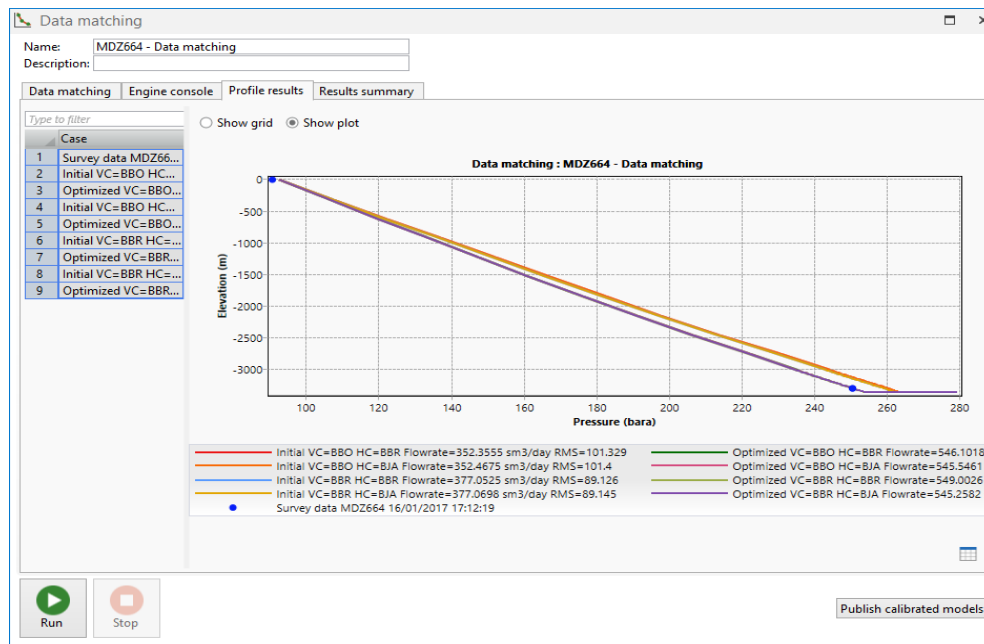


Figure III- 26: La sensibilité pour le PI et le flow rate.

La figure ci-dessus représente la sensibilité pour le IP et le flow rate, Lorsque la configuration du modèle de puits est terminée nous pouvons exécuter l'onglet Data matching afin de trouver la corrélation idéale.

La figure ci-dessous représente la corrélation Beggs et Brill original qui montre la valeur $Q_h = 548.98m^3/jour$ qui correspond à la valeur $IP = 0.795 m^3/hr /kg/cm^2$

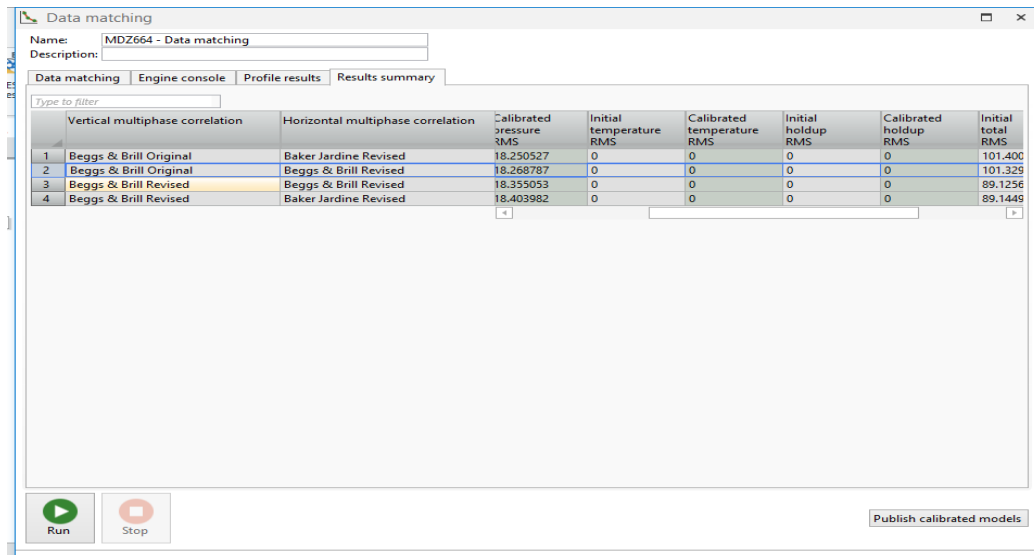


Figure III- 27: La corrélation idéale

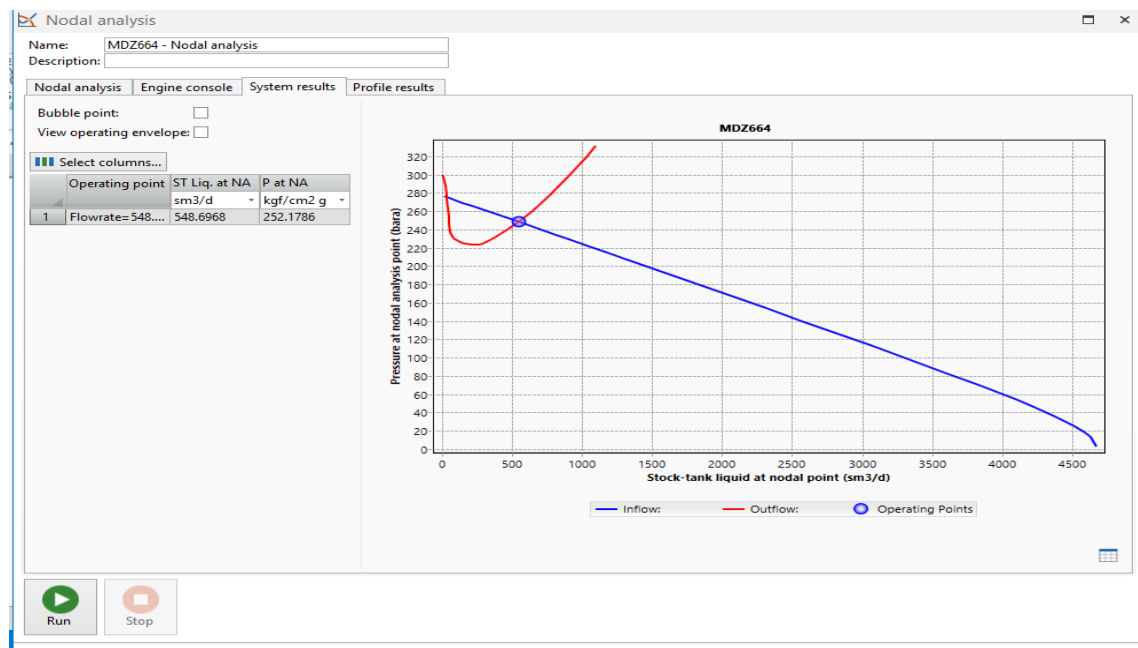


Figure III- 28: La courbe d’IPR et VLP (le point de fonctionnement)

Le graphe ci-dessus représente les résultats simulés de l’état du puits MDZ664 calés sur le flow test. La sélection de l’onglet analyses nodale nous a permis de choisir l’emplacement du point nodal qui a été mis au niveau du sabot 7 dans ce cas. Le graphique de d’analyse nodale est affiché avec la courbe d’IPR et VLP ainsi que le point de fonctionnement. Ce point représente le débit que le puits produira et la PFD du puits qui correspond à ce débit. Les résultats simulés sont très proches de la réalité $Q_h = 548.69 \text{ m}^3/\text{J}$ ($22.86 \text{ m}^3/\text{h}$) avec une valeur de $PFD = 253.17 \text{ kg}/\text{cm}^2$ ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

Résultats des tests :

Tableau III-7: Résultats des tests

Paramètre	Jaugeage (Flow Test)	PIPE Sim 2017.2
PFD(kg/cm ²)	255.42	253.17
Qh(m ³ /hr)	22.81	22.86
GOR	204	250
IP	0.782	0.728

Le tableau ci-dessous représente les résultats du puits MDZ664.

La valeur du GOR obtenu durant le flow test et qui est de $204 \text{ m}^3/\text{m}^3$, on n’a pas permis de matcher notre IP, une sensibilité pour le GOR a été conduite pour avoir l’IP du puits, et on a matché le IP par une valeur de $250 \text{ m}^3/\text{m}^3$

2) Analyse et interprétation des résultats après la complétion

Les données de jaugeage

Tableau III-8: Les données de jaugeage

Date	Qh(m ³ /hr)	Qg(m ³ /hr)	GOR	Pt(kg/cm ²)	Qeau(m ³ /hr)
27/01/2017	4.16	3456.96	831	32.34	0

L'interprétation de Build-up :

Le puits a été fermé du 01 au 11/03/2017 pour effectuer un test Build Up avec fermeture au fond. Le modèle chois est : puits horizontale, réservoir homogène avec une faille au limites.

Résultats de l'interprétation

- $PG = 235 \text{ kg/cm}^2$
- $PF = 70.39 @ -3057.63 \text{ m}$
- $Pt = 32.34 \text{ kg/cm}^2$
- $Q = 4.16 \text{ m}^3/h$
- $IP = 0.025$
- $HK = 346 \quad St = 1.4$

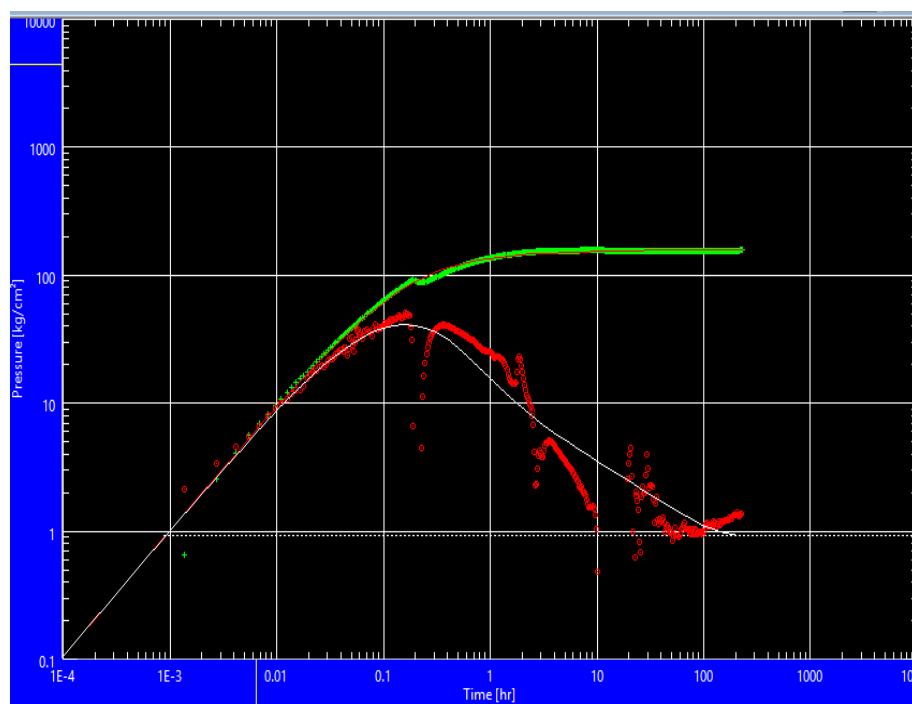


Figure III- 29: La courbe de dérivée

L'analyse Nodale :

A. Une sensibilité pour le PI et le flowrate

La figure ci-dessous représente la sensibilité pour le IP et le flow rate ; lorsque la configuration du modèle de puits est terminée nous pouvons exécuter l'onglet Data matching afin de trouver la corrélation idéale.

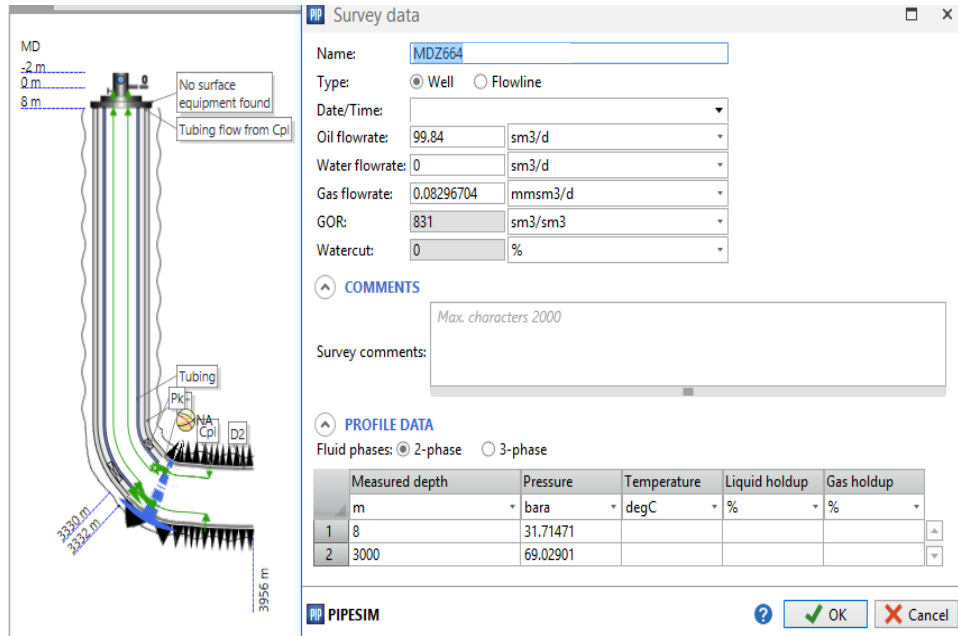


Figure III- 30: La configuration du puits MDZ664

B. Une sensibilité pour le IP et le flow rate

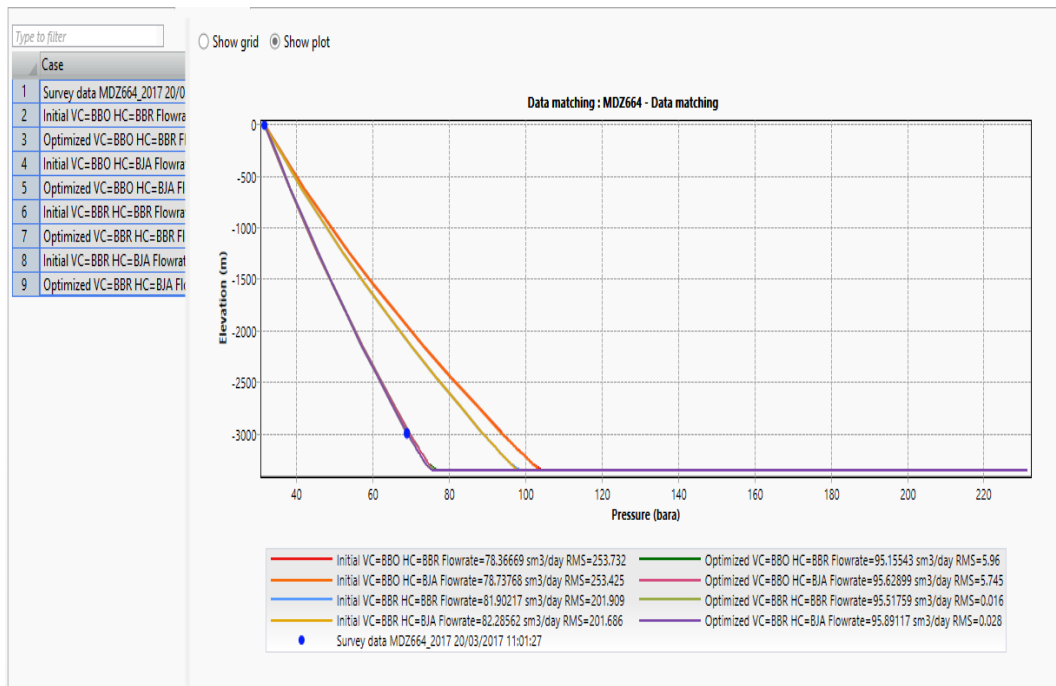


Figure III- 31: Une sensibilité pour le IP et le flow rate

Data matching

Name: MDZ664 - Data matching
Description:

Data matching | Engine console | Profile results | Results summary

Type to filter

	Vertical multiphase correlation	Horizontal multiphase correlation	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS	Status	Select
1	Beggs & Brill Revised	Beggs & Brill Revised	0,015759	0	0	0	0	201,909117	0,015759	Optimized	<input type="checkbox"/>
2	Beggs & Brill Revised	Beggs & Brill Revised	0,028183	0	0	0	0	201,686149	0,028183	Optimized	<input type="checkbox"/>
3	Beggs & Brill Original	Baker Jardine Revised	5,745236	0	0	0	0	253,425469	5,745236	Optimized	<input type="checkbox"/>
4	Beggs & Brill Original	Beggs & Brill Revised	5,960404	0	0	0	0	253,73226	5,960404	Optimized	<input type="checkbox"/>

Figure III- 32: La corrélation idéale

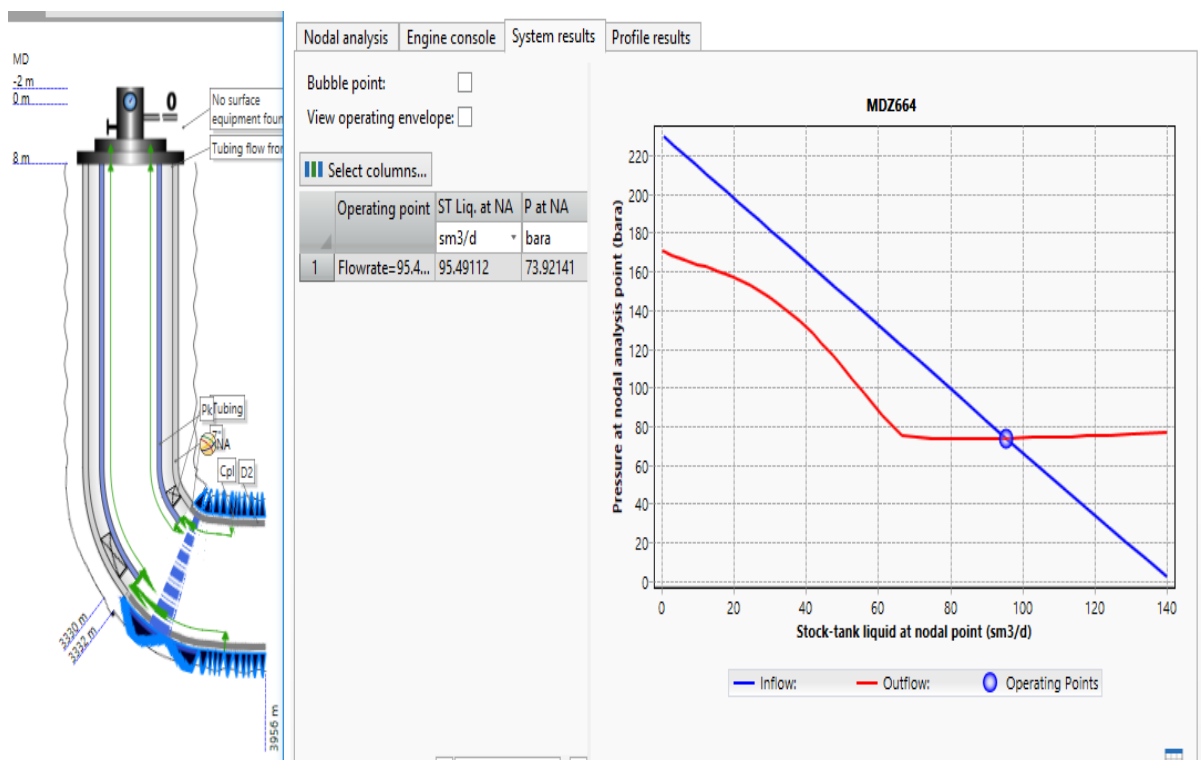


Figure III- 33: La courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement)

Le graphe ci-dessus représente les résultats simulés de l'état du puits MDZ664 calés sur le Build up, la sélection de l'onglet analyses nodale nous a permis de choisir l'emplacement du point nodal qui a été mis au niveau du point de mesure des enregistreurs au fond dans ce cas. Le graphique de d'analyse nodale est affiché avec la courbe d'IPR et VLP ainsi que le point de fonctionnement. Ce point représente le débit que le puits produit et la PFD du puits qui correspond à ce débit.

Les résultats simulés sont très proches de la réalité $Q_h = 95.49 m^3/J$ ($3.98 m^3/h$) avec une valeur de $PFD = 75.42 kg/cm^2$ ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

C. Résultats du test :

Tableau III-9: Résultats du test

Paramètre	Jaugeage	PIPE Sim 2017.2
PFD(kg/cm ²)	70.39	75.42
Qh(m ³ /hr)	4.16	3.98
GOR	831	831
IP	0.025	0.016

Après complétion et MEP le puits MDZ664 a été jaugé on a trouvé que les résultats simulés sont très proches de la réalité ce qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

Conclusion :

Nous avons étudié l'analyse Nodale et l'interprétation du test de puits :

- ❖ On a utilisé les paramètres jaugeage (flow test) et Build Up pour l'analyse nodale.
- ❖ L'analyse nodale nous a permis de choisir la complétion du puits.
- ❖ Les sensibilités sur la P_g et le GOR nous a permis de connaître la condition dans laquelle le puits nécessite une assistance par gaz lift.

III.3. Forage en UBD dans le champ de HASSI MESSAOUD :

Un programme ambitieux de forage en UBD a été lancé à HASSI MESSAOUD, permettant de tirer les avantages du forage en UBD :

III.3.1. La comparaison entre le puits foré en UBD et en OBD :

- Pour le puits MDZ672 :

Tableau III-10: La comparaison entre le puits foré en UBD et en OBD

Puits	Avant complétion					Après complétion				
	Date de test	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Q (m ³ /hr)	IP m ³ /hr /kg/cm ²	Date de test	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Qh (m ³ /hr)	IP m ³ /hr /kg/cm ²
MDZ672 UBD	26/08/16	242.96	175.48	21.75	0.328	29/01/17	243	180	7.07	0.137
MD122 OBD	21/10/11	252.44	243.27	6.29	0.68	03/3/14	246.4	198.66	4.75	0.099
MD322 OBD	-	-	-	-	-	22/5/08	281.98	212.66	4.21	0.061

Le tableau ci-dessus représente la comparaison entre les Flow-Test qui a été réalisé sur le puits foré en UBD avec les résultats obtenus après l'interprétation des DST qui ont été effectué sur les puits voisins en OBD. On peut constater que tous les paramètres (Qh, PG, PFD et IP) sont élevés pendant le forage, la valeur du IP pour le puits MDZ672, qui a subi une diminution progressivement après la complétion par rapport les autres puits voisins, par contre la valeur du PFD a montré une légère augmentation, mais la PG reste constant. [08]

Tableau III-11: La comparaison des paramètres (kh et S)

Puits	Avant complétion				Après complétion			
	Date de Test	KH(md.m)	θ%	S	Date de Test	KH(md.m)	θ%	S
MDZ672 UBD	26/08/16	380	7	0.32	29/01/17	102	7	0.64
MD122 OBD	21/10/11	172	6.6	0.22	03/03/14	153	6.6	2.22
MD322 OBD	-	-	-	-	22/05/08	119	6.48	-0.37

Le tableau ci-dessus représente la comparaison des paramètres (kh et S) pour les même puits en remarque la diminution de la perméabilité pour le puits MDZ672 par contre les autres puits voisin, le Skin est augmenté rapidement après la complétion de puits. Il est

positif dû à la décantation de la saumure pour le puits MDZ672 (la valeur P_g utilisé pour les calculs de la densité de boue en cours du forage parfois un supérieur à la P_g réel).

❖ Les résultats dans les deux tableaux ci-dessus on peut constater les points suivants: Tous les paramètres du (Q_h , P_G , P_{FD} et PI) sont bons dans les puits complétés en UBD ainsi que le Skin et KH .

➤ III-3-2 : Pour le puits MDZ664

Tableau III-12: La comparaison entre le puits foré en UBD et en OBD

Puits	Avant complétion					Après complétion				
	Date de test	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Q (m ³ /hr)	IP m ³ /hr /kg/cm ²	Date de test	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Q (m ³ /hr)	IP m ³ /hr /kg/cm ²
MDZ664 UBD	27/02/15	286.56	255.42	22.81	0.782	11/03/17	235.34	70.39	4.16	0.025
MDZ544 OBD	06/11/02	359.17	322.43	12.12	0.38	16/03/04	324.58	186.56	16.34	0.132
MD455 OBD	09/11/93	327.74	234.87	4.94	0.124	04/03/94	326.69	162.48	7.49	0.046

Le tableau ci-dessus représente la comparaison entre le Flow-Test qui a été réalisé sur le puits qui a été foré en UBD avec le résultat obtenu après l'interprétation des DST qui ont été effectué sur les puits voisin en OBD dans le même secteur. On peut constater que toutes les paramètres (Q , P_G , P_{FD} et IP) sont élevés pendant le forage, en particulier les résultats de forage UBD, et diminue après la complétion de puits, (La chute de la valeur du IP est très importante par rapport les autre puits dû à la complétion en OBD).

Tableau III-13: La comparaison des paramètres (kh et S)

Puits	Avant complétion				Après complétion			
	Date de test	KH (md.m)	$\theta\%$	S	Date de test	KH (md.m)	$\theta\%$	S
MDZ664 UBD	27/02/15	2050	6	6.17	11/03/17	346	6	1.4
MDZ544 OBD	06/11/02	48.3	7	-0.03	16/03/04	4410	7	-0.58
MD455 OBD	09/11/93	471	5.5	12.65	04/03/94	181	5.5	13.47

Le tableau ci-dessus représente la comparaison des paramètres (kh et S) pour les mêmes puits, grâce à l'analyse. On remarque la diminution de la perméabilité pour les puits MDZ664 et MD455 par contre, on observe une augmentation très importante sur le puits MDZ544. Le Skin est augmenté après la complétion des puits voisins, le S de puits MDZ664 est élevé pendant le forage en UBD (6.17), il revient à la valeur P_G utilisé pour

les calculs de la densité de boue en cours du forage parfois un supérieur à la P_G réel en OBD.

- ❖ Les résultats dans les deux tableaux ci-dessus on peut constater les points suivants :
Les paramètres du (Q, PG, PFD PI, Kh et S) sont meilleur dans le puits foré en UBD.

Observation :

- ❖ Les tableaux ci-dessus représentent une comparaison entre les deux Flow Test qui ont été réalisé sur les deux puits MDZ672 et MDZ664 forés en UBD avec les résultats obtenus après l'interprétation des DST qui ont été effectué sur les puits voisins en OBD, les résultat son peut constater les paramètres du (S,Kh, IP) sont bons pour les deux puits en UBD, ainsi que le P_G ,PFD, et Qh.[08]
- ❖ La complétion de puits en OBD est influée sur le IP et le KH.

III.3.2. Avantages d'utilisations DDV :

La comparaison entre MDZ672 et ONIZ40 forée en UBD

Tableau III-14: La comparaison entre MDZ672 et ONIZ40

	MDZ672	ONIZ40	Justification et causes
Footage / Times	737m/5.17j	486m/4.21j	*
Tripping Time	Elevé (16.15j)	Faible (10.02j)	-Opération logging, Descente Liner 4"1/2 et la complétion. -Vs(MDZ672=737)>Vs(ONIZ40=486m)
Circulation and conditioning fluide	Elevé (5.22j)	Faible (3.34j)	-06 Flow test pour MDZ672. -04 Flow test pour ONIZ40.
Well killing and réservoir damage	Éliminé	*	*
Fluides replacement	Éliminé	*	Déplacement du brute par l'OBM et inverse
Crude production	Elevé	Faible	*
Round trip	Faible (39.5j)	Elevé (55.5j)	*

III.3.3. La comparaison du temps de Round Trip entre le puits foré en UBD avec OBD [07]

Tableau III-15: la comparaison du temps d'un Round Trip entre ONIZ40 et MDZ672

		ONIZ-40 (hrs)			MDZ-672 (hrs)	
		Activity			Activity	
Trip Out of Hole		Circ to clean solids	1.5	Trip Out of Hole	Circ to clean solids	2.25
		SOOH to 7" shoe with Circ	3.5		SOOH to 7" shoe with Circ	3
		Displace with 0.95Sg	3.75		Run Wirline to unlatch antenna	3.25
		Flow Check	0.5		SOOH to DDV	3.25
		SOOH	0.75		Close DDV	0.5
		Run Wirline to unlatch antenna	2.75		Circ 1 Bttms up DDV	1
		POOH	8		Flow Check	0.25
		Remove RCD BA	0.75		Remove RCD BA	0.75
		Install Bell Nipple	1		Install Bell Nipple	0.75
		POOH to Surface	4.5		POOH to Surface	6.25
Trip In Hole		P/U, M/U BHA RIH	8.25	Trip In Hole	P/U, M/U BHA RIH	7.75
		Remove Bell Nipple	0.75		Remove Bell Nipple	0.75
		Install RCD BA	0.25		Install RCD BA	0.75
		Strip in hole	6.5		Strip in hole to DDV	0.5
		Run Wirline to latch EM Antenna	3.5		Open DDV	0.25
		Resume SIH to csg shoe	0.75		Resume SIH to csg shoe	3.5
		Displace 0.95Sg with crude	2.75		Run Wirline to latch EM Antenna	2.75
		Wash & Ream to Bttm & pressurize Micro Ann	5.75		Wash & Ream to Bttm & pressurize Micro Ann	2
		Total Trip Time (hrs)	55.5		Total Trip Time (hrs)	39.5
					Time Saved (hrs)	16.0
			Percentage Reduction (%)	28.8		

III.3.4. La comparaison entre le puits foré et complété en UBD et enOBD

- le profil de puits MDZ669

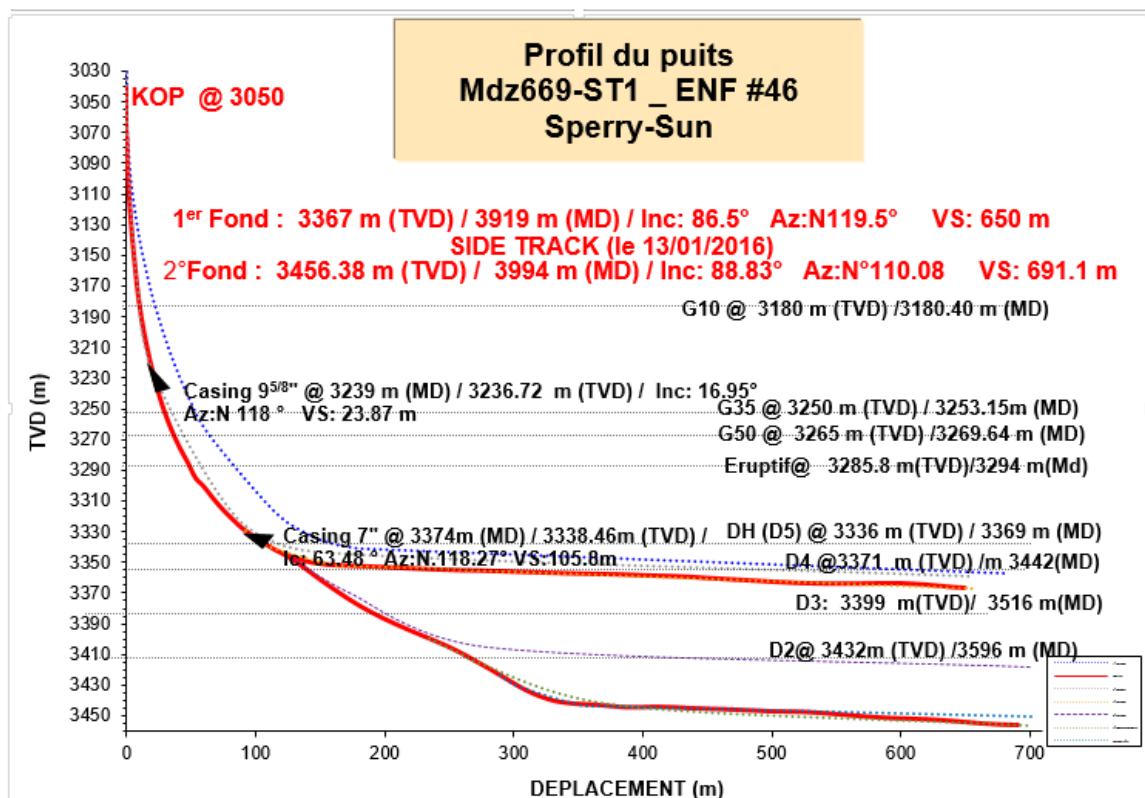


Figure III- 34: le profil de puits MDZ669

- le profil de puits MDZ672

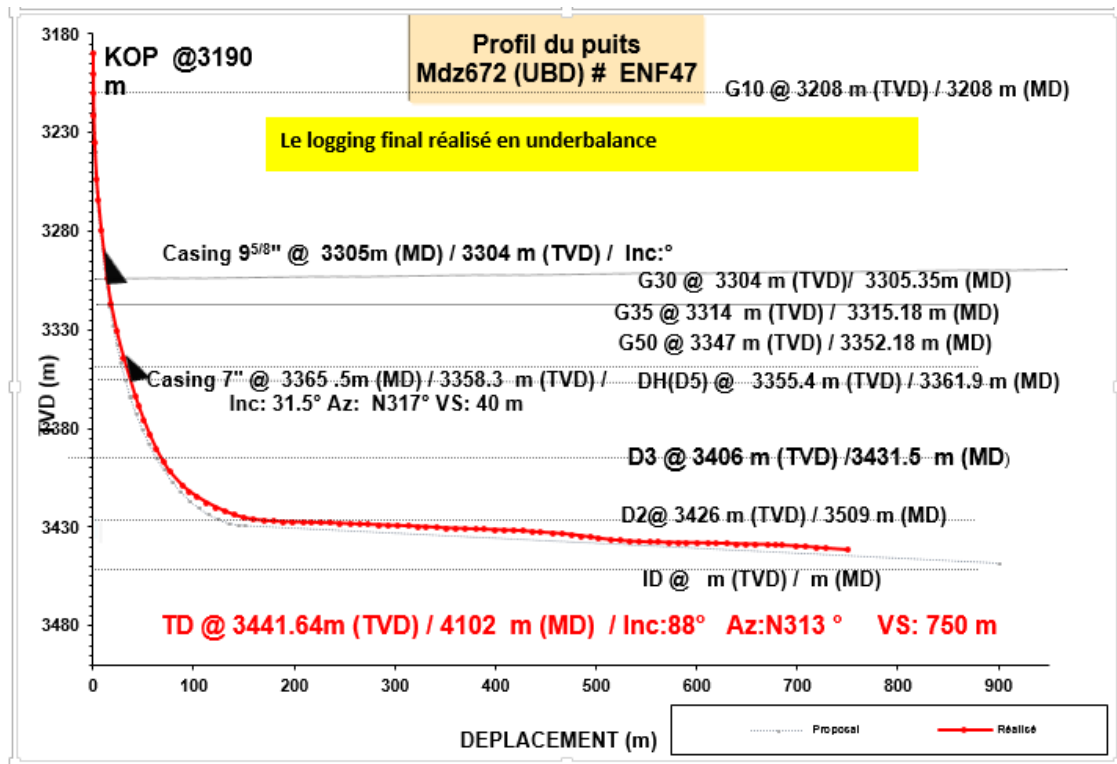


Figure III- 35: le profil de puits MDZ672

- Résultats de test

Tableau III-16: Résultats de test

	MDZ672 UBD				MDZ669 OBD		
Date de test	03/08/16	09/08/16	16/08/16	26/08/16	25/01/16	25/02/16	03/04/16
Drain	D5-D3	D5+D3+D2	D5+D3+D2	D5+D3+D2	D5	D4	D2
PG(kg/cm ²)	236.27	227.91	238.7	242.96	332.73	327.34	314.89
PFD(kg/cm ²)	-	143.64	131.61	175.48	136.03	98.84	166.77
Qh (m ³ /h)	1.79	8.71	14.08	21.75	0.99	1.75	3.15
PI	-	0.103	0.132	0.328	0.006	0.008	0.025
Skin	-	-	-	0.32	-3.46	0.853	-3.18

Le tableau ci-dessus représente la comparaison entre le Flow-Test qui ont été réalisés sur le puits MDZ672 avec le résultat obtenu après l'interprétation des DST qui ont été réalisés sur les puits MDZ669, on peut constater que les paramètres (Q, PFD et IP) sont élevés pour le puits MDZ672 par rapport au puits MDZ669, la chute de la pression pour le puits

MDZ669 par contre pour le puits MDZ672 est augmenté après l'avancement de forage par drain.

Skin positif dû à la décantation de saumure après la complétion pour le puits MDZ672.

III.3.5. La comparaison entre le puits MDZ672 et MDZ669

Tableau III-17: La comparaison entre MDZ672 et MDZ669

Les facteurs	MDZ672 UBD	MDZ669 OBD
L'instabilité de trou	X	✓
Problème durant le forage	Éliminé	Pose BC ciment et changement de target.
Lost Mud	X	✓
Wash-out (cavitation)	X	✓
Filtration de boue de forage	X	✓
Endommagement de la formation (Skin)	Éliminé	✓
Possibilité de déterminer la contribution de chaque intervalle ainsi que IP	✓	X
Production pendant le forage	✓	X
Déterminer les zones les plus productives en time réel	✓	X
Neutralisation du puits	Éliminé	✓
Rate of pénétration	Elevé (5.14m/h)	Faible (1.28m/h)
Durée de la réalisation de forage	5.17 jours	25jours
Acquisition des données de réservoir en temps réel.	✓	X
Aide à prendre la décision de continuer ou arrêter le forage de la partie horizontal (déplacement Vs)	750m au 900m	Absence d'information

Grâce à notre comparaison des résultats des puits forés et complété en UBD avec des puits voisins qui ont été foré et complété en OBD, on conclut que la méthode UBD est la meilleure méthode utilisée particulièrement dans les réservoirs déplétés. [08]

Conclusions :

Le forage des puits en UBD nous a permis d'obtenir plus d'information et renseignement pour les puits et le réservoir par rapport au puits forés en OBD.

- ❖ Les valeurs de l'IP sont bonnes pour les puits forés en UBD.
- ❖ Les puits forés en UBD généralement ont des valeurs de performances plus élevées.
- ❖ Possibilité de changer et cibler le drain ayant les meilleures caractéristiques pétro - physiques pour un puits horizontal ainsi que la longueur foré (Vs) résultant en temps réel.
- ❖ Avantage de L'utilisation de DDV :
 - Protégé contre les éventuels frottements pendant le tripping.
 - Réduis le temps requis pour le démontage et le montage.
 - Diminution des temps de tripping.
 - Augmente la sécurité, et réduit le nombre requis de personnel sur le Rig.
 - Élimine les considérations de sécurité du potentiel du tubing.

III.4. Evaluation économique du forage en UBD

III.4.1. Généralité :

L'unique raison de l'emploi de l'UBD, ou toute autre technologie, est de générer des profits. Comme l'UBD engendre des coûts additionnels comme l'engineering et la location du matériel, le gain dû à cette technologie doit compenser les dépenses en plus.

III.4.2. Sources de profits :

- Réduire les coûts de forage en augmentant le ROP et la durée de vie de l'outil.
- Réduire les coûts des fluides de forage
- Réduire les charges dues à la stimulation
- Réduire les différents NPT
- Accélérer le temps de livraison d'un puits
- Production pendant le forage
- Augmenter le taux de récupération du réservoir (Recovery factor)

Pour les puits déplétés, l'UBD est l'unique moyen disponible pour forer le réservoir. [05].

III.4.3. Coûts de l'UBD :

Le premier pas dans le projet UBD est l'estimation des coûts de l'équipement et des services liés à la réussite de projet [05].

Les coûts dépendent de plusieurs facteurs, comme :

1) Facteur Site :

La location de pack UBD dépend directement de l'endroit du projet (distance de l'industrie de l'UBD) et de niveau de la compétition et le prix d'un système UBD complet peut varier de 598,200 DA/j à 5,982,000 DA/j (5,000 \$/j à 50,000 \$/j) [05] [01].

2) Complexité du projet :

L'impact de la complexité du projet sur le coût total est très significatif (le forage avec de l'air n'est pas cher en le comparant à l'utilisation d'un séparateur de 4 phases de 5000 psi, Les facteurs qui ont un impact sur les coûts sont :

- Pression maximale de surface anticipée
- Régulation et environnement : possibilité de torcher et possibilité de déversions des liquides et solides.
- Fluides produits : H_2S – Brut – Gaz.
- Système de fluides utilisé : Type de Gaz – La mousse – Type de liquide.
- Neutralisation du puits et complétion : Vanne d'isolation de formation.
- Collecte d'informations : Le coût varie du type de système utilisé.

3) L'impact du nombre de puits sur le coût :

Le nombre de puits dans un projet affectera considérablement le bilan économique d'un projet. Le coût par puits sera réduit en augmentant le nombre des puits à forer comme le démontre la courbe d'étude ci-dessous. Les personnes et l'optimisation de l'attribut de processus conduits à une meilleure compréhension du système. En outre, le coût fixe du projet peut être écarté à travers plus de puits, diminuant l'impact sur un puits simple. Les fournisseurs de service veulent également des prix d'escompte des projets de plusieurs puits.

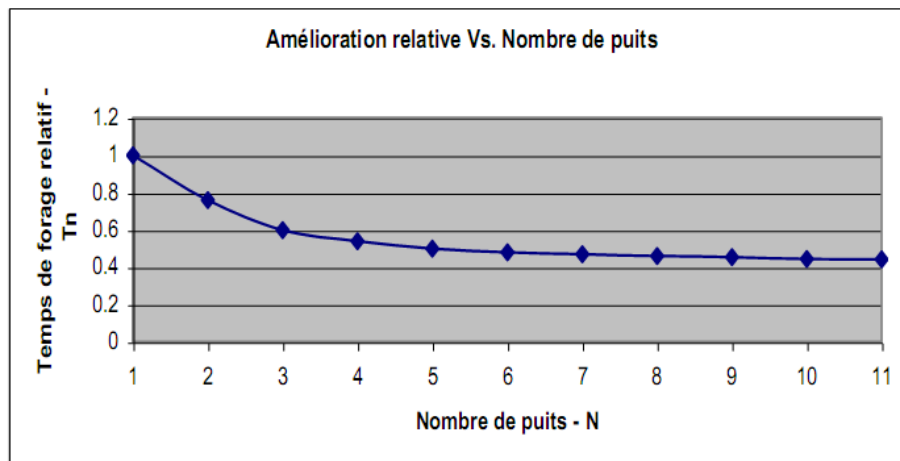


Figure III- 36: Amélioration du temps de forage Vs nombre de puits. [05]

III.4.4. Réduction du coût :

Le coût journalier élevé pour un UBD ne veut en aucun cas dire que le coût total du puits en UBD est élevé, à cause des facteurs suivants :

1) Réduction du coût de forage :

La réduction du coût de forage est due d'une part à la réduction de la durée totale de forage comme résultat d'un ROP élevé et la durée de vie de l'outil ajouté à la réduction des NPT. D'une autre part la réduction du coût de forage peut être attribuée à l'élimination des coûts associés à des forages conventionnels, comme l'élimination de la stimulation, DST et la réduction du coût de fluide de forage.

A. Augmentation de ROP :

L'augmentation du taux de pénétration (ROP) peut être attendu presque dans toutes les activités en UBD. La quantité de l'augmentation est directement liée à la perméabilité et dureté de la roche. Le gain en ROP est significatif dans des terrains peu perméables. Le gain en ROP aussi est significatif dans des terrains très durs.

En règle générale le taux d'augmentation du ROP dans UBD varie entre 30% et 100%

B. Longévité de l'outil :

L'augmentation de la durée de vie de l'outil dans des opérations en UBD est dû à la réduction de poids sur l'outil et le nettoyage efficace des débris.

En règle générale le taux d'augmentation de la durée de vie varie entre 50% et 80%

C. Réduction du coût de fluide de forage :

UBD a deux effets significatifs sur le coût de fluide de forage comparativement au forage conventionnel. Comme le fluide de forage est généralement du brut, on n'utilise presque pas d'additives, l'autre effet est l'élimination des pertes dans la formation.

D. Réduction des NPT :

Le NPT (No Productive Time) amplifie dans la plupart des cas le coût de forage. La plus grande cause des NPT est le coincement différentiel et les pertes de la circulation. Le coincement différentiel est aggravé par la perte de la BHA et des DP ajouté au temps additionnel pour le reforage du trou.

La perte de circulation est très coûteuse à cause du temps allouer pour le rétablissement de la circulation, additives (LCM) et la perte du fluide dans la formation.

Il est physiquement impossible d'avoir dans l'UBD un coincement différentiel et des pertes de circulation, si on maintient les conditions d'Underbalance [01].

E. Elimination de la stimulation et DST :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voire éliminé. Ceci va réduire ou éliminer le besoin de stimuler le puits, d'où la réduction du coût total (service de stimulation, Réquisition du rig).

En addition le forage en UBD permet l'analyse continue de la production pendant les opérations, d'où l'élimination du DST

2) Réduction de l'endommagement de la formation :

La réduction de l'endommagement de la formation est un facteur déterminant dans les applications de l'UBD. Effectivement réduire l'endommagement c'est augmenter le profit, l'amélioration de la productivité, augmenté le taux de récupération.

A. Augmentation de la production :

Il est évident que le forage en UBD réduit l'endommagement de la formation. Mais il reste très difficile de le quantifier. L'expérience a montré 2 à 6 fois l'augmentation en production.

4) Estimation de la production :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est la réduction de l'endommagement de la formation. Donc l'évaluation de la productivité est indispensable pour l'estimation du coût.

Pour évaluer le gain de productivité d'un puits, on doit estimer la réduction de skin mécanique. Pour évaluer l'index de productivité et le volume de production pour un puits vertical ou horizontal, Les formules suivantes sont disponibles.

- L'index de productivité (IP) pour un puits vertical est [05] :

$$(Bbl/day/Psi) \quad IP = \frac{0.00708 kh}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \dots\dots\dots (3-2)$$

- L'index de productivité (PI) pour un puits horizontal est :

$$(Bbl/day/Psi) \quad IP = \frac{0.00708 k L}{\mu B_o \left(\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_e} \right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right)} \dots\dots\dots (3-3)$$

Où :

k = Perméabilité de réservoir (md)

h = L'épaisseur de réservoir (ft)

μ = Viscosité (cP)

B_o = Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

R_e = Rayon externe (du réservoir) (ft)

R_w = Rayon du trou (ft)

S = skin L = Longueur de réservoir (section horizontal) (ft)

- Le débit de production pour un régime pseudo-steady, pour un puits vertical [05]:

$$q = \frac{0.00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (bbl/j) \dots\dots\dots (3-4)$$

- Le débit de production pour un régime "pseudo-steady", pour un puits horizontal :

$$q_{hor} = \frac{0.00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu B_o \left(\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_e} \right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right)} \dots\dots\dots (3-5)$$

- La relation entre IP et draw down est exprimée comme suite,

$$\Delta P_S = \frac{141.2 Q \mu B_o}{kh} S \quad \dots\dots\dots (3-6)$$

Chute de pression du au skin (psi)

Q = Débit

B_o = Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

μ = Viscosité (cP)

k = perméabilité (md)

h = l'épaisseur de réservoir (ft)

S = Facteur de skin à partir de présent

III.5. Optimisation des paramètres du forage à HMD

Les performances enregistrées dans le Forage en UBD, sont essentiellement une vitesse de pénétration importante (ROP) avec une moyenne de 6.60 m/hr, et une réduction remarquable du nombre d'outils utilisés.

Ces résultats montrent l'intérêt du Forage UBD par rapport à l'OBD qui se résume par :

III.5.1. Vitesse de pénétration ROP :

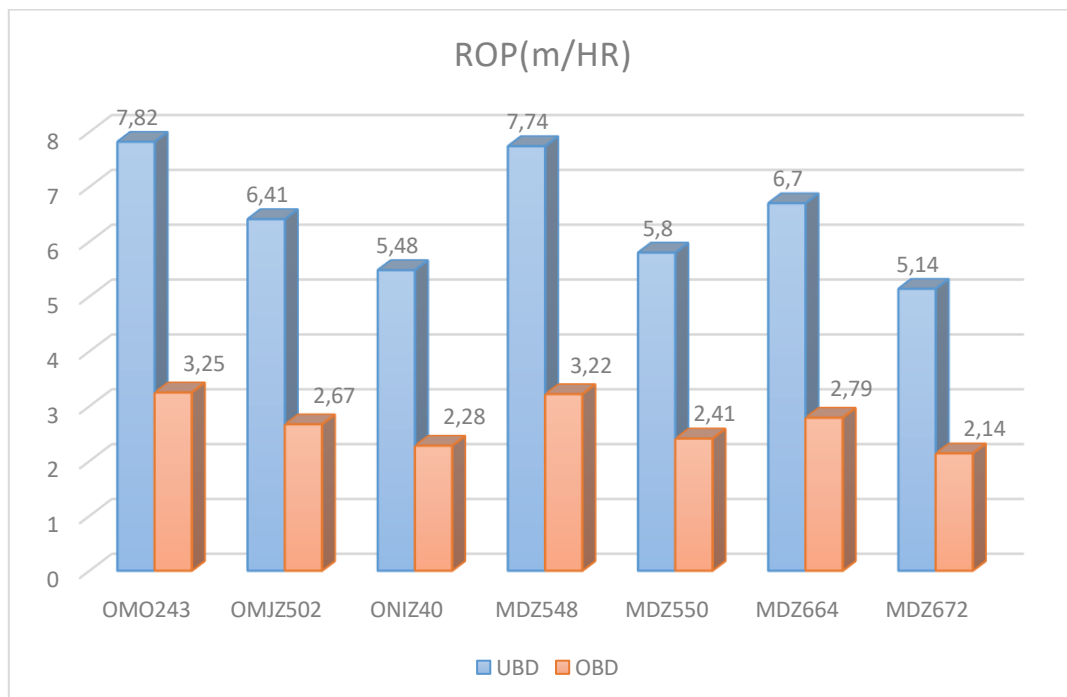


Figure III- 37: Comparaison de ROP en UBD et OBD.

Ce graphe montre la vitesse de pénétration (ROP) des différents forages (UBD et OBD),

L'interprétation des résultats montre que la ROP de forage réalisé en UBD est supérieure à celle de l'OBD. Parmi les puits étudiés, on remarque clairement un rapport de 2.4 fois plus d'avancement en UBD par rapport à l'OBD pour les puits verticaux et horizontaux. En outre, les puits forés en UBD, ce progrès procure au forage UBD des caractéristiques redoutables et avantageuses, c'est sur le plan technico-commerciale exprimé par un délai de réalisation très optimisé et court, ainsi

l'obtention des objectifs et du programme d'investissement assigné au forage avec le moindre de cout. [06].

III.5.2. Consommation d'outils (OBD-UBD) :

L'histogramme suivant montre la consommation des outils entre le forage OBD et en UBD :

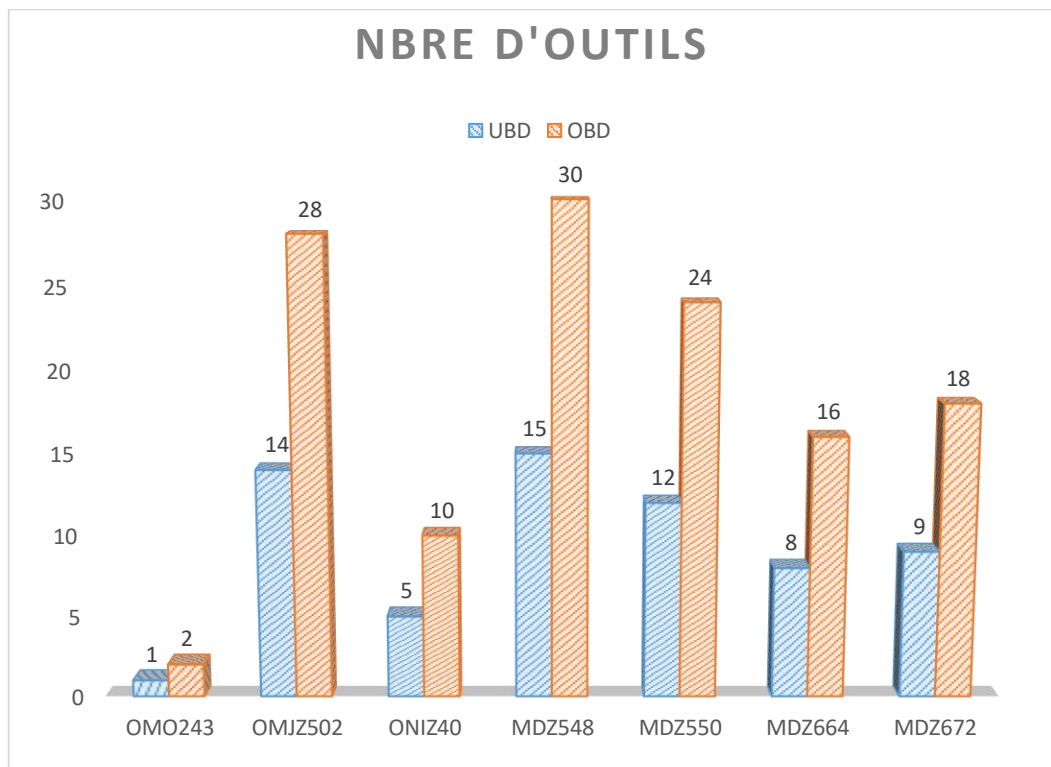


Figure III- 38: Comparaison de consommation des outils de forge

On note que la consommation des outils de forage est toujours importante et supérieure en forage OBD et ce pour tous les puits étudiés, ceci confirme l'avantage et la flexibilité des forages en UBD.

A titre d'exemple, l'histogramme nous renseigne précisément qu'au cours de forage des puits, on a consommé 02 fois plus d'outils en OBD par rapport à l'UBD, un écart de consommation variant de 12 à 30 outils est constaté pour le reste des puits .

Cependant, des résultats avantageuse sur la réduction de consommation des outils de forage en UBD , il convient de noter que la phase forée en UBD est 4000 m (dont Vs entre 600 m et 800 m) et la phase forée en OBD soit 3400 m ce qui renforce l'avantage de la technique de forage en UBD c'est-à-dire; de forer plus de profondeur avec moins de consommation d'outillage relativement à l'OBD.

Concluant de cette explication, une compétence avérée du forage UBD continue à afficher des résultats promoteur avec des performances confirmées et des réductions de couts considérables. [01]. [08].

III.6. Résultats de production :

III.6.1. Production moyenne d'huile + Jaugeage :

Le graphe suivant présent l'importance de la récupération d'huile au cours de forage en Under balance (UBD) :

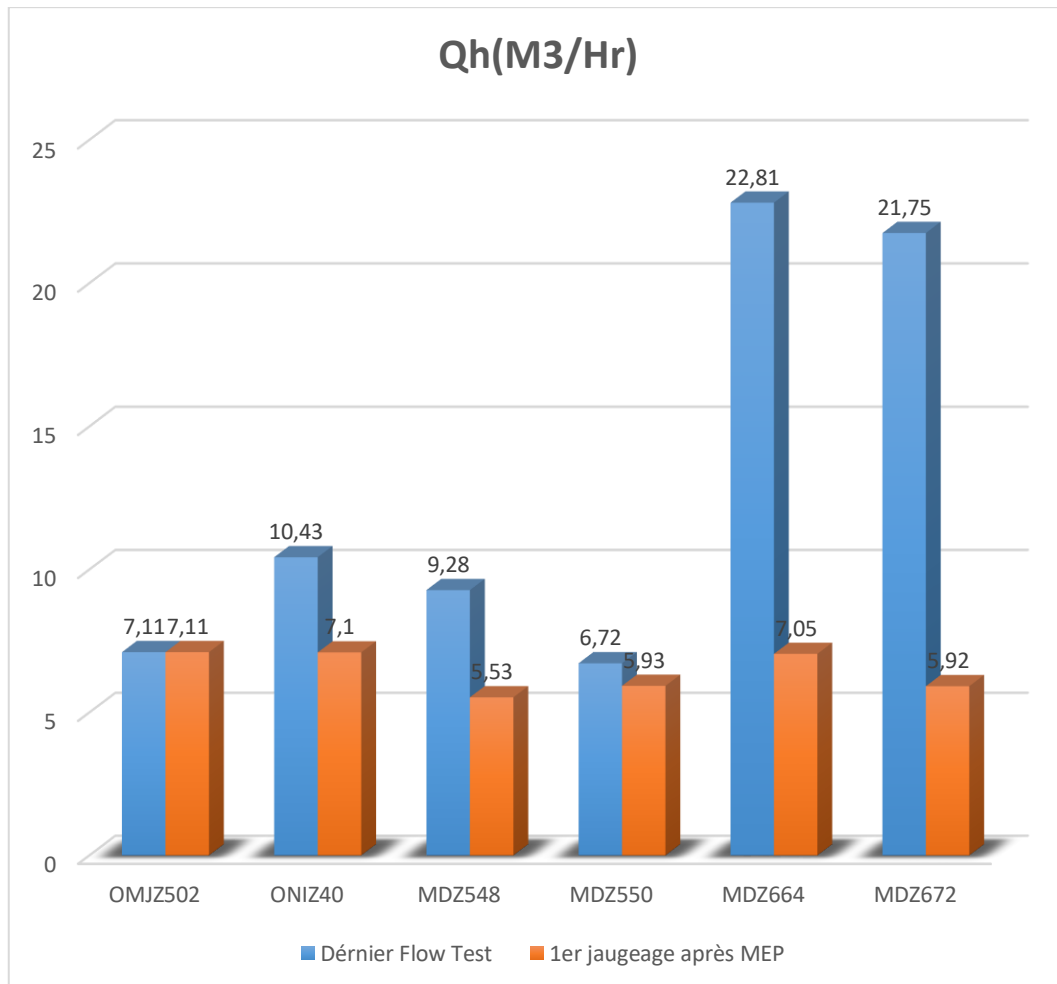


Figure III- 39: production moyenne d'huile en forage UBD.

La représentation graphique de la production d'huile en forage UBD déjà considéré comme un apport supplémentaire d'exploitation de puits durant la phase de forage UBD, profile de production inexistante en forage OBD, ce qui favorise cette technologie.

C'est tout à fait une valeur ajoutée et un amortissement direct du coût d'investissement de forage, dont le débit quantifié sur l'ensemble des puits durant le forage varie de 6 à $23m^3/h$.

La diminution de débit d'huile après la mise en production revient à l'effet de la complétion du puits, en UBD toute la boue est récupérée et recyclée pour réutilisation, et par conséquent une réduction de cout et de temps est favorisée par cette technique.

III.6.2. La valeur moyenne de GOR

Ce graphe montre la valeur moyenne de GOR en forage UBD :

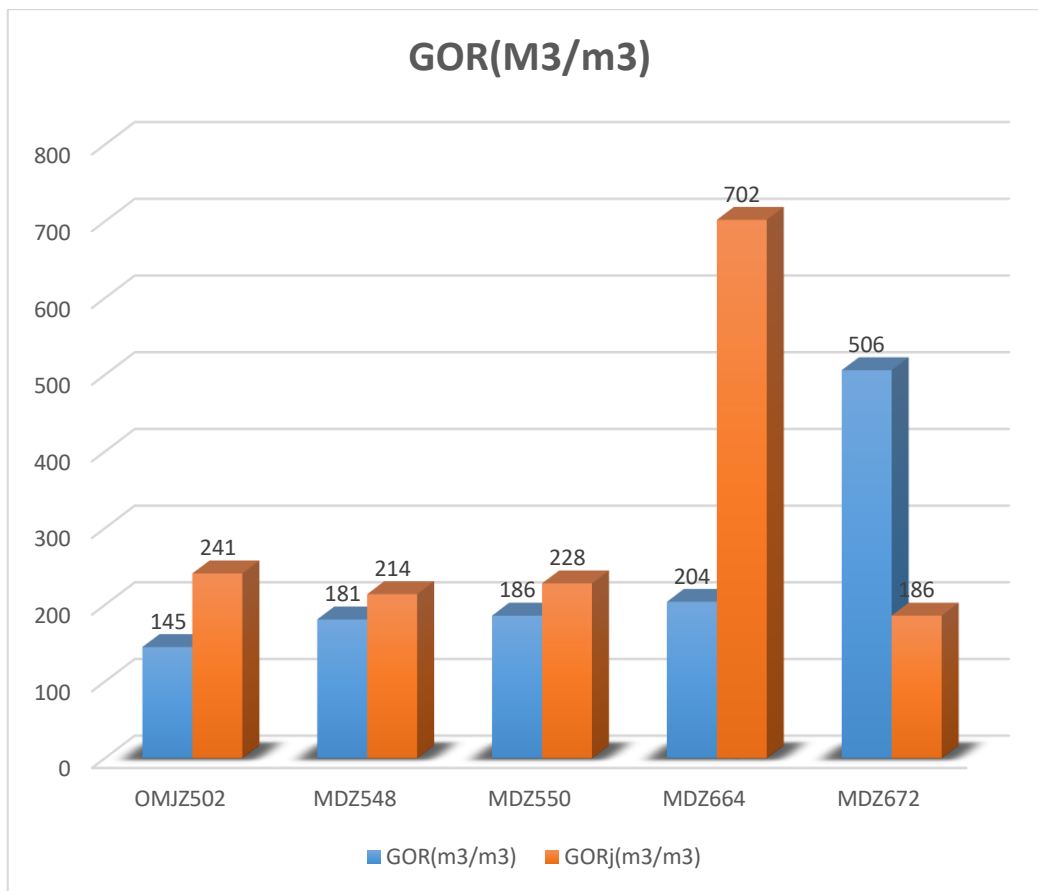


Figure III- 40: La valeur moyenne du GOR en forage UBD.

Le graphe ci-dessus représente une valeur élevée du GOR pour le puits MDZ672 et faible pour les autres puits en cours de forage.

Après la complétion du puits MDZ672 et jaugeage de ce dernier on constate que le Flow Test a surestimé considérablement la valeur de GOR, par contre les valeurs sont élevées pour les autres puits, on conclut qu'il y a une différence entre le jaugeage (Flow Test) durant le forage et après la complétion, ce qui rajoute aux inconvénients du forage en UBD.

Le graphe montre que l'indice de productivité est plus important pour les puits forés en UBD, par rapport à celui qui aurait si le puits était foré en OBD, ce qui rajoute aux avantages du forage UBD un autre aspect d'optimisation. [08].

III.6.3. Le cout de forage

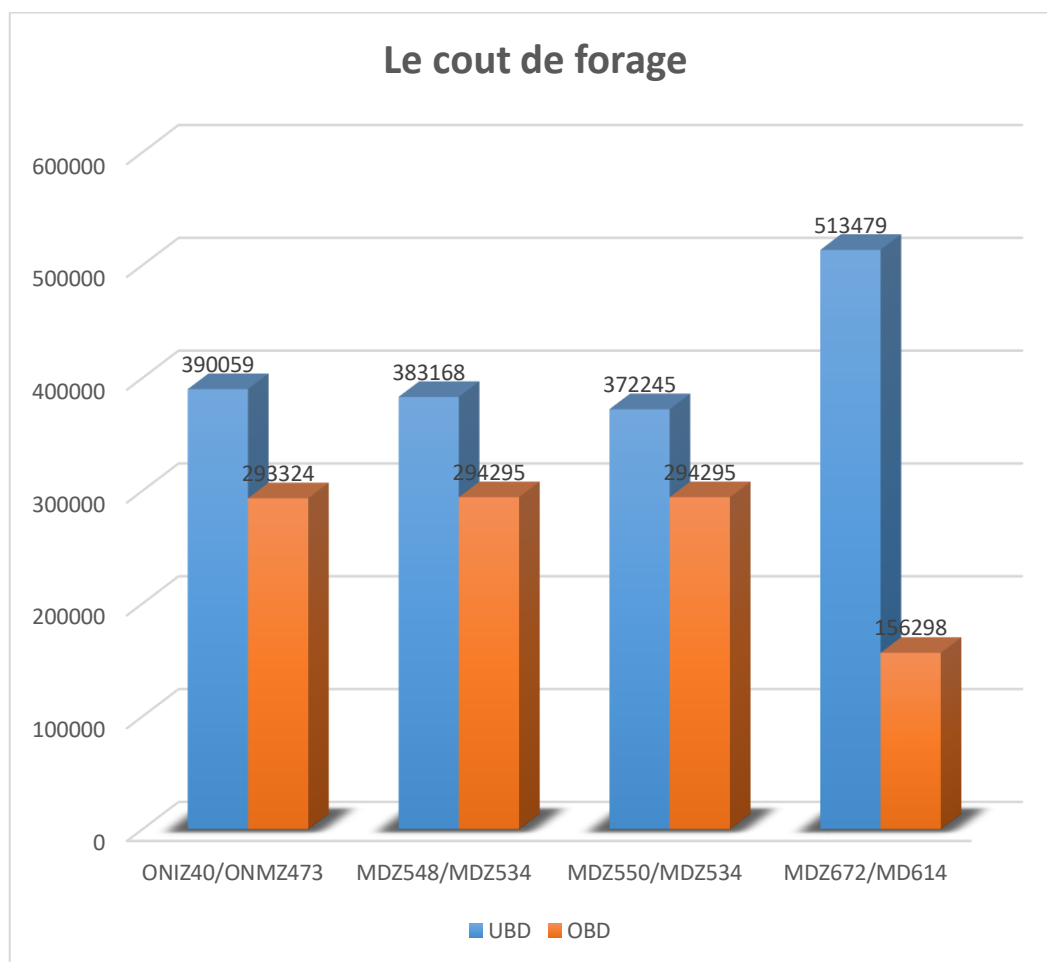


Figure III- 41: Le cout de forage

III.1.1. Index de productivité

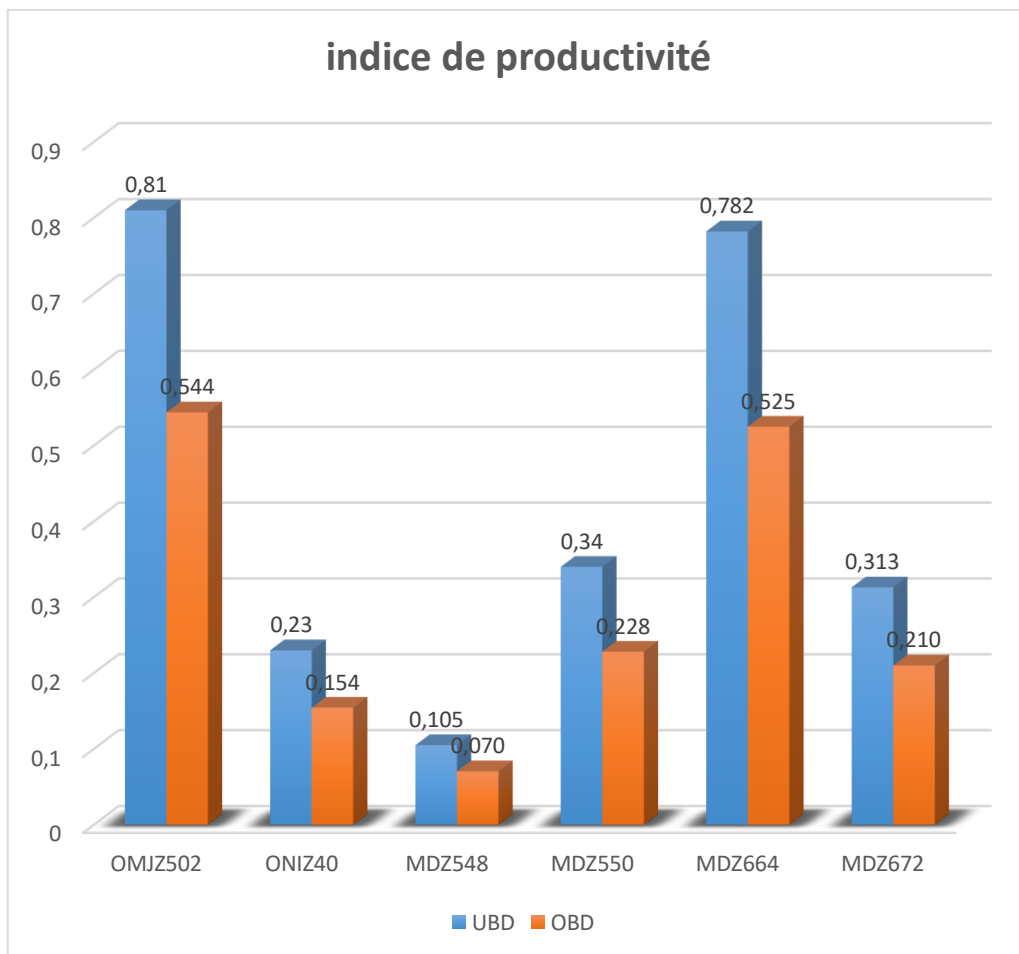


Figure III- 42: Indice de productivité

Conclusion Générale

Le forage conventionnel OBD génère de sérieux problèmes : pertes de circulation, faible vitesse de pénétration (R.O.P), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées, pour cela Sonatrach a utilisé La technique de forage en Underbalance « UBD ».

Dans notre étude, nous avons étudiée la technique de forage en UBD sur le champ de Hassi Messaoud.

En bref, notre évaluation d'étude se résume par les points suivants :

- On a utilisé le logiciel PIPESIM 2017.2 pour le modeling du réservoir et du puits en utilisant les paramètres de jaugeage (FlowTest) et Well Test (Build Up) et l'analyse nodale ainsi que les sensibilités sur la Pg et le GOR.
- Pour voir les avantages de forage en Underbalance, on a fait la comparaison entre les puits forés en UBD et en OBD. Le forage des puits en UBD nous a permis d'obtenir plus d'informations sur le puits et le réservoir par rapport aux puits forés en OBD. L'UBD a permis la possibilité de changer et de cibler les drains ayant les meilleures caractéristiques pétro physiques pour un puits horizontal ainsi que la longueur forée.
- Le Skin d'endommagement du puits foré en UBD est très faible ou nul.
- Avantage de l'utilisation de DDV : Améliorer les techniques d'opération (Forage- Complétion) par l'augmentation de la sécurité lors d'opérations balance et overbalance et élimine l'endommagement de la formation, et minimise le temps de circulation de fluide ainsi que la réduction du temps nécessaire pour le montage et le démontage avec un nombre requis de personnel sur le Rig.
- Dans notre étude l'évaluation économique de forage et production, on remarque que le ROP de forage en UBD est mieux que le forage en OBD (soit le ROP en UBD 6.60 m/hr et en OBD 2.17 m/hr).
- Le coût de consommation des outils de forage en UBD est moins cher que celui du forage en OBD, car le nombre des outils utilisés dans le forage en UBD est moins par rapport au forage en OBD.
- Le déclin de l'indice de productivité pour les puits complété en OBD est très important par rapport aux puits en UBD.

- Le débit d'huile et GOR donné par les Flow Test sont généralement surestimés par rapport aux débits après la mise en production et cela dû à la méthode d'évaluation et la qualité des équipements.

Recommandations

- On recommande de forer les puits par la méthode de forage en UBD pour ses meilleurs résultats, avec un moindre de coûts et moins les problèmes de forage.
- On recommande l'utilisation de la DDV afin d'éliminer l'endommagement de la formation, et augmenter la sécurité lors d'opérations balance et overbalance.
- Lors de la réalisation de forage en Underbalance il faut assurer un beau nettoyage du puits chaque instant pour éviter le problème de coincement.
- Suivi rigoureux des paramètres de forage et de leurs interprétations en temps réel est primordial.
- Le choix de fluide de forge (brut) et de gaz injecté dans le forage en Underbalance est couronné d'un succès vu leurs disponibilités et leurs caractéristiques
- On recommande de réaliser un programme de jaugeage conventionnel pour vérifier et confirmer les débits et GOR.

Bibliographie

- [01] BENRAMDANA Meriem : Evaluation du forage en UBD (Application sur le champ de Hassi Messaoud) mémoire d'ingénieur IAP Boumerdes Avril 2017.
- [02] Abdallah Magdy Darwish, El Sayed Amer Hassan, Mossad Mossad Dawood, Sandy Mohammed Sherif , Mina Naguib, Magdy Hamaza Ahmed: Underbalanced Drilling, Senior Project,2012.
- [03] John McLennan, Richard S.Carden, David curry, C.Rick Stone, Richard E. Wyman, Gas Research Institute Chicago Illinois" Underbalanced Drilling Manual " ,1997.
- [04] MEZIANI Boubaker et AMGHAR djillali : détermination des vitesses minimales requises pour nettoyage des drains horizontaux forés en UBD (Application au puits Onmz#263). Mémoire de master, IAP Boumerdés, Mai 2006.
- [05] A Course in Advanced Underbalanced Drilling (Blade UBD Cours).
- [06] Boudra Ibrahim, Benkhoulou Abd allh, Roubi Abd aelwahab étude d'un forage UBD (cas de puits MD418), Mémoire de Master, Mai 2016.
- [07] Documents «Weather Ford»,2017
- [08] Données (SH/DP/EP/service Well test, operations, reservoir),HMD.

Annexes

Annexe A :**Conception des systèmes de forage en UBD :****1. Garniture de forage conventionnelle :**

La majorité des forages Underbalance sont exécutés en utilisant une garniture de forage conventionnelle. L'avantage principal du système de forage conventionnel est la familiarité des équipes de forage avec les équipements du forage conventionnel, le poids disponible sur l'outil, la capacité de pomper des volumes plus élevés de liquide et de gaz ainsi que la possibilité d'utiliser ce même système pour le forage et la complétion du puits foré. Les désavantages liés à l'utilisation de la garniture conventionnelle pour le forage en Underbalance est la fluctuation de la pression du trou provoquée par les raccords, la limitation des équipements, l'impact néfaste pour les équipements de fonds tel que le moteur de fonds et le MWD. Bien que la garniture de forage conventionnel ne soit pas vraiment la méthode optimale pour le forage Underbalance, des méthodes et des techniques nouvellement élaborés ont été mises en œuvre pour maintenir les avantages liés au forage conventionnel et les appliquer au forage en Underbalance. Les plates-formes de forage conventionnelles exigent un BOP rotatif qui est placé au-dessus du BOP conventionnel de la tête du puits.

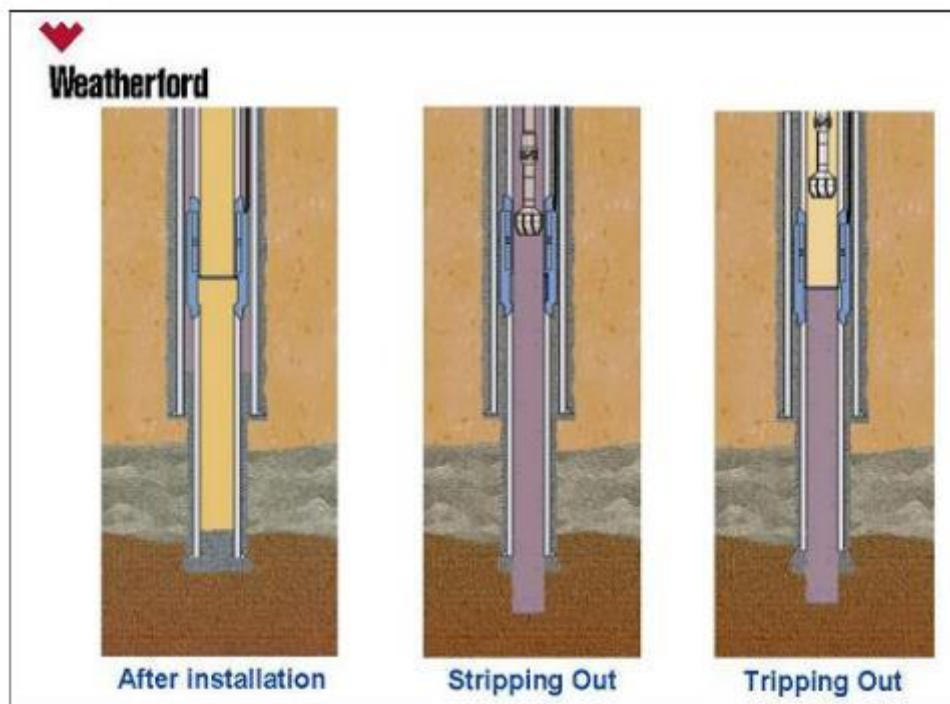


Figure A- 1:Down-Hole Deployment Valve

2. Coiled tubing :

Le coiled tubing est une méthode idéale pour la réalisation d'un forage Underbalance. Un équipement conventionnel de coiled tubing est installé comme système annulaire fermé, éliminant ainsi le besoin de tête de contrôle de pression. Le coiled tubing est bien adapté pour la réalisation d'un forage en Underbalance. Il n'y a aucun raccordement (connexion) éliminant ainsi les fluctuations de pression au fond du trou. En outre le coiled tubing est conçu pour laisser le puits débiter sans interruption tout en forant et tout ça grâce à l'élimination des fluctuations de pression au fond du trou. Les inconvénients du système de forage en coiled tubing est la limitation du poids sur l'outil, la limite du diamètre du trou qui est petit par rapport à la méthode conventionnelle, limitation de la profondeur forée et son extension. Le coiled tubing a été utilisé intensivement pour réaliser des forages Underbalance au Canada. Dans certains cas, les premières sections du trou sont forées avec un équipement conventionnel et l'équipement de coiled tubing est ensuite utilisé pour forer la section de production en Underbalance. Dans beaucoup d'opérations, le coiled tubing n'est pas employé comme deuxième système de forage pour le même puits en raison du coût de mobilisation supplémentaire (plate-forme de forage pour le premier trou et une unité de coiled tubing pour le trou de production). Pour des fonctionnements extraterritoriaux, les limitations de l'espace sont également une force de dissuasion. L'élimination des raccords a comme conséquence un meilleur contrôle de pression de trou que le système conventionnel de forage. L'application de la technique du coiled tubing en UBD est limitée par la capacité de nettoyer efficacement le trou et par la limite de pression d'injection.

3. Snub drilling:

Le snub drilling utilise une unité hydraulique de work-over avec un top drive pour le forage du puits et utilise aussi une garniture de forage conventionnelle. Le snub drilling a plus d'avantages que le coiled tubing, il est conçu pour se déclencher sous pression, et à la capacité pour circuler sans interruption tout en forant. Les unités hydrauliques de work-over sont normalement compactes et permettent une plus petite empreinte de pas. L'inconvénient principal du forage en snub drilling est le temps requis pour que ce dispositif se déclenche. Le snub drilling exige également des raccords, qui causeront des coupures de pression.

4. Le choix de système de forage :

Le choix du système de forage ou le choix d'utilisation des tiges de forage ou du coiled tubing dépend de trois facteurs :

- La dimension du trou.
- La vitesse de pénétration dans la formation.
- La trajectoire du puits.

Si le diamètre de trou projeté est de 6" ou plus, alors les tiges de forage sont recommandées. Pour des diamètres inférieurs l'utilisation de coiled tubing est à considérer.

Jusqu'à maintenant le forage avec le coiled Tubing est limité du fait du diamètre même du coiled Tubing qui est de l'ordre de 2" à 2"7/8. Ces diamètres engendrent les facteurs suivants :

- Un débit limité à travers le coiled tubing.
- Des pertes de charge importantes.
- Le profil du puits.
- La limitation en traction et en compression.

Le CTD peut être exclu pour d'autres raisons, telles que la manutention, le transport ou la durée de vie du coiled tubing.

Annexe B :

Types de fluide de forage :

1) System les fluides incompressibles :

Dans le cas où la pression de fluide des pores dépasse la pression hydrostatique de l'eau douce ou l'eau salée (la saumure) à la même profondeur, il est possible d'utiliser un liquide monophasique compatible avec le fluide de la formation à forer (réservoir). Et qu'il doit avoir une bonne capacité de transport de déblais vers la surface.

2) System Fluides bi phasique :

Ce type de fluides se compose d'une phase gazeuse et d'une phase liquide (eau, huile, boue à base d'huile). L'azote ou l'air constituent la phase gazeuse dans de ce système.

Ce fluide permet d'avoir des densités suffisantes pour créer les conditions d'Underbalance. Aussi il remplit les rôles d'un fluide de forage en matière de lubrification de l'outil et de nettoyage du trou.

La fraction du volume liquide dans le mélange dépasse 25% approximativement et le gaz forme des bulles isolées qui sont indépendantes de la phase liquide à la mesure que les deux phases peuvent se déplacer avec des vitesses différentes.

Ce n'est pas exceptionnel pour le liquide d'être eau douce ou eau salée, on peut utiliser le gasoil ou même l'huile brute.

Caractéristiques des fluides gazéifiés.

- La séparation du gaz et de liquide est contrôlée correctement.
Les vitesses, surtout en surface, sont moins importantes, ce qui réduit l'érosion du matériel de surface et de fond.
- Le fluide supplémentaire dans le système élimine l'influence des fluides de la formation à moins que les incompatibilités se produisent.
- Les propriétés de la boue peuvent être identifiées facilement avant de commencer l'opération.
- Moins de gaz est exigé généralement.

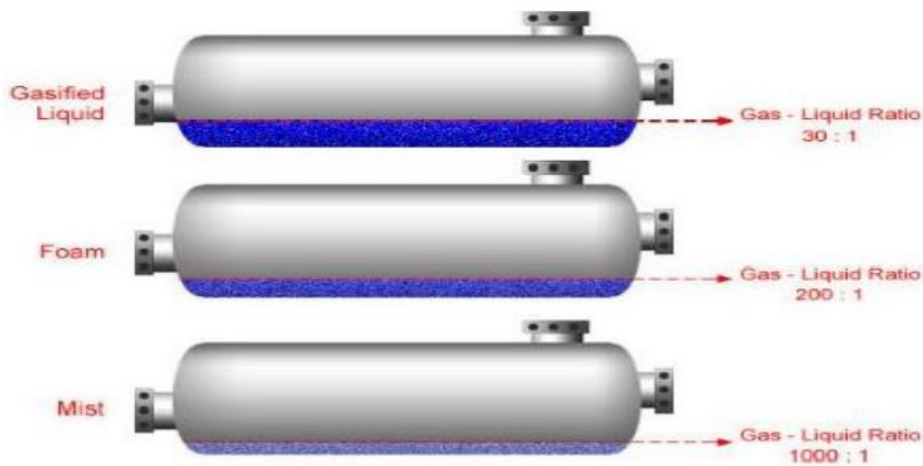


Figure B- 1: Les Fluides gazéifiés

3) Air ou gaz naturel :

Opération à l'air :

Dans ce type d'opération le forage utilise le gaz comme fluide de forage. Ce gaz peut être l'air, l'azote, le gaz naturel, le CO₂ ou une combinaison gazeuse. Le forage à l'air sec est le plus simple et le moins cher lorsqu'il est appliqué à l'underbalanced et il peut également réaliser le plus bas BHP [04].

Opération à l'azote :

L'azote avait été utilisé dans l'industrie pétrolière depuis longtemps, en premier lieu dans les opérations de stimulation des puits, DST et pour faire débiter un puits neutralisé. Aujourd'hui, l'usage de l'azote cryogénique ou à membranes dans les opérations du forage en Underbalance est bénéfique, car il permet d'éviter des problèmes de forage. La figure suivante montre dans un forage avec N₂, la relation entre le débit injecté de N₂ et la BHP.

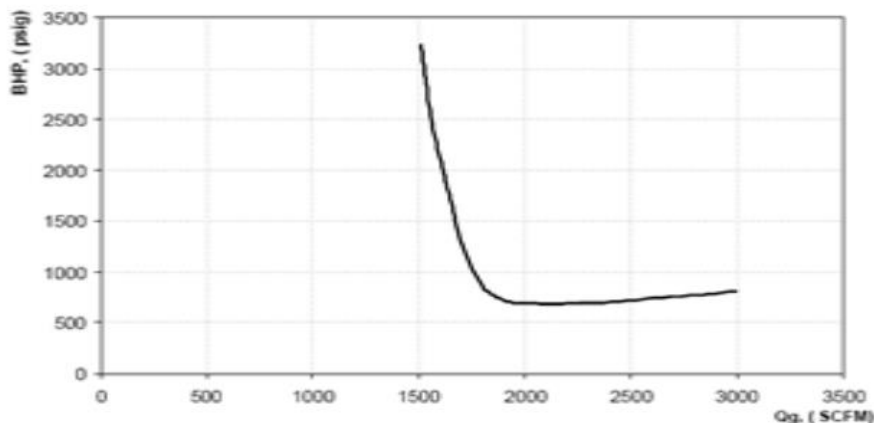


Figure B- 2: Pression de fond en fonction des débits de circulation.

Annexe C :

Système de production de fluide de forage :

1) Gaz naturel :

Si le gaz naturel est utilisé pour le forage en Underbalance, un compresseur de gaz naturel peut-être requis. Cela devra être examiné une fois que la source de gaz est connue. Un régulateur de débit et un régulateur de pression sont exigés pour le contrôle des débits de gaz injecté pendant le forage.

2) Unité de génération de mousse :

C'est une unité de génération de mousse utilisée en cas de forage des réservoirs non consolidés. Elle est composée d'un bac de 1210 L, qui est raccordé à pompe d'injection pour le refoulement des produits moussants ainsi que les produits anticorrosifs préparés au préalable en surface. Cette unité est fixée sur le même skid du bac de l'unité Underbalance. Les produits mélangés à l'air forment une mousse qui sera refoulé vers le stand pipe au moyen de la pompe, cette mousse est utilisée souvent quand veut forer une couche mal consolidée où il faut une grande vitesse de pénétration. La mousse est un bon nettoyant du fond grâce à ces caractéristiques.

3) Azote cryogénique :

L'azote a été utilisé la première fois dans l'industrie de pétrole en 1956. L'azote liquide passe dans un convertisseur où le fluide est pompé sous pression avant d'être converti en gaz. Ce dernier est injecté par la suite dans le puits.

a. Avantages de l'utilisation d'azote cryogénique :

- Sa capacité à faire sécher le trou et à éviter les accumulations des mud rings.
- La limite explosive inférieure pour les hydrocarbures est approximativement 12,8% d'oxygène dans les conditions standard. Dans la plupart des opérations où l'azote est utilisé, le contenu d'oxygène est au-dessous de 5 %.
- L'utilisation de l'azote cryogénique élimine le risque de corrosion.

b. Inconvénients de l'utilisation d'azote cryogénique :

- Pour les opérations qui excèdent 48 heures, la consommation d'azote liquide peut-être assez importante, ce qui peut créer un problème de logistique.
- L'usage d'azote cryogénique n'est pas particulièrement recommandé en offshore : pour un forage de 24 heures, si on pompe 1500 scfm d'azote cela nécessitera 15 citernes de 2000 gal chacune.

c. Paramètres d'utilisation de l'azote :

Pour assurer un bon nettoyage du puits, les paramètres suivants sont pris en

compte : débits d'azote de 350 à 3500 scfm (10 à 100 m³/min) à une pression de 1000 à 3000 psi.

➤ Azote à membranes :

Un générateur d'azote est un système de filtration. Il utilise de petites membranes pour filtrer l'air. L'oxygène est rejeté dans l'atmosphère et l'azote est comprimé à la pression d'injection. L'efficacité d'un générateur d'azote est de l'ordre de 50%. Cela signifie que si 1500 scfm d'azote sont requis, 3000 scfm d'air sont pompés dans le générateur. Pour produire 1500 scfm, il faudrait 3 ou 4 grands compresseurs d'air, un générateur d'azote et un compresseur amplificateur.

Un des autres problèmes associés à la génération d'azote est celui de sa pureté. En général un taux de 95% d'azote et 5% oxygène sera délivré. Bien que cela soit une quantité résiduelle d'oxygène insuffisante pour causer une explosion, cette quantité suffit pour corroder les équipements de forage.

Annexe D :
Les Données de puits :

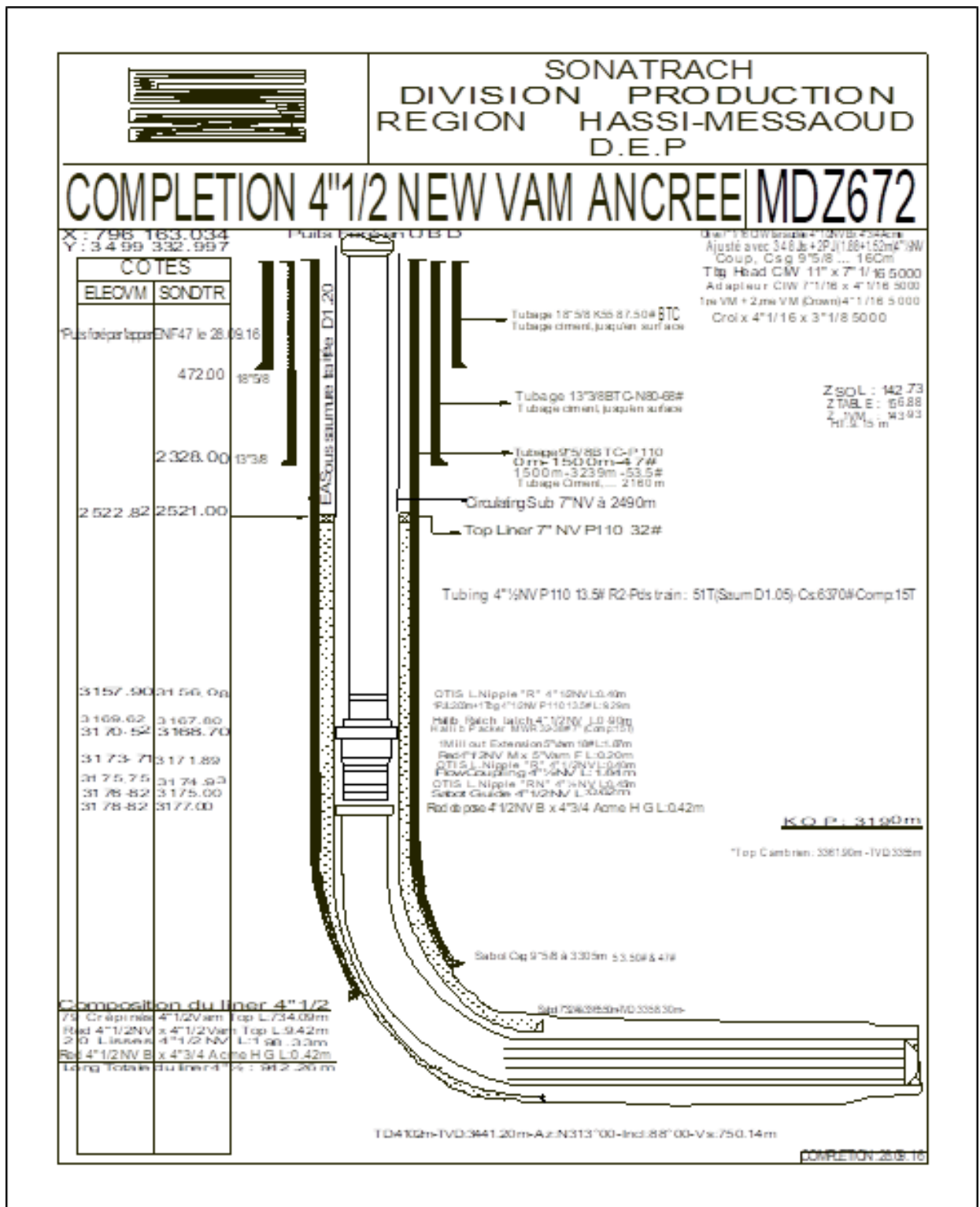


Figure D- 1 : Fiche de complétion MDZ672

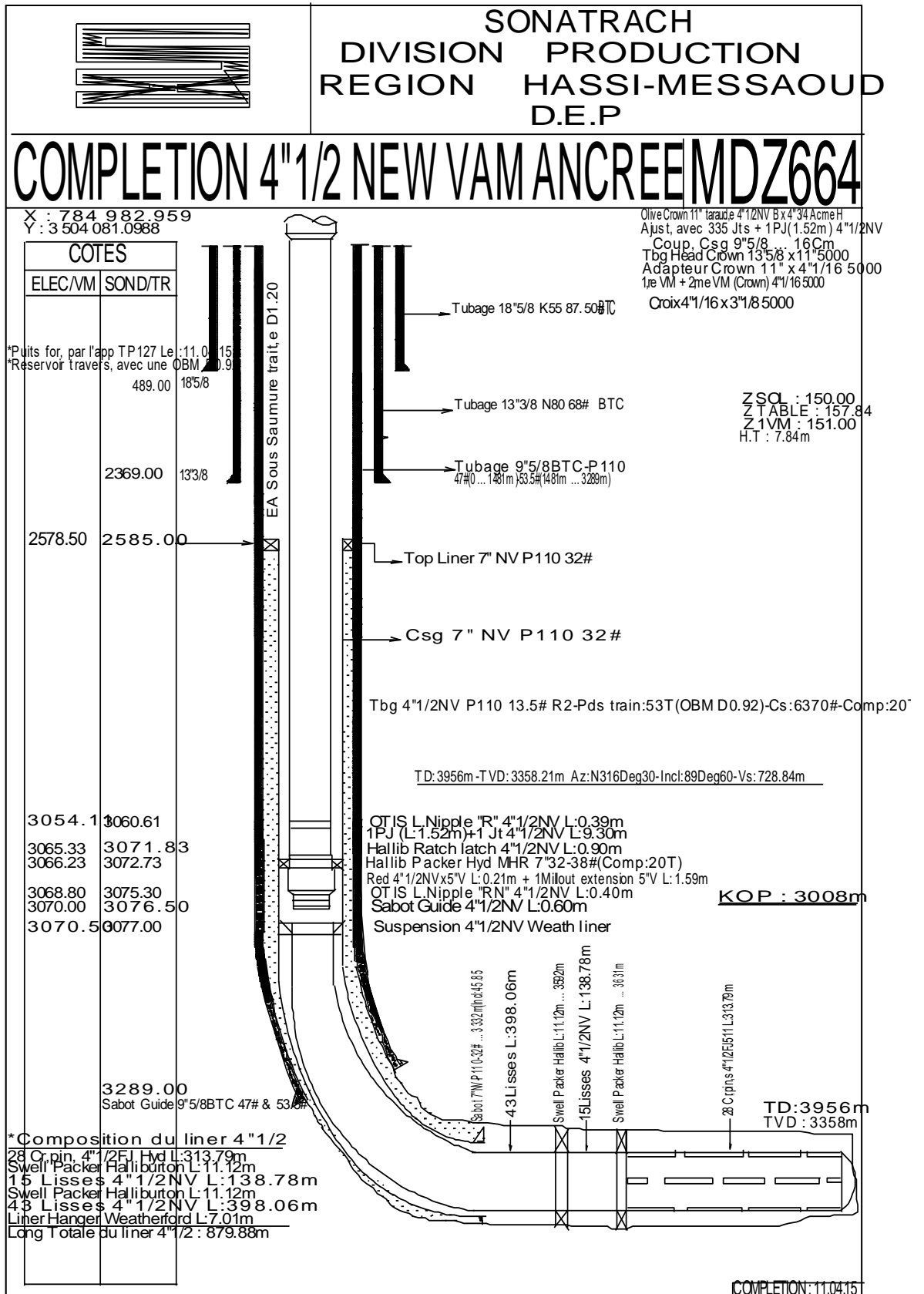


Figure D- 2: Fiche de complétion MDZ664

Tableau D-1 : Opérations effectuées Sur MDZ672

Opérations effectuées Sur MDZ672			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
11/03/2019	11/03/2019	OPERATION SPECIALE	Clean out
23/11/2018	23/11/2018	OPERATION SPECIALE	Clean out
07/02/2018	07/02/2018	WIRELINE	Controle
08/12/2017	08/12/2017	WIRELINE	Controle
02/10/2017	02/10/2017	OPERATION SPECIALE	Clean out
28/09/2017	28/09/2017	WIRELINE	Contrôle
27/09/2017	27/09/2017	OPERATION SPECIALE	Clean out
27/09/2017	27/09/2017	OPERATION SPECIALE	-----
25/06/2017	25/06/2017	WIRELINE	Controle
14/04/2017	14/04/2017	WIRELINE	Controle
29/01/2017	29/01/2017	WIRELINE	Mesure de pression LBU
28/01/2017	28/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
26/01/2017	26/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
23/01/2017	23/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
22/01/2017	22/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
16/01/2017	16/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
08/01/2017	08/01/2017	WIRELINE	Instrumentation
15/12/2016	15/12/2016	WIRELINE	Mesure de pression PFD
01/11/2016	01/11/2016	OPERATION SPECIALE	mise en production
30/10/2016	30/10/2016	WIRELINE	Instrumentation
29/10/2016	29/10/2016	OPERATION SPECIALE	Clean Out top plug
23/09/2016	23/09/2016	WIRELINE	Controle
03/07/2016	03/07/2016	DIAGRAPHIE	-----

Tableau D-2 : Opérations effectuées Sur MDZ669

Opérations effectuées Sur mdz669			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
02/08/2018	02/08/2018	SNUBBING	-----
18/07/2018	18/07/2018	OPERATION SPECIALE	Kick Off
16/07/2018	16/07/2018	OPERATION SPECIALE	Kick off
14/07/2018	14/07/2018	OPERATION SPECIALE	CLEAN OUT
06/07/2018	06/07/2018	OPERATION SPECIALE	Clean Out/Mise en production
25/03/2016	25/03/2016	DIAGRAPHIE	-----
03/03/2016	03/03/2016	DIAGRAPHIE	-----
21/02/2016	21/02/2016	WIRELINE	Controle
19/01/2016	19/01/2016	DIAGRAPHIE	-----
15/01/2016	15/01/2016	DIAGRAPHIE	-----