

N° Série :..... /2021

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 académique

Présenté Par :

**Amalou Hakim, Chetti Aymen Abd Allah, Chaker Taha Chihab
Eddine**

- THEME -

**Modélisation de l'indice IPR des puits horizontaux
dans le Champ de RN**

Soutenue le : 23/06/2021

Jury :

Président :	Zarouki Ali	Univ. Ouargla
Examineur :	Arbaoui Mouhamed Ali	Univ. Ouargla
Encadreur :	Chetti Djamel Eddine	Univ. Ouargla



Remerciements

Nous tenons à remercier notre dieu pour le courage et la patience qu'il nous a donnés afin de mener ce petit projet à terme.

*Nous voulons tout d'abord témoigner de notre profonde reconnaissance à notre encadreur **Chetti Djamel Eddine**.*

*Nous adressons nos remerciements **Mr Bouhnikā Ilyase**.*

Nous voudrions de plus rappeler le soutien et l'encouragement de nos chers parents et amis

Nous remercions vivement nos professeurs pour leurs aides précieuses et leurs conseils judicieux ainsi que tous les enseignants de l'Université d'OUARGLA pour leur contribution à notre formation.

Enfin nous remercions toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.





Dédicace

Bien que plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les objets que vous aimez.

À la fin de mes études, je suis très heureux de dédier cette humble œuvre :

À mon cher père, pour l'encourager, pour le soutenir, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave mon progrès.

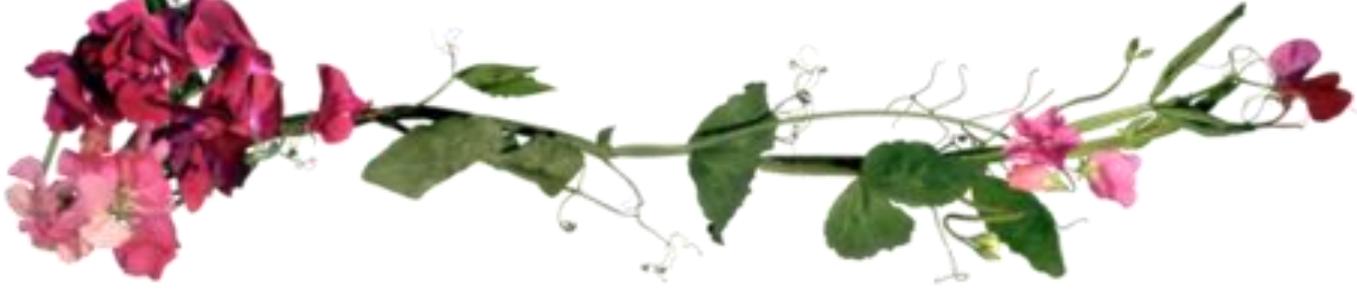
À ma chère mère, qui me donne toujours de l'espoir dans la vie et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À mes cinq merveilleux frères, Lamis, walla, Ryane, Meysam Taki eddine, Siraa Athir eddine

*À mes meilleurs amis, toute ma famille généreuse
Chetti 'Benzina 'Djeroudi .*

En fin de compte, je dédie ce mémoire très chaleureusement à mes partenaires Amalou Hakim et Taha chaker.

Chetti Aymen Abde Allah



Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail : A mes chères parents pour
Leur soutien durant toutes ma vie.*

☉ *A toute la famille.*

☉ *A mes frères et mes sœurs.*

☉ *A tous mes amies.*

☉ *Et tous les professeurs de notre département*

☉ *Et surtout à mon encadreur.*

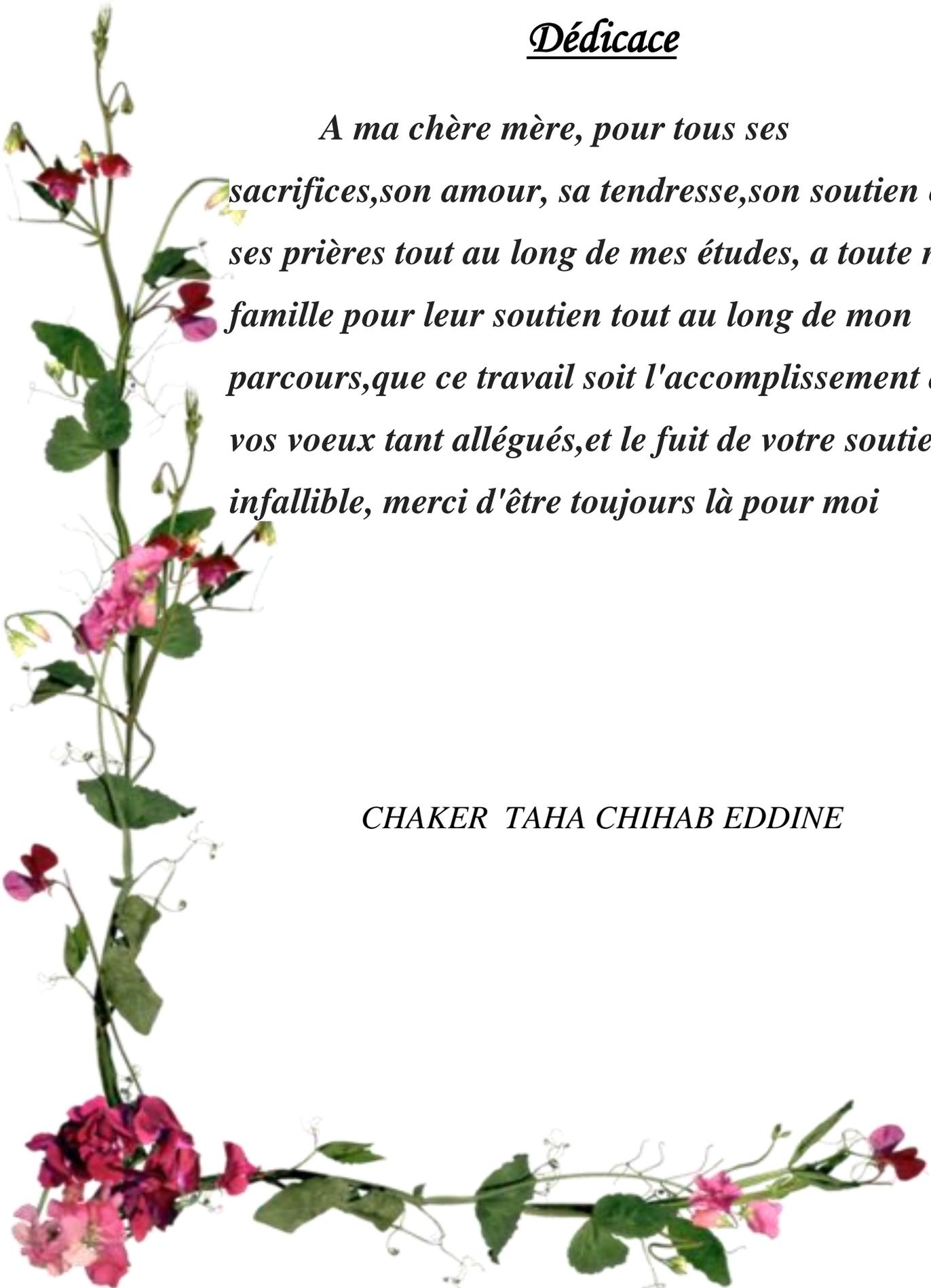
AMALOU HAKIM



Dédicace

A ma chère mère, pour tous ses sacrifices, son amour, sa tendresse, son soutien et ses prières tout au long de mes études, à toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours, que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infallible, merci d'être toujours là pour moi

CHAKER TAHA CHIHAB EDDINE



Résumé :

L'apparition du forage horizontal a permis d'atteindre des zones situées à plusieurs kilomètres du lieu de forage, permettant ainsi une meilleure exploitation d'hydrocarbures. L'objectif de ce mémoire est d'étudier les performances des puits horizontaux en matière de production en calculant l'indice de productivité IPR et sa comparaison avec celui des puits verticaux du champ Rhourde Nous.

Les résultats de cette étude confirment que l'indice de productivité est fortement lié aux paramètres de sensibilités tels que, l'épaisseur du réservoir, la perméabilité horizontale, l'anisotropie, le skin et la longueur de drain.

Les mots clés : IPR, Excel, forage horizontal, modélisation.

Abstract:

The advent of horizontal drilling has made it possible to reach areas located so far Km from the drilling site, thus allowing better exploitation of hydrocarbons.

The objective of this dissertation is to study the performance of horizontal wells in terms of production by calculating the IPR productivity index and its comparison with that of vertical wells in the Rhourde Nous field.

The results of this study confirm that the productivity index is strongly related to sensitivities parameters such as, reservoir thickness, horizontal permeability, anisotropy, skin and drain length. Modeling wells with Excel code has given good results compared to other software.

The key words:

IPR , Excel , horizontal drilling, modeling.

ملخص:

أتاح ظهور الحفر الأفقي الوصول إلى مناطق تقع على بعد عدة كيلومترات من موقع الحفر، مما أتاح استغلالاً أفضل للمحروقات.

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة أداء الآبار الأفقية من حيث الإنتاج من خلال حساب مؤشر إنتاجية IPR ومقارنته مع مؤشر إنتاجية الآبار العمودية في حقل رورد النص (Rhourde Nous).

تؤكد نتائج هذه الدراسة أن مؤشر الإنتاجية يرتبط ارتباطاً وثيقاً بمعايير الحساسية مثل سمك الخزان والنفذية الأفقية وتباين الخواص وطول البئر الأفقي . أعطت نمذجة الآبار باستخدام برنامج Excel نتائج جيدة مقارنة بالبرامج الأخرى.

الكلمات المفتاحية :

IPR ، Excel ، الحفر الأفقي ، النمذجة.

Liste des figures

Figure	Titre	Page
Figure I.1	Différents types de forage horizontal.	4
Figure I.2	La répartition géographique des puits Medium et de long-radius.	6
Figure I.3	Réservoir multicouches.	7
Figure I.4	Coning de gaz et de l'eau.	7
Figure I.5	Raisons géologiques.	8
Figure I.6	Différents Types de réservoirs dans lesquels les puits horizontaux ont été forés.	9
Figure I.7	Un puits Horizontal en communication avec un réseau de fractures naturelles.	10
Figure I.8	Puits d'interception.	10
Figure I.9	Les différents techniques de complétions.	13
Figure II.1	les pertes de charge.	15
Figure II.2	Position simple des nœuds In flow Equation.	16
Figure II.3	Point de fonctionnement.	17
Figure II.4	Le modèle de Bendakhlia & Aziz et Cheng.	21
Figure II.5	Les paramètres V et n de l'équation de Bendakhlia & Aziz.	22
Figure II.6	Des facteurs de géométrie pour un puits single et multidrains.	24
Figure III.1	Situation géographique.	26
Figure III.2	Coupe stratigraphique de la region de rhourde nous	29
Figure III.3	L'effet de la longueur de drain sur IPh/IPv H=5.	37
Figure III.4	L'effet de la longueur de drain sur IPh/IPv H=10.	37
Figure III.5	L'effet de la longueur de drain sur IPh/IPv H=15.	37
Figure III.6	L'effet de la longueur de drain sur IPh/IPV H=20.	38
Figure III.7	L'effet de la longueur de drain sur IPh/IPv H=25	38
Figure III.8	L'effet de l'ansotropie verticale sur Iph/Ipv (h=5).	38
Figure III.9	L'effet de l'ansotropie vertical sur Iph/Ipv (h=10).	39
Figure III.10	L'effet de l'ansotropie vertical sur Iph/Ipv (h=15).	39
Figure III.11	L'effet de l'ansotropie verticale sur IPh/IPV (h=20 m).	39
Figure III.12	L'effet de l'épaisseur du réservoir sur Iph/Ipv (Kv/Kh=0,01).	40
Figure III.13	L'effet de l'épaisseur du réservoir sur Iph/Ipv (Kv/Kh=0,1).	40
Figure III.14	L'effet de l'épaisseur du réservoir sur Iph/Ipv (Kv/Kh=0,5).	40
Figure III.15	L'effet de l'épaisseur du réservoir sur Iph/Ipv (Kv/Kh=1).	41
Figure III.16	Trajectories RNZ 1	44
Figure III.17	Trajectories RNZ 3	45
Figure III.18	Trajectories RNZ 41	45
Figure III.19	Trajectories RNZ 38	46
Figure III.20	Azimuth RNZ 1	46
Figure III.21	Azimuth RNZ 3	46
Figure III.22	Azimuth RNZ 41	47
Figure III.23	Azimuth Puit RNZ 38	47

Liste des Tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau I.1.	Classification des puits horizontaux	4
Tableau II.1.	Constantes de la corrélation de Cheng .	23
Tableau III.1.	Les paramètres de sensibilité et comparaison / cas de base	31
Tableau III.2.	Le calcul de IPh/IPv selon les déferente valeur de perméabilité vertical et horizontal Kv/Kh	32

Liste des symboles

B_o	facteur volumétrique de fond (bbl/stb)
Q	Débit (Stb/day)
μ_o	Viscosité de l'huile (cp)
H	Hauteur du réservoir (m)
k	perméabilité (md)
K_v	perméabilité vertical (md)
K_h	perméabilité horizontal (md)
P_{wf}	pression de fond dynamique (bar)
P_g	pression de gisement (bar)
P_t	pression total (bar)
P_{Sep}	pression de tête du puits (bar)

Abréviations

IPR	Inflow Performance Relationship
Re_v	Rayon du drainage
Sc_h	Skin
DST	Drill stem test
Rw_v	rayon du puits vertical
MD	Mesuré dabth
Tvd	Total vertical dabth
HMD	Hassi messaoud
TAGS	Trias Argileux Gréseux Supérieur
RN	Rhourde Nouss

Sommaires

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature et Abréviations	
Introduction Générale	1

Chapitre I : généralités sur les puits horizontaux



I.1. Introduction	2
I.2. Définition de forage horizontal	2
I.3. Les différentes applications des forages dirigés	3
I.4. Différents Profils de forage dirigés	3
I.5. Classification des puits horizontaux	4
I.6. Applications des puits horizontaux.....	6
I.7. Systèmes naturellement fracturés.....	9
I.8. Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux	10
I.8.1 Les avantages	10
I.8.1 Les inconvénients	11
I.8.1.A. Le coût additionnel	11
I.8.1.B. Les risques opératoires	11
I.9. Les différentes techniques de complétions	12
I.9.1 Complétion en trou ouvert (open hole)	12
I.9.2 Complétion en liner crépine (Slotted liner complétion)	12
I.9.3 Complétion par isolation partielle	12
I.9.4 Complétion avec liner cimenté et perforé	12

Chapitre II : Généralité sur l'analyse Nodale et l'indice IPR



II.1. Introduction	14
II.2. Notion sur l'analyse nodale	14
II.3. Le procédé d'application de l'analyse nodale	15
II.4. Les équations et les corrélations pour le calcul des pertes de charge dans les puits.	18
II.4.1. Différentes corrélations	18
II.4.1.A. Cas d'un réservoir infini – (Ecoulement permanent)	18
II.4.1.B. Cas d'un réservoir avec une limite à pression constante	19
II.4.2. La perte de charge dans le milieu poreux (IPR)	19
II.4.3. Performance des puits horizontaux à huile en écoulement diphasique	20
II.4.4. Le Modèle de Bendakhlia & Aziz	21
II.4.5. Le modèle de Cheng	23
II.4.6. Le modèle de Retnanto & Economides	24

Résumé

Chapitre III : La complétion parallèle



III.1. Introduction	26
III.2. Les puits horizontaux à ROURDE NOUSS	27
III.3. Aspect géologique	28
III.3.1. LIMITES GEOGRAPHIQUES	28
III.3.2. LIMITES GEOLOGIQUES	28
III.4. RESERVOIRS	30
III.6. HISTORIQUE D'EXPLOITATION DU CHAMP DE (RN)	31
III.7. Application pour le champ de (RN)	32
III.7.1. Calcul de l'index de productivité.....	32
COMMENTAIRES	35
III.7.3. Influence de l'anisotropie sur le rapport de la productivité IPh/IPv.	36

Conclusion et Recommandations	47
--	----

Références Bibliographiques



Annexes

Introduction générale

Jusque dans les années 1970, la plupart des puits de pétrole étaient verticaux, même si ceux-ci n'étaient jamais réellement à la verticale à cause des défauts techniques et de l'irrégularité des sols. Cependant, les techniques modernes de forage directionnel permettent de forer des puits déviés et qui peuvent même devenir horizontaux. Cela présente un grand intérêt car les roches réservoirs contenant des hydrocarbures sont généralement horizontales ou presque horizontales. Un puits de forage horizontal placé dans une zone de production permet d'exploiter une plus grande surface qu'un puits vertical ; ce qui permet d'accroître la production. L'apparition du forage dévié et horizontal a également permis d'atteindre des zones situées à plusieurs kilomètres du lieu de forage, permettant ainsi l'exploitation d'hydrocarbures situés en dessous.

L'objectif de ce mémoire d'étudier les performances des puits horizontaux en matière de production en calculant l'indice de productivité et avec celui des puits verticaux. Les puits horizontaux du champ RHOIRDE NOUSS ont été pris comme cas d'étude.

Ce mémoire s'articule autour de trois chapitres.

Le premier chapitre présente des généralités sur les puits horizontaux tels que (définitions, classifications, les différentes applications, différents profils, les avantages et les inconvénients).

Le deuxième chapitre est consacré à des généralités sur l'analyse Nodale (Importance de l'analyse Nodale, procédé d'application de l'analyse nodale), les problèmes des pertes de charge possibles dans un système de production et l'indice IPR.

Enfin, dans le dernier chapitre un cas d'étude a été appliqué sur le champ de Rhoirde Nous.

Le mémoire est couronné par une conclusion qui résume les résultats de la modélisation de l'indice IPR dans les puits RN.

I.1. Introduction

Les puits horizontaux et déviés ont été employés pour produire le pétrole et le gaz depuis les années 30 où ils n'ont pas été largement appliqués, cependant, jusqu' au début des années 80, quand les opérateurs ont commencé à employer des complétions horizontales en Openhole pour exploiter la formation d'Austin Chalk au Texas sud.

Quand les puits horizontaux ne produisent pas comme prévu, ils doivent être stimulés pour éliminer les endommagements naturels de formation et induits par le forage.

Les techniques de stimulation appliquées dans les puits verticaux peuvent être employées dans les puits horizontaux.

Les méthodes de stimulation pour les puits horizontaux représentent l'ensemble des opérations pour éliminer les endommagements et optimiser les caractéristiques pétro physiques du réservoir.

I.2. Définition de forage horizontal

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaine aux milliers de pieds

Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc, d'accroître la productivité du puits. En effet, un puits n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de ce dernier (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres au plus, alors qu'un drain horizontal bénéficie de l'extension latérale de la formation et peut se mesurer en centaines de mètres voire des kilomètres). [1]

I.3. Les différentes applications des forages dirigés :

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses.

Parmi les principales on peut citer :

- Puits pour contrôle de la verticalité (puits serpentés)
- Puits d'interception (Relief Well)
- Forage latéral (Side-track) / puits en réentrée
- Forages dirigés pour raisons géologiques
- Forage de drainage
- Emplacements de surface impraticables
- Plates-formes de production à puits multiples (offshore)
- Puits multilatéraux

I.4. Différents Profils de forage dirigés :

La forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles est appelée profil du puits. Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont :

- Puits en J
- Puits en S
- Puits à double montée
- Puits horizontaux
- Puits à long déport (extended reach ou long reach Wells)
- Puits inclinés dès la surface
- Puits de ré-entrée
- Puits multilatéraux

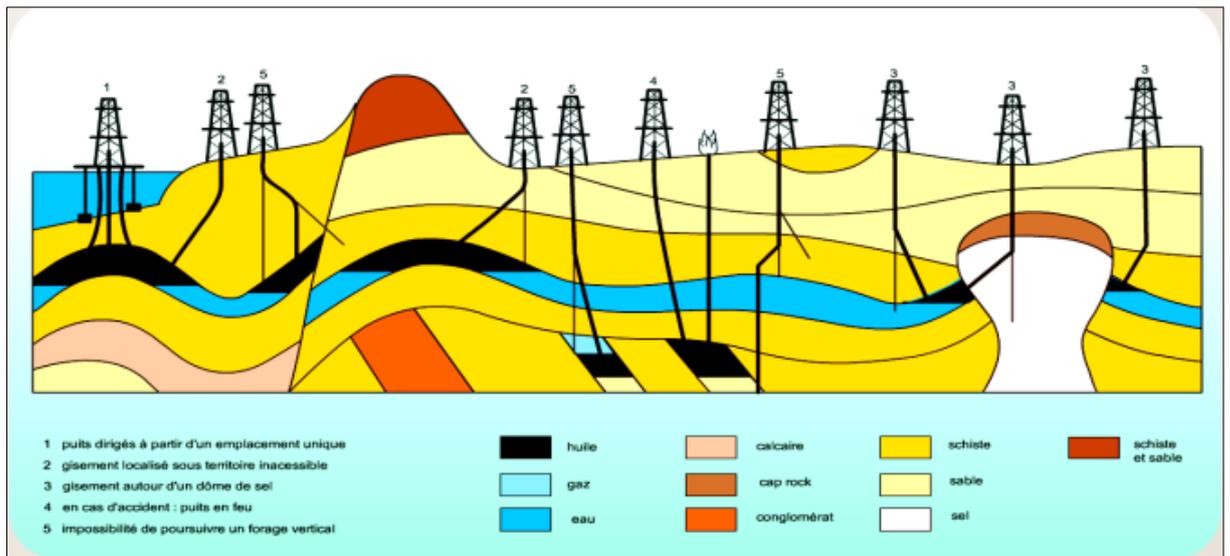


Figure I-1 : Différents types de forage horizontal

Dans des formations naturellement fracturées, les puits horizontaux augmentent la probabilité d'entrer en contact avec le système de fissures, qui réduit de manière significative le risque de forer un trou sec.

Les puits horizontaux sont également plus efficaces que les puits verticaux pour drainer les formations partiellement dépletées (épuisées) qui ont une perméabilité verticale. Stimuler un puits horizontal peut avoir comme conséquence des augmentations additionnelles de production [1].

I.5. Classification des puits horizontaux

La classification des puits horizontaux est basée sur les différentes techniques de forage, alors avant de les classer il est important de définir deux termes :

- **Un puits horizontal** : c'est un nouveau puits foré en surface, sa longueur varie entre 1000 à 4500ft.
- **Un drain hole** : appelé aussi latéral, est normalement foré à partir d'un puits déjà existant. La longueur varie entre 100 à 700ft

En général, le profil théorique de ces puits est défini par les paramètres suivants :

- Le rayon de courbure
- Le déplacement horizontal.
- La profondeur verticale (true vertical depth).

Les puits horizontaux sont classés suivant :

- Le rayon de courbure : c'est le rayon nécessaire pour passer du plan vertical au plan horizontal.
- Le gradient d'inclinaison.
- La section verticale ou le déplacement horizontal.

On peut distinguer quatre catégories qui sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau I-1 : Classification des puits horizontaux [3]

Catégorie	Rayon de Courbure (ft)	Gradient d'inclinaison (°/ft)	Section verticale (ft)
Ultra Short-Radius	1 à 2	45°/ft à 60°/ft.	100 à 200
Short-Radius	2 à 40	2°/ft à 5°/ft	100 à 800
Medium-Radius	300 à 800	6°/ft à 20°/100ft	1500 à 3000
Long Radius	1000 à 3000	2°/ft à 6°/100ft	2000 à 5000

I.6. Applications des puits horizontaux :

Pour concevoir un traitement de stimulation approprié pour un puits horizontal, l'ingénieur devrait considérer l'application particulière du puits. Les puits horizontaux ont été avec succès appliqués dans des formations naturellement fracturées, formations de faible perméabilité, les formations minces, formation avec gaz cap et/ou bottom water, et des formations fragiles ou non -consolidées.

Les puits horizontaux fournissent un peu plus d'avantage que les puits verticaux non stimulés dans des formations épaisses et des formations avec une perméabilité verticale médiocre. Cependant, dans certaines conditions, la fracturation hydraulique peut surmonter les effets nuisibles d'une basse perméabilité verticale. Les études indiquent que les réservoirs homogènes avec des épaisseurs inférieures à 200 ft avec une perméabilité moins de 100md sont des candidats pour le forage horizontal ou dévie. Un puits horizontal est également plus productif qu'un vertical dans un réservoir avec une perméabilité verticale supérieure à un quart que la perméabilité horizontale.

Les puits horizontaux ont été appliqués largement en Amérique du Nord, Europe de l'ouest, et d'autres régions du monde. En Amérique du Nord, la plupart des puits horizontaux sont situés dans la formation d'Austin Chalk au Texas, la formation de Bakken au Dakota du Nord, et des formations au Canada occidental. Ils sont également appliqués en offshore autant que 10 à 15 formations géologiques différentes aux USA sont des candidats pour le forage horizontal. D'autres secteurs où des puits horizontaux ont été avec succès appliqués incluent la Mer du Nord, le Moyen-Orient, le Venezuela, et l'Afrique occidentale [3].

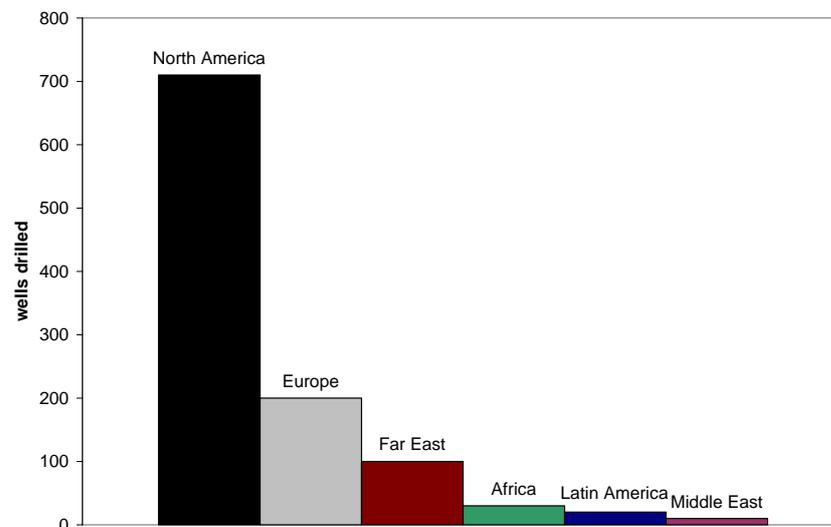


Figure I-2 : La répartition géographique des puits Medium et de long-radius.

- **Réservoirs multicouches** : Dans la plupart de ces réservoirs, un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

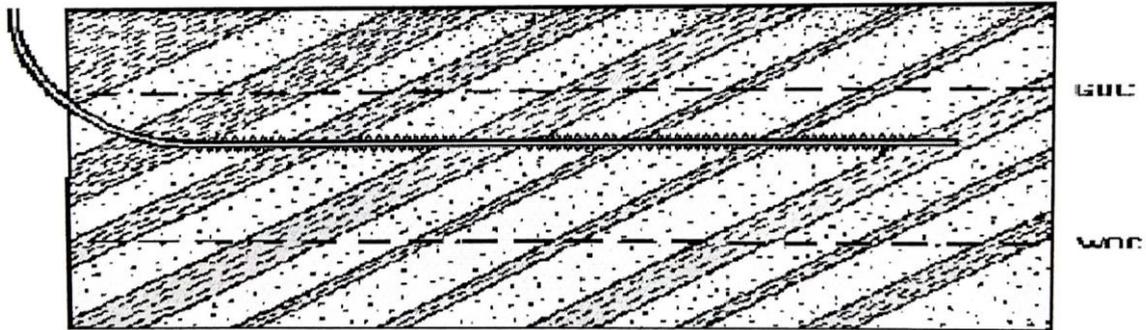


Figure I-3 : Réservoir multicouches.

- **Formation compacte** : Dans les formations compactes, il est possible de forer un puits horizontal pour l'ouvrir par fracturation hydraulique.
- **Réservoir a forte perméabilité** : Dans le cas d'un réservoir de forte perméabilité, au voisinage d'un well bore, la vitesse de gaz est très élevée dans les puits verticaux. Donc les puits horizontaux sont utilisés pour minimiser la turbulence au voisinage de well bore et améliorer la distribution de la production dans le réservoir.
- **La production non consolidée (contrôle de sable)** : La production non consolidée des sables présente un sérieux problème dans les puits à grand débit car elle dépend des forces de viscosité sur la paroi.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement sur la paroi du puits et en conséquence, la production de sable.

- **Water coning et gas coning** : Les puits horizontaux aident énormément la production de tel réservoir en augmentant la distance entre le drain et le contact huile - eau et aussi en améliorant la productivité en dispersant le soutirage donc la vitesse d'écoulement devient faible. On observe le même phénomène pour le contact huile - gaz.

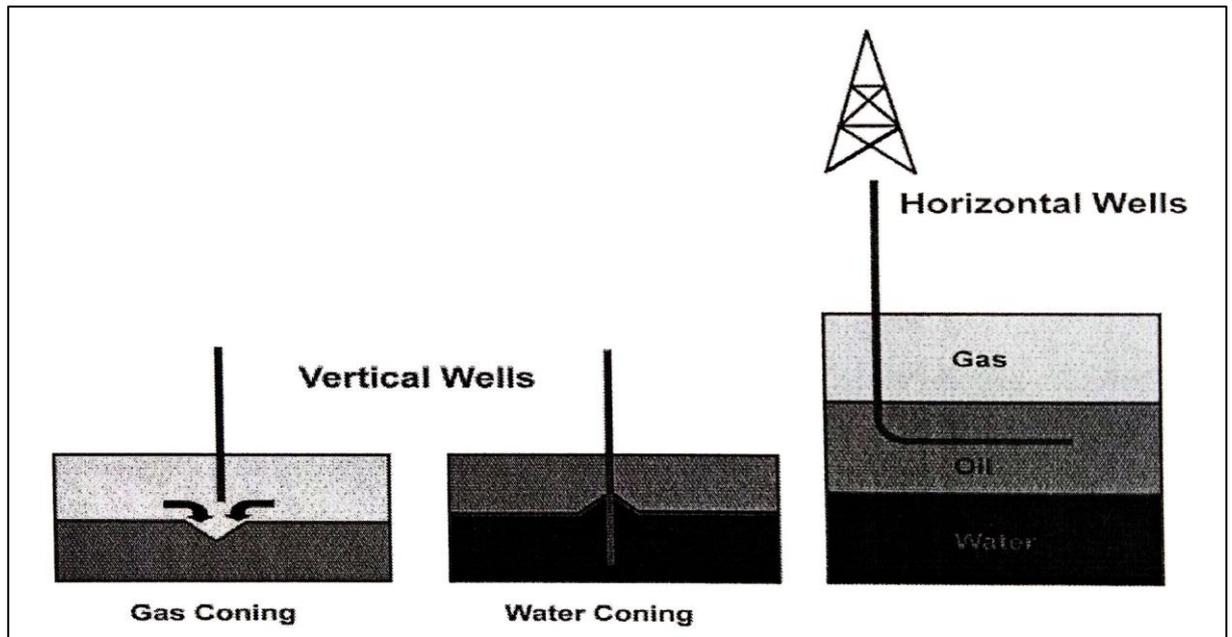


Figure I-4 : Coning de gaz et de l'eau.[3]

- **Réservoirs d'huile lourde** : Dans ce type de réservoir, l'eau est plus mobile que l'huile alors l'application de la technique précédente permet d'augmenter le temps de la percée de l'eau.
- **Pour des raisons géologiques** :
 - Dans le cas d'un dôme de sel, le forage horizontal est une solution pour l'éviter.
 - En cas de présence d'une faille, on fore un drain horizontal pour bien contrôler la trajectoire

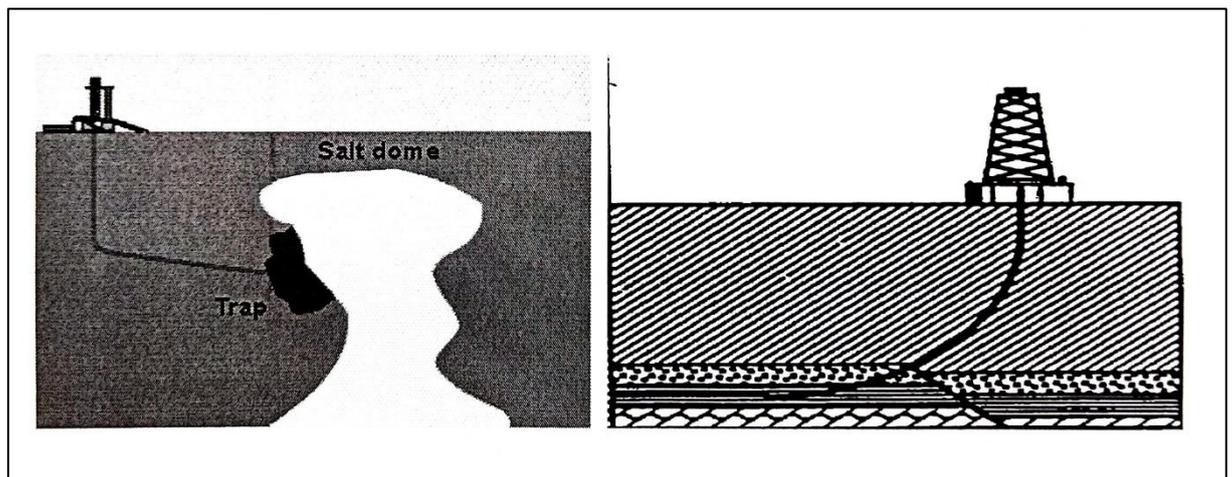


Figure I-5 : Raisons géologiques.

- **Puits d'interception** : Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé

I.7. Systèmes naturellement fracturés :

Les formations qui ont des réseaux de fractures naturelles sont les principaux candidats pour les puits horizontaux, Ces réservoirs sont généralement des carbonates ou qui ont une certaine quantité significative de carbonate, telles que Austin Chalk au sud du Texas et les craies de la Mer du Nord. La pression dans les divers systèmes de fissures varie de 20% à 100% de la pression originale de réservoir. Plus que 60% de tous les puits horizontaux sont forés dans des réservoirs naturellement fractures

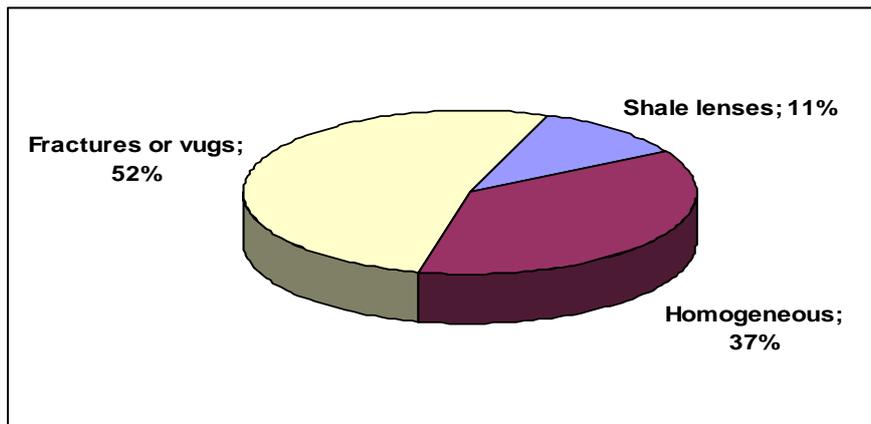


Figure I-6 : Différents Types de réservoirs dans lesquels les puits horizontaux ont été forés (% du total).

Dans les réservoirs naturellement fractures, les fractures verticales ou pseudo verticales et les systèmes fissures piègent l'huile (**Fig I.7**). Le succès de complétion et de production des réservoirs fissures dépend entièrement de la communication entre le réseau fissure et le puits. Un puits horizontal est foré habituellement perpendiculaire au système fracture pour maximiser le nombre de fractures que le puits intercepte. L'opération de stimulation est fréquemment employée pour éliminer le fluide de forage des fractures naturelles, pour élargir les fractures naturellement induites au voisinage du puits, et pour améliorer l'inter connectivité du réseau des fissures de la zone lointaine.

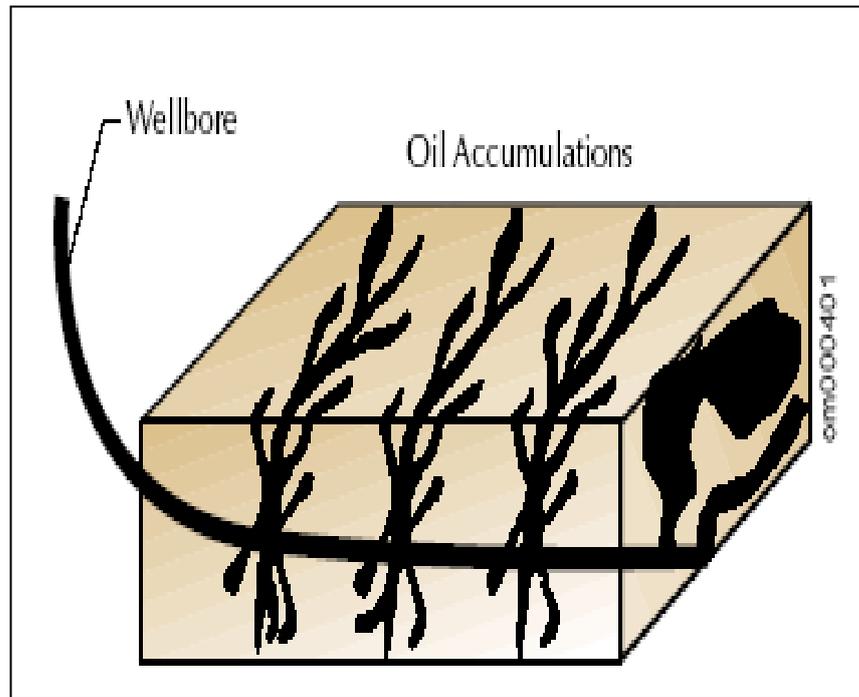


Figure I-7 : Un puits Horizontal en communication avec un réseau de fractures naturelles.

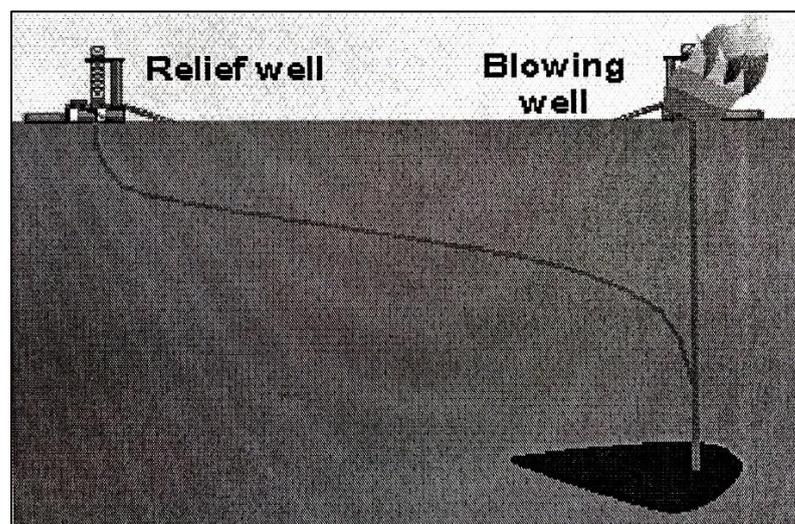


Figure I-8 : Puits d'interception.

I.8. Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux

I.8.1 Les avantages

- Permet le développement d'un champ qui ne peut pas être exploité commercialement (réservoirs à faible perméabilité) par les puits verticaux.
- Permet l'augmentation de la production et cela en augmentant la surface de Contact.

- Améliorer le taux de récupération des réserves avec un meilleur drainage de la Couche productrice.
- Permet de réduire la vitesse du fluide donc réduire les venues sable et le phénomène de la turbulence (surtout dans le gisement de gaz à forte perméabilité).
- Ils peuvent être appliqués dans la récupération assistée surtout pour la récupération thermique.
- Réduire les problèmes de coning d'eau et de gaz.

I.8.2 Les inconvénients

I.8.2.A Le coût additionnel :

Le coût d'un forage horizontal est plus grand qu'un forage vertical puisque le temps de forage est important et le drain nécessite plus d'outils, et l'utilisation d'un moteur MWD pour le contrôle de la trajectoire.

Le coût additionnel est proportionnel à la profondeur et au type de complétion et sa position (onshore, offshore).

I.8.2.B Les risques opératoires :

Les puits horizontaux présentent au cours de leurs réalisations un risque opératoire et des difficultés supplémentaires :

- Pour atteindre la cible : Il est généralement très difficile de cibler la couche avec une tolérance étroite.
- Le nettoyage du puits : Lors du forage, on peut avoir l'accumulation des déblais à la partie horizontale, donc il faut avoir un fluide qui assure la remontée de ces derniers jusqu'à la surface pour avoir un bon nettoyage.
- Le comportement des formations et leurs instabilités : Le comportement varie selon la formation et l'instabilité des drains horizontaux Posent beaucoup de problèmes dans les formations non consolidées.
- La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente .[1]

I.9. Les différentes techniques de complétions :

Il existe généralement quatre types de complétion à savoir

I.9.1. Complétion en trou ouvert (open hole) :

Cette méthode de complétion est utilisée généralement dans des réservoirs moyens et très perméables en absence de conning d'eau ou de gaz. Elle est Plus simple et moins chère et ne provoque pas des pertes de production. Il est difficile de stimuler les puits en open hole et de contrôler l'injection ou la production. Ses inconvénients majeurs sont :

- Le problème de dépôt de sédiments (réduction de la hauteur du réservoir).
- Difficulté de contrôler la production le long du puits.
- L'interprétation de log de production (PLT) est difficile.

I.9.2. Complétion en liner crépine (Slotted liner complétion):

Elle est utilisée généralement dans des formations non consolidées pour les protéger contre l'éboulement de la formation. Elle permet de diminuer le problème de coning ainsi que la circulation de fluide à travers l'annulaire « linerformation ». Elle rend les opérations de diaggraphie et de contrôle de la production plus efficace.

Ce type de complétion permet aussi d'introduire certains outils d'interventions ou de test. L'inconvénient de ce type de complétion est la difficulté de stimuler le puits.

I.9.3. Complétion par isolation partielle :

Cette complétion est réalisée le long du drain horizontal, en utilisant des packers externes, elle est favorable à la stimulation et au contrôle de production.

I.9.4. Complétion avec liner cimenté et perforé :

Cette complétion est utilisée pour les puits long radius et medium radius. Il faut noter que dans ce cas pour avoir une bonne cimentation du liner les ciments ne doit pas contenir beaucoup d'eau afin d'éviter la séparation de la phase solide de la phase liquide par effet de gravité et donc avoir un ciment homogène dans le drain horizontal

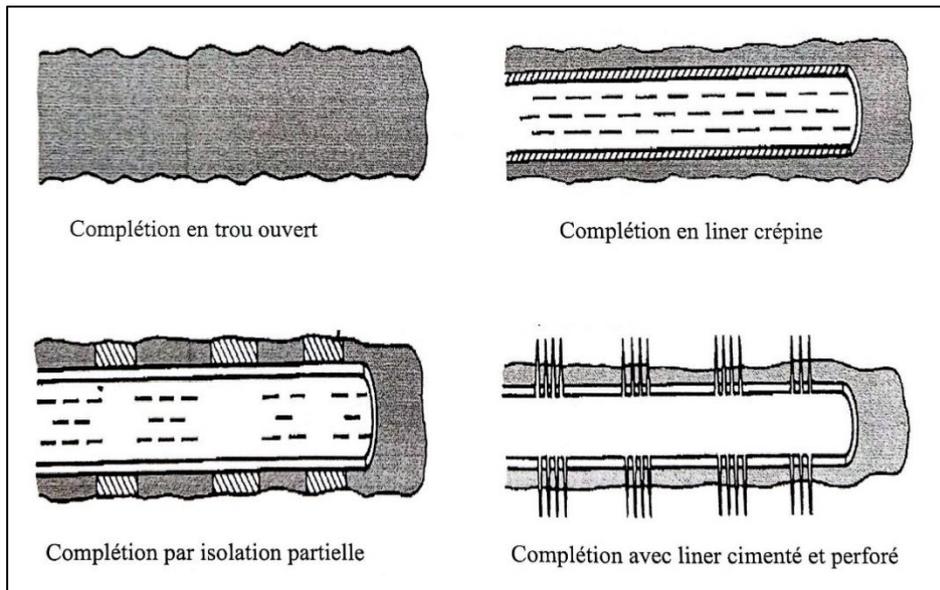


Figure I-9 : Les différents techniques de complétions.

II.1. Introduction :

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir jusqu' à la surface. Pour surmonter les pertes de charge dans le système de production pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Ce système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. En raison de l'interaction entre ces composants, un changement de chute de pression dans un, peut changer le comportement de chute de pression dans tous les autres, donc la conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et en une performance du système de pipes et être traitée indépendamment ; mais elle doit être analysée entièrement comme une seule unité.

La méthode qui permet d'étudier et analyser un système de production comme une seule unité c'est l'analyse nodale.

II.2. Notion sur l'analyse nodale :

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. [4]

II.3. Le procédé d'application de l'analyse nodale:

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre.

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système (fig.II.1).

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par une duse [5].

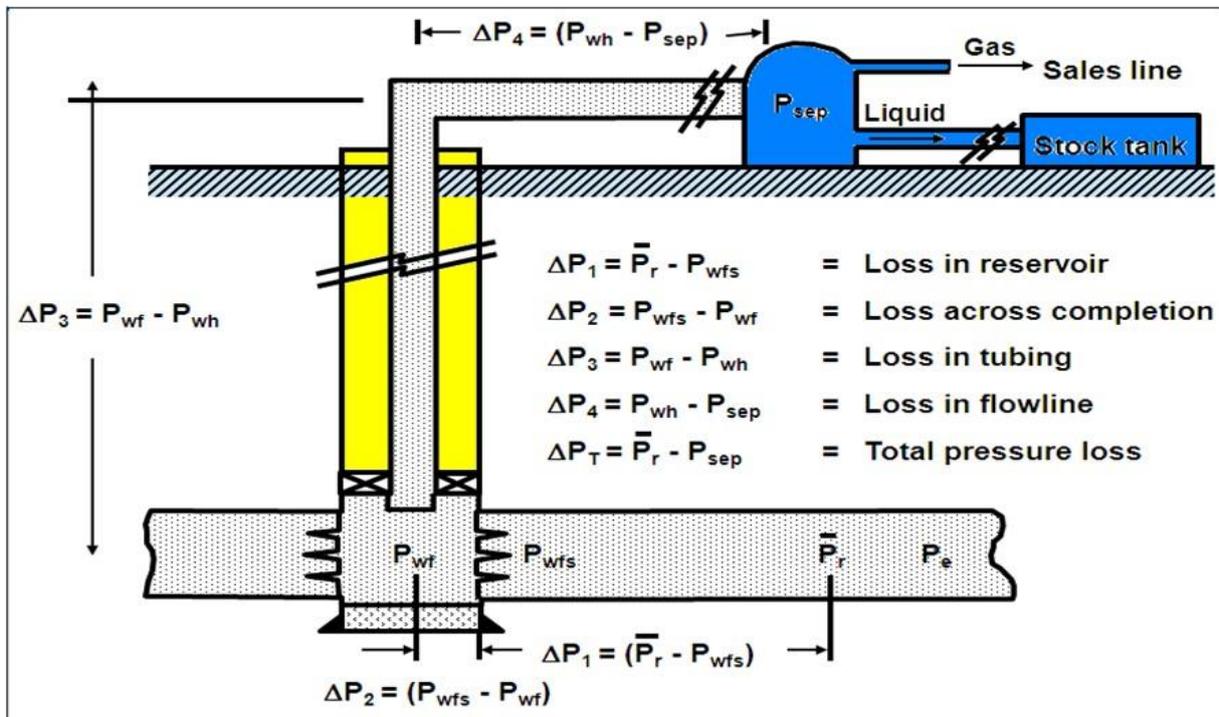


Figure II-1 : les pertes de charge [6]

Le choix et le dimensionnement des différentes composantes d'un système de production est très important, parce que, un changement de chute de pression dans un, sera suivi par le changement de chute de pression dans tous les autres. La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production, c'est-à-dire Ce n'est pas la quantité d'huile et de gaz coulant du réservoir vers le puits qui dépend de la chute de pression dans le système des pipes, mais c'est la chute de pression dans le système des pipes qui dépend

de la quantité de fluide le traversant. Donc comment on peut calculer les pertes de charge sans connaissance de valeur de débit ?

Ça c'est la question centrale de l'analyse nodale.

Pour cela l'analyse nodale basée sur la subdivision du système de production à des éléments et des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure III.2 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Le système peut être subdivisé comme suit :

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

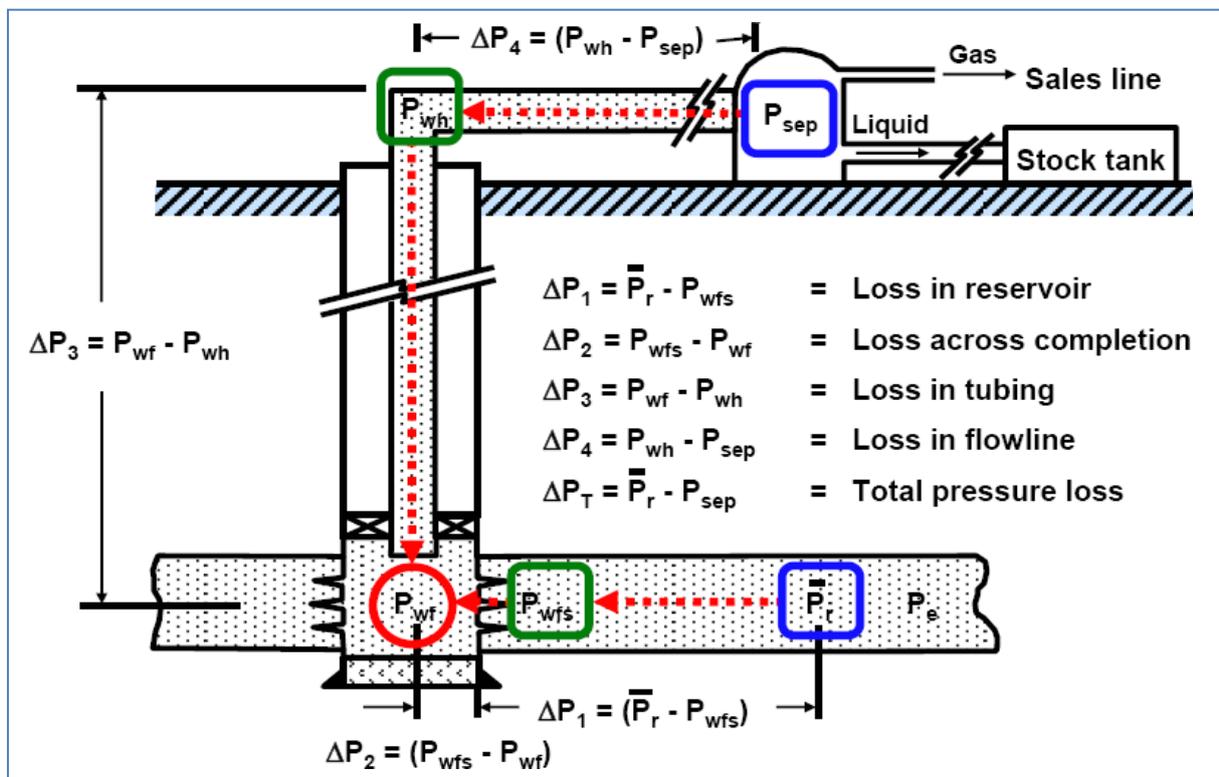


Figure II-2 : Position simple des nœuds (In flow Equation) [6]

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Tous les composants en amont du nœud composent la section In flow, alors que la section Out flow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

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

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

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

- Inflow : $p_{node} = p_r - \Delta p$
- Outflow : $p_{node} = p_{sep} + \Delta p$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

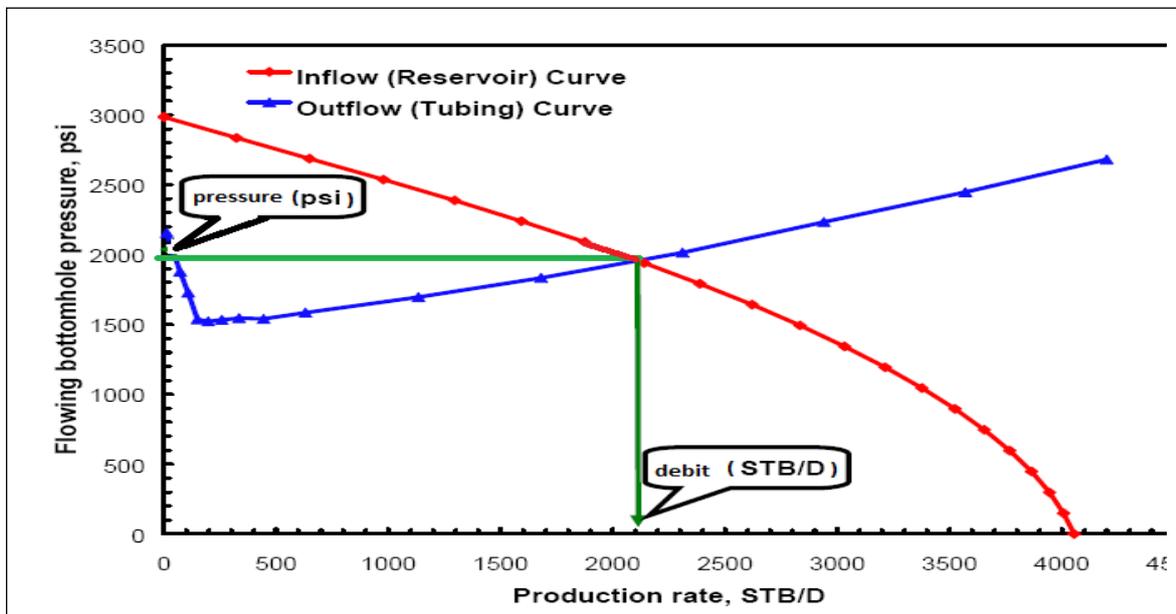


Figure II-3 : Point de fonctionnement [6]

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

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

II.4. Les équations et les corrélations pour le calcul des pertes de charge dans les puits:

II.4.1 Différentes corrélations

Dans la littérature Plusieurs corrélations sont disponibles pour le calcul du débit d'un puits horizontal.

II.4.1.A. Cas d'un réservoir infini – (Ecoulement permanent)

• Giger :

$$IP_h = 0.05365 \cdot \frac{k_h \cdot h}{\mu_o \cdot Bo} \frac{1}{f1 + f2 + f3} \quad (II.1)$$

Avec :

$f1$: la chute de pression dans le plan horizontal.

$$f_1 = \ln \left(\frac{2a}{L} + \sqrt{\left(\frac{2a}{L} \right)^2 - 1} \right) \quad (II.2)$$

$f2$: la chute de pression dû à la convergence des lignes de courant.

$$f_2 = \beta \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi \cdot r_{wh} \cdot \sin \left(\frac{\pi \cdot b'}{h} \right)} \right) - \left(\beta \frac{h}{L} \right)^2 \left(\frac{1}{6} + 2 \left(\frac{1}{2} - \frac{b'}{h} \right)^2 \right) \quad (II.3)$$

$f3$: la chute de pression dû au skin : $f3 = \beta \cdot \frac{h}{L} \cdot Sch$

• Joshi :

$$IP_h = \frac{C \cdot k_h \cdot h / \mu_o \cdot Bo}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta h / L) \ln \left[\frac{(\beta h / 2)^2 + \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w / 2} \right]} \quad (II.4)$$

pour : $L > \beta h$, $\delta < h/2$, et $L < 1.8 \cdot r_{eh}$.

- Renard et Dupuy :

$$IP = \frac{2 \cdot \pi \cdot K h \cdot h}{\mu_o \cdot B_o} \cdot [\cosh^{-1}(X) + (h/L) \cdot \ln(h/(2 \cdot \pi \cdot r_w))]^{-1} \quad (II.5)$$

$X = 2a/L$ pour une surface de drainage elliptique

$a =$ la demi distance de l'axe principal de l'aire de drainage.

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{r_{eh}}{L/2} \right)^4} \right]^{0.5}$$

II.4.1.B. Cas d'un réservoir avec une limite a pression constante

- Giger :

$$IP_h = 0.05365 \cdot \frac{k_h \cdot h}{\mu_o \cdot B_o} \frac{1}{f_1 + f_2 + f_3} \quad (II.6)$$

f_1 : la chute de pression dans le plan horizontal.

$$f_1 = \frac{\beta}{2} \left[\frac{1 + \cos\left(\frac{\pi b'}{h}\right)}{1 - \cos\left(\frac{\pi b'}{h}\right)} \right]$$

f_2 : la chute de pression dû à la convergence des lignes de courant.

$$f_2 = \beta \ln \left(\frac{4h}{\pi \cdot R_{wh}} \cdot \frac{2\beta}{1 + \beta} \right)$$

f_3 : la chute de pression dû au skin.

$$f_3 = \beta \cdot S_{ch}$$

$$\text{Ou } \beta = \sqrt{k_h/k_v}, L > \beta h, \text{ et } L < 1.8r_{eh}$$

- Goode and Kuchuk :

$$IP_h = 0.5 \frac{L \sqrt{K h \cdot K_v}}{162.6 B_o \cdot \mu_o \cdot C} \quad (II.7)$$

avec :

$$C = \text{LOG} \left[\frac{8h}{\pi R_{wh} (1 + 1/\beta)} \cot \left(\frac{\pi b'}{2h} \right) \right] + 0.4343 \left(S_{ch} - \frac{h - b'}{L} 2\beta \right)$$

$$b' = a/2\beta$$

II.4.2. La perte de charge dans le milieu poreux (IPR) :

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir qui est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de

roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique.

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

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « in flow performance » ; et la représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « In flow performance Relationship » ou IPR

II.4.3. Performance des puits horizontaux à huile en écoulement diphasique :

Le régime d'écoulement complexe qui existe aux abords du puits horizontal, il peut nous probablement empêcher d'utiliser une méthode aussi simple que celle de Vogel pour construire l'IPR des puits horizontaux dans les réservoirs sou saturés. Productivité sous Semisteady-State Coule. Si au moins deux flow tests sont disponibles, cependant, les paramètres J et n dans l'équation de Fetkovich peuvent être déterminés et utilisés pour construire l'IPR du puits horizontal.

Dans ce cas les valeurs de J et n n'exoliquent pas non seulement les effets de turbulence et la saturation du gaz autour du puits, mais aussi pour le régime de l'écoulement non radial existant dans le réservoir.

Après que l'équation empirique du Vogel ait été utilisée dans l'industrie avec succès, beaucoup de papiers ont été présentés de semblables équations pour puits horizontaux basés

Sur le travail de Vogel. Ceux-ci incluent le modèle de Bendakhlia &Aziz, le Modèle de Cheng, et le modèle de Retnanto & Economides.

II.4.4. Le Modèle de Bendakhlia & Aziz :

En 1989, Bendakhlia & Aziz ont bien développé une équation IPR pour les puits horizontaux. Leurs données sont générées d'une simulation du réservoir. Leur modèle physique est un réservoir façonné sous forme d'un parallélépipède avec une surface de drainage carrée. La formation est homogène et isotrope du point de vue de la perméabilité avec une compressibilité constante. Un puits horizontal est localisé dans le milieu du réservoir, et il est centré à la demie hauteur du réservoir et complété tout au long de la longueur entière du réservoir, comme montré sur Fig.

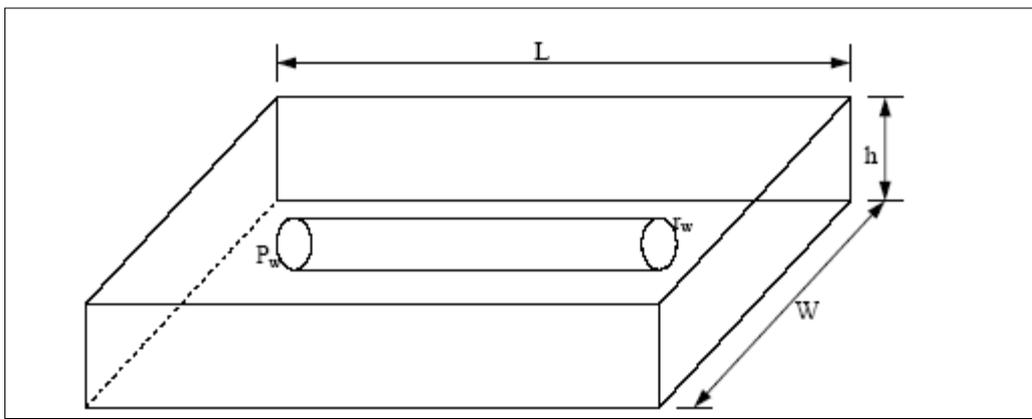


Figure II-4 : Le modèle de Bendakhlia & Aziz et Cheng [3]

Les courbes IPR ont été produites sur une grande gamme de propriétés fluides.

Les conditions du réservoir et les caractéristiques du puits. Les résultant courbes IPR ont été faites d'une façon adimensionnelle pour comparer leurs courbures, et le changement du débit de production de l'huile avec la pression du fond dynamique.

D'après les résultats, une combinaison des équations Vogel et Fetkovich a été suggérée en variant l'équation de la corrélation avec le pourcentage de la récupération. L'équation de calculer de la courbe de l'IPR pour les puits horizontaux par Bendakhlia & Aziz est :

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = \left[1 - v \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - (1 - v) \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \right]^n \tag{II.8}$$

Sachant que : V et n de cette équation sont des paramètres qui varient avec le facteur de récupération, comme est indiqué dans la figure ci-dessous

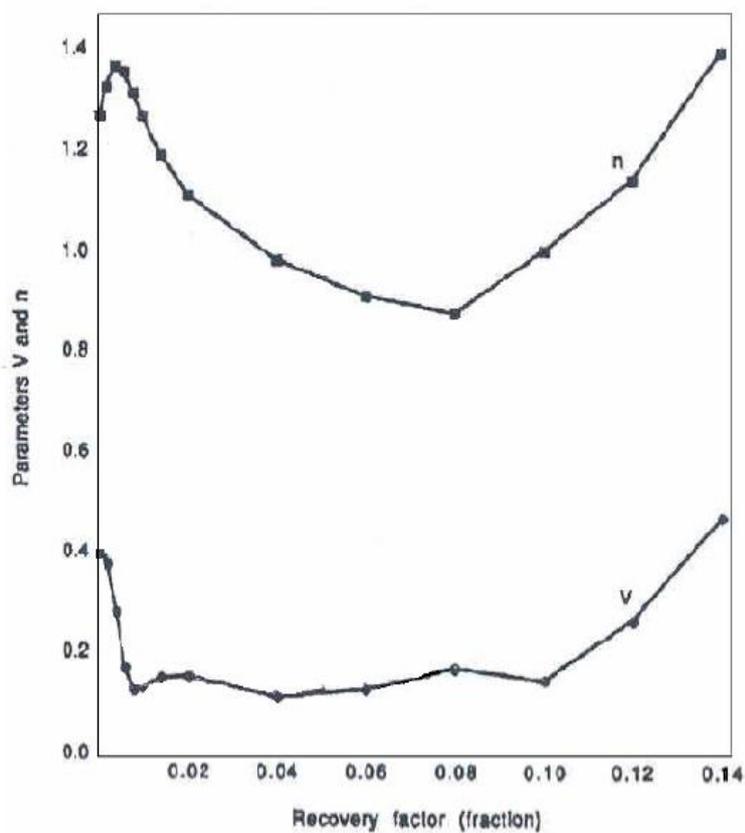


Figure II-5 : Les paramètres V et n de l'équation de Bendakhlia & Aziz[3]

II.4.5. Le modèle de Cheng :

Cheng a produit une équation pour le calcul de la courbe de l'IPR pour les puits déviés et les horizontaux en 1990. Il a utilisé le simulateur NIPER des puits horizontaux et déviés pour produire les courbes IPR et alors développer l'équation de la corrélation fondée sur les résultats de la simulation. Son modèle est un réservoir rectangulaire délimité avec un puits dans le milieu du réservoir. Le réservoir est homogène et isotrope avec une constante saturation en eau. La saturation en eau est immobile au cours de la production. Par conséquent, seuls l'huile et gaz sont dans le réservoir. Les forces de la pression capillaires de fluides du réservoir sont négligées. Le puits horizontal produit sous une condition du pseudo permanent 'semisteady'. Le modèle du réservoir est le même comme celui montré dans Fig.

L'équation de Cheng génère les courbes IPR des puits horizontaux en faisant varier l'angle d'inclinaison des puits déviés par rapport au puits vertical bien vers le puits horizontal. Son équation de la corrélation est :

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = \left[a_0 - a_1 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - a_2 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \right] \tag{II.9}$$

La table II-1 listes les constantes qui sont utilisées dans l'équation de Cheng. On remarque qu'il n'y a pas une différence dans l'équation de Cheng pour le puits horizontal ou vertical, en exceptant l'angle de la déviation du puits. La constante dans Eq. 2-12 varient seulement avec l'angle de la déviation du puits. [3]

Tableau II-1 : Constantes de la corrélation de Cheng. [3]

Angle d'inclinaison degree	Parameter		
	a 0	a 1	a 2
0(Vertical)	1	0.2	0.8
15	0.9998	0.221	0.7783
30	0.9969	0.1254	0.8582
45	0.9946	0.0221	0.9663
60	0.9926	-0.0549	1.0395
75	0.9915	-0.1002	1.0829
85	0.9915	-0.112	1.0942
90(Horizontal)	0.9885	-0.2055	1.1818

II.4.6. Le modèle de Retnanto & Economides:

Retnanto & Economides ont présenté une équation pour calculer les IPR des écoulements diphasiques dans les puits horizontaux en 1998. Le simulateur numérique, VIP (14), a été usagé pour produire des courbes IPR de puits horizontaux sous différentes conditions, et le modèle de la corrélation a été créé sur la base des résultats de la simulation numérique. Ils se sont servis de facteurs de forme 'shape factors' pour déterminer la géométrie des puits horizontaux. Les modèles du réservoir tirés de la corrélation sont présentés par la figure II-6 [4]

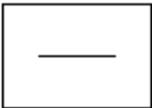
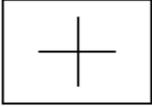
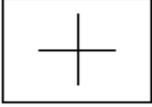
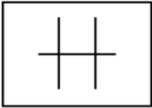
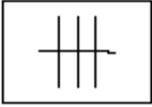
	$X_e = 2Y_e$	L/x _e 0.25 0.5 0.75 1.00	CH 3.19 1.80 1.02 0.52
	$X_e = Y_e$	0.25 0.4 0.5 0.75 1.00	3.55 2.64 2.21 1.49 1.04
	$2X_e = 2Y_e$	0.25 0.5 0.75 1.00	4.59 3.26 2.53 2.09
	$X_e = Y_e$	0.25 0.5 0.75 1.00	2.77 1.47 0.81 0.46
	$X_e = Y_e$ $L_x/X_e = 0.4$		$L_y = 2L_x$ 1.10 $L_y = L_x$ 1.88 $L_y = 0.5L_x$ 2.52
	$X_e = Y_e$ $L_x/X_e = 0.4$		$L_y = 2L_x$ 0.79 $L_y = L_x$ 1.51 $L_y = 0.5L_x$ 2.04
	$X_e = Y_e$ $L_x/X_e = 0.4$		$L_y = 2L_x$ 0.66 $L_y = L_x$ 1.33 $L_y = 0.5L_x$ 1.89

Figure II-6 : Des facteurs de géométrie pour un puits single et multidrains [3]

L'équation analytique du Retnanto & Economides est comme suit :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - 0.25 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.75 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^n \right] \quad (\text{II.10})$$

Où

$$n = \left[-0.27 + 1.46 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.96 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] (4 + 1.66 \times 10^{-3} p_b) \quad (\text{II.11})$$

L'équation montre que n est un paramètre qui dépend de la pression de bulle du fluide du réservoir.

Résumé :

Les trois équations analytiques de puits horizontaux pour l'IPR de l'écoulement biphasique ont été étudiées, équation de Bendakhlia & Aziz, équation de Cheng, et l'équation de Retnanto & Economides. L'équation de Bendakhlia et Aziz est une combinaison des équations de Vogel et Fetkovich. Bendakhlia et Aziz considèrent des effets de la pression du réservoir sur le comportement des IPR à travers le facteur de la récupération, de sorte les paramètres changent en fonction du changement de la récupération. Seconde, l'équation de Cheng, peut être utilisée pour les puits déviés (inclinés) et horizontaux. Le seul paramètre considéré dans le modèle de Cheng est l'angle d'inclinaison du puits. La troisième équation a été développée par Retnanto & Economides. Ces équations considèrent l'effet de la pression du réservoir et le point de la pression de bulle sur le comportement de l'IPR. [3]

III.1. Introduction :

Le champ de Rhourde Nouss se situe à 280 Km Sud Est de Hassi Messaoud (Figure III.1), celui-ci se compose de multiples structures anticlinales d'orientation principale Nord Est – Sud-Ouest définies comme RN central, RN Sud Est et RN Sud-Ouest, d'autres structures sont aussi présentes à proximité telles que Rhourde Adra, Rhourde Hamra, Rhourde Chouff et Hamra. Des hydrocarbures ont été prouvés dans ces structures sur plusieurs réservoirs dont le principal est le TAGS.

Le fluide principal contenu dans celui-ci est le gaz à condensat avec présence d'un anneau d'huile dans le complexe de Rhourde-Nouss.

Dans le cadre du développement de l'anneau d'huile de Rhourde Nouss, une première phase de reconnaissance a été élaborée concernant l'acquisition des données sismiques et géologiques et donc établir un modèle géologique très fiable. A partir de celui-ci une deuxième phase a été entamée concernant la réalisation du premier forage horizontal afin de mieux évaluer les performances de ce type de puits.

Le volume initial en place de cet anneau d'huile, sur le flanc Ouest-Nord-Ouest étant le plus prometteur, il dépasse la trentaine de millions de mètres cubes. L'exploitation de cet anneau d'huile par une dizaine de forages verticaux a commencé en 1966. A ce jour, environ $3,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ d'huile seulement ont été produites.[3]

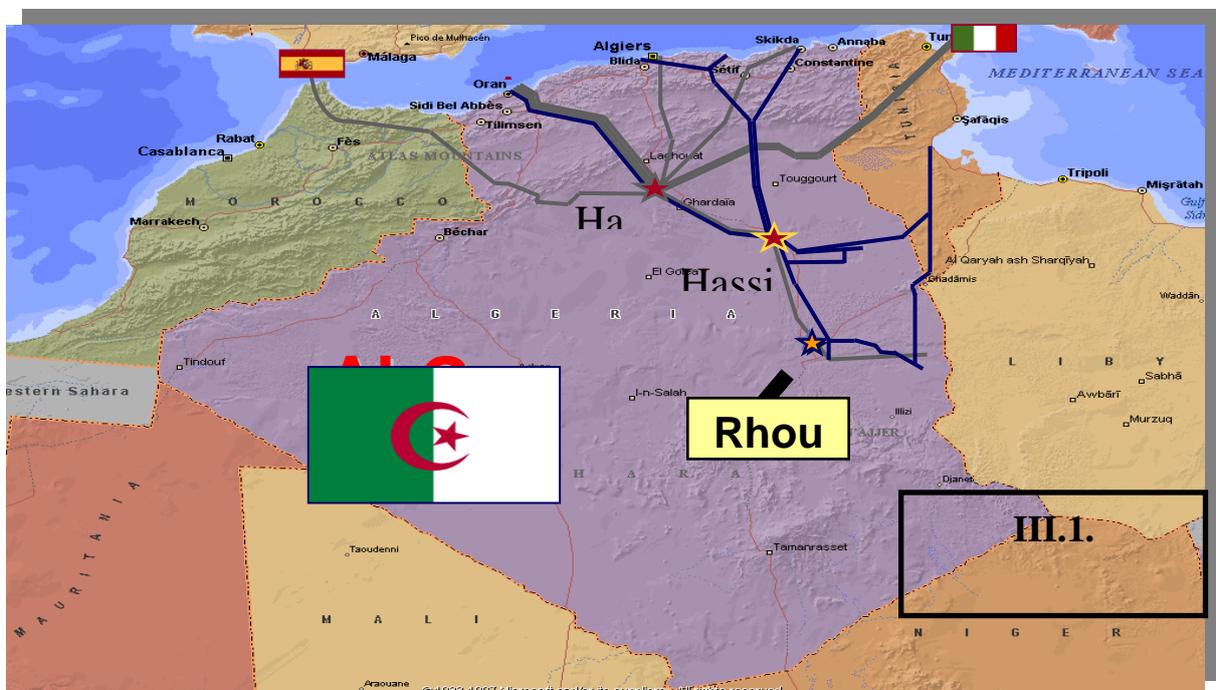


Figure III.1. Situation géographique de la région Rhourde Nouss [3]

III.2. Les puits horizontaux à ROURDE NOUSS

Outre les problèmes statiques existant depuis l'origine (faible épaisseur de l'anneau d'huile, pendage structural élevé, milieu de dépôt hétérogène, schéma structural et tectonique compliqué), d'autres problèmes dynamiques se sont manifestés au cours de l'exploitation du gisement (baisse considérable de la pression du gisement de 300,4 kg/cm² à 240 kg / cm² (à - 2445 m), mouvement des interfaces de l'anneau d'huile etc. ...). Cette chute de pression a connu deux phases :

- La première de 1966 à 1988, durant l'exploitation de quelques puits d'huile où cette baisse était de 16 à 17 kg/cm² au centre de la structure et avoisinait la vingtaine de kg/cm² vers le périclinal Nord.
- La seconde, de 1988 à nos jours, correspondant à l'activité du projet de récupération des liquides avec toutefois un recyclage partiel de gaz (environ 70%) favorisant ainsi la continuité du processus.

Ces facteurs sont à l'origine des difficultés d'exploitation de l'anneau d'huile. Toutefois, il faut signaler que d'autres problèmes d'exploitation sont venus se greffer à ces facteurs pour agir sur la fermeture successive des puits producteurs d'huile. En effet, il a été constaté que la majorité des puits amorçait un fort GOR dû au conning du gaz cap (de plus le gaz était brûlé à une certaine époque).

A ce propos, il faut signaler l'absence d'un plan de développement de l'anneau d'huile au moment opportun, c'est à dire avant le développement du gaz cap et la chute de pression.

Ces difficultés d'exploitation ont acculé les gestionnaires du gisement à chercher et à introduire de nouvelles techniques afin d'essayer d'accroître les possibilités de production. De cette façon naquit l'option de se diriger vers la réalisation de forages horizontaux seule issue pouvant encore aider à la récupération d'une partie de l'anneau d'huile.

III.3. Aspect géologique

III.3.1. LIMITES GEOGRAPHIQUES

La région de Rhourde - Nouss est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-Est de Hassi-Messaoud, et à environ 1000 Km D'ALGER , et se positionne entre :

29°16' et 30° parallèles .

06°24' et 07° méridien .

Elle est limitée au Nord par la région de GASSI-TAOUIL, au Sud par les régions de HAMRA , et de TIN- FOUYE TABANKORT .

III.3.2.LIMITES GEOLOGIQUES

La région de Rhourde Nouss est située sur la bordure sud du bassin triasique. Elle est limitée :

- A l'Ouest, par le môle d'Amguid -El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600km allant d'Amguid au sud à Rhourde El Baguel au nord,
- Au Nord - Est, par le bassin de Ghadames vers lequel s'énoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff,
- Au Sud-Est par la partie occidentale du môle d'Ahara.

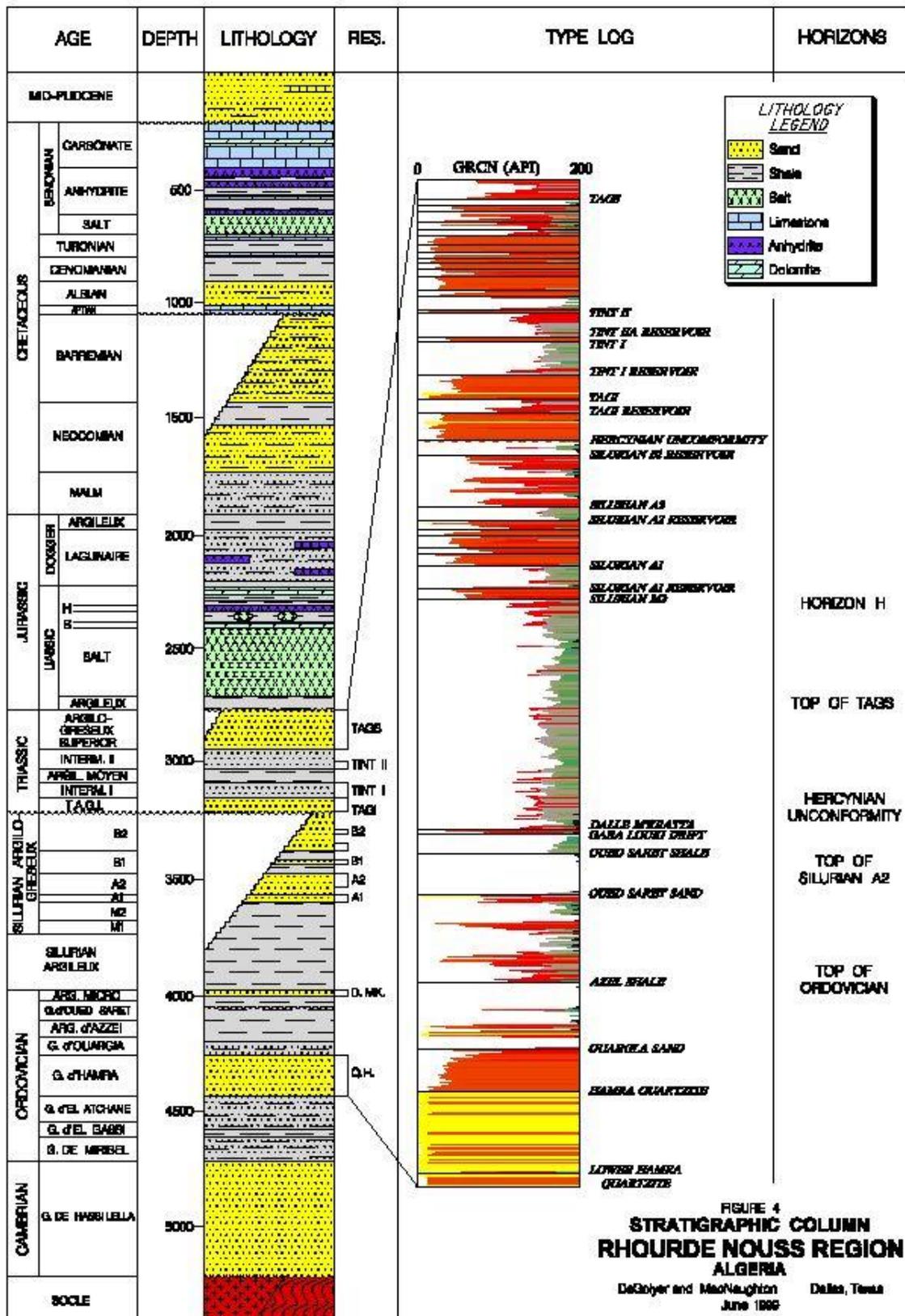


Figure III.2. Coupe stratigraphique de la region de Rhourde Nous[3].

III.4. RESERVOIRS

1 - Silurien A1

Le réservoir A1 est présent sur l'ensemble de la structure. Son faciès est identique celui du silurien A2. Son épaisseur utile varie de 3m(RN12) à 16m(RN1) et sa porosité moyenne de 5,9%(RN12) à 19%(RNA1).

L'ensemble des grès constituant les réservoirs du TINT I au Silurien A1 sont globalement en communication à l'échelle du gisement par l'intermédiaire de la discordance hercynienne et / ou de failles. Toutefois la complexité des milieux de dépôts, l'histoire diagénétique et la présence de nombreuses failles peuvent expliquer l'existence de lentilles poreuses, isolées à l'intérieur de cet ensemble.

2 - Silurien A2

Présent sur l'ensemble de la structure, le réservoir du silurien A2 est formé de grès fin à moyens, bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plate-forme marine, intercalés de fines passées d'argiles gris-noir indurées, silteuses et micacées.

Son épaisseur utile est d'environ 50m et sa porosité moyenne varie de 12,3% (RN42) à 15,5% (RN101). La perméabilité mesurée sur carottes est essentiellement comprise entre 0,2 et 200md.

La répartition de la porosité est liée en grande partie aux caractéristiques sédimentologies des grès. C'est une porosité d'origine primaire réduite par des accroissements de silice, par une cimentation sidéritique et par des enrobages argileux. Ainsi au puits RN12, la porosité moyenne chute à 7,1% par suite de cette cimentation.

3 - Trias Argilo-Gréseux Inférieur

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés de même type que ceux du TINT I, ils reposent sur la discordance hercynienne.

Leur épaisseur utile varie d'une dizaine de mètres (RN2, RN11 et RNA4) à 35m (RN101), et leurs caractéristiques pétro physiques sont identiques à celles du TINT I :

Porosité comprise entre 8,4% (RNA4) et 13,7% (RN2) et perméabilité rarement supérieure à 10md.

4 - Trias Intermédiaire I

Ayant une épaisseur d'une quarantaine de mètres, est constitué de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses. L'étude sédimentologique et diagénétique montre que ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires (résultant d'un système

fluviate anastomosé). Ces chenaux ont une épaisseur plurimétrique, et présentent une extension latérale limitée (inférieur à 1km).

La hauteur utile des grès varie de 10m (RNA4) à 30m (RN101). La porosité moyenne varie de 8,4% (RNA5) à 14,1% (RN4) et la perméabilité, d'après les mesures sur carottes ne dépasse guère 10md. Les caractéristiques pétrophysiques sont liées à l'existence d'une porosité secondaire due essentiellement à la dissolution d'un ciment sidéritique.

5 - Trias Intermédiaire II

Le TINT II épais de plus de 60m est essentiellement constitué d'argile brun-rouge, parfois verte, silteuse à sableuse. La base de la formation est généralement marquée par la présence d'un chenal gréseux méandrique épais d'environ 5m.

Ces grès chenalisés sont totalement absents dans les puits RN11, RN12 et RNA1. Dans la zone de RN42-RNA5 se développe un second corps gréseux d'une dizaine de mètres d'épaisseur dans la partie sommitale de la formation qui semble être en continuité avec les grès du TAGS.

La porosité de ces corps gréseux varie de 9,7% (RNA3) à 16,7% (RN6), aucune mesure de perméabilité n'est disponible.

III.6. HISTORIQUE D'EXPLOITATION DU CHAMP DE RHOURE-NOUSS [3].

La première production de la région de Rhourde-Nouss a commencée en juin 1966 par quatre puits complétés dans le TAGS dans l'anneau d'huile de Rhourde-Nouss Centrale (RN-4,-6,-8, et -9). La production d'huile à Rhourde-Nouss a été obtenue de trois réservoirs différents (TAGS, TINT I/TAGI, et le Silurien) et de trois structures différentes (Rhourde-Nouss Centrale, Rhourde-Nouss Sud-Est, et Rhourde-Nouss Sud-Ouest). Le TAGS a produit de l'huile à partir de 16 puits (12 dans RN Centrale, 3 dans RN Sud-Est, et un dans RN Sud-Ouest). Le TINT I/TAGI et le Silurien ont produit de l'huile par 12 puits (4 dans RN Centrale et 8 dans RN Sud-Ouest). Le cumule de la production liquide de l'anneau d'huile est estimé à $6.8 \cdot 10^6 \text{m}^3$, ceci jusqu'à janvier 2001.

En 1988, le projet d'exploitation du gas-cap du TAGS a vu le jour par une production de $41 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ de gaz humide et $31 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ de gaz sec pour la réinjection.

En 1992, d'autres quantités de gaz produites du TAGS (Rhourde-Chouff) ont été ajoutées au plan de développement pour la récupération du condensat. La production du TINT I, TAGI, et de l'infra TAGS (Rhourde-Nouss Centrale) ont été ajoutées En 1996.

Dans ces dix dernières années, de nouvelles technologies ont été mise au point pour augmenter la récupération dans la région de Rhourde –Nouss. Particulièrement de nouvelles campagne sismique ont été effectuées, notamment la sismique 3-D. Des puits horizontaux ont été réalisées, ainsi que des mesures de PLT ont été prises pour les puits producteur d'huile, producteur de gaz, et injecteur de gaz. A l'issu de ces nouvelles mesures un développement total de l'huile et de gaz a été entamer dans la formation TAGS de Rhourde-Nouss. Le développement de l'huile est concrétisé par la réalisation des puits horizontaux implantées à la périphérie du gisement, et celle du gaz par le projet de recyclage de gaz.

Le réservoir TAGS à un historique d'exploration et de développement de plus de 30 ans de production continue d'huile et de gaz (Rhourde-Nouss Centrale). Avec les nouvelles techniques, La suite du développement a un problème unique qui est la connaissance et la compréhension des mouvements fluides dans le réservoir TAGS.

III.3. APPLICATION POUR LE CHAMP DE RHOUD NOUSS

III.3.1. CALCUL DE L'INDEX DE PRODUCTIVITE

Cas de référence (RN)

Puits Horizontal

Hauteur du réservoir	<i>H</i>	15m
Perméabilité horizontale	<i>k_h</i>	200mD
Perméabilité verticale	<i>k_v</i>	20mD
Viscosité de l'huile	<i>μ_o</i>	0,36cP
FVF	<i>B_o</i>	1,52v/v

Longeur du drain	<i>L</i>	300m
Rayon de drainage	<i>Reh</i>	500m
Rayon du puits horizontale	<i>Rw_h</i>	0,1143m
Excentricité	<i>δ</i>	0m
Distance du drain / au mur	<i>zw</i>	7,5m
Skin	<i>Sc_h</i>	0

Réservoir infini :

Cas de réservoir infini kh!=kv		
	Bbl/D/Psi	m³/j/bar
GIGER	52,21	120,39
JOSHI	46,47	107,17
RENARD and DUPUY	52,12	120,18

Réservoir avec Pression Constante aux limites (gas cap ou large aquifère) :

Cas d'un réservoir avec gas-cap		
	Bbl/D/Psi	m³/j/bar
GIGER	145,74	335,97
GOODE	149,75	345,21

Puits Vertical

Rayon du puits vertical	R_{w_v}	0,1143M
Hauteur utile	H_p	15M
Inclinaison	α	0Deg
Rayon du drainage	R_{e_v}	250M
Skin	S_{c_v}	0

III.3. 2. CALCUL DE SENSIBILITE

Les données de référence du champ de RN sont :

h	= 15 m	;	L	= 300m
R_{eh}	= 500 m	;	K_h	= 200 md
K_v/K_h	= 0,1	;	R_{wh}	= 0,1143 m
μ_o	= 0,36 cp	;	Bo	= 1,52 m ³ /stdm ³

Tableau III.1: Ce tableau regroupe les différents résultats de calcul des paramètres de sensibilité et comparaison / cas de base

	Paramètres de sensibilités, PS						Résultats			Comparaison / cas de base	
	h (m)	k _h (mD)	kv/kh	L (m)	d (m)	Sch	IP _h (m ³ /j/bar)	C	IP _v (m ³ /j/bar)	(PS- PS _{cb})/PS _{cb} (%)	(IP- IP _{cb})/IP _{cb} (%)
A	5	200	0.1	300	0	0	46.3582	2.3	14	-67	-57
	5	200	0.1	300	0	0	81.3923	1.31	28	-33	-24
	15	200	0.1	300	0	0	101.547	1.05	42	0	0
	20	200	0.1	300	0	0	134.287	0.794	56	33	19
	25	200	0.1	300	0	0	31.9233	3.34	70	67	33
B	15	50	0.1	300	0	0	27.1446	0.982	10	-75	-75
	15	100	0.1	300	0	0	54.0141	0.987	21	-50	-50
	15	200	0.1	300	0	0	101.547	1.05	42	0	0
	15	300	0.1	300	0	0	160.096	0.999	63	50	50
	15	400	0.1	300	0	0	214.104	0.996	85	100	100
C	15	200	1	300	0	0	139.328	2.42	42	900	30
	15	200	0.5	300	0	0	132.455	1.8	42	400	23
	15	200	0.1	300	0	0	107.052	0.996	42	0	0
	15	200	0.01	300	0	0	57.0515	0.591	42	-90	-47
	15	200	0.001	300	0	0	21.3248	0.5	42	-99	-80
E	15	200	0.1	100	0	0	53.0467	0.67	42	-67	-50
	15	200	0.1	200	0	0	82.6542	0.86	42	-33	-23
	15	200	0.1	300	0	0	107.052	0.996	42	0	0
	15	200	0.1	400	0	0	131.634	1.08	42	33	22
	15	200	0.1	500	0	0	155.883	1.14	42	67	45
F	15	200	0.1	300	2	0	104.023	1.025	42		-3
G	15	200	0.1	300	0	5	90.3592	1.18	25		-16
	15	200	0.1	300	0	10	73.5337	1.45	17		-32
	15	200	0.1	300	0	15	61.2781	1.74	13		-43
	15	200	0.1	300	0	20	52.0117	2.05	11		-51
	15	200	0.1	300	0	25	46.3582	2.3	9		-57

COMMENTAIRES :**A) Effet de l'épaisseur du réservoir :**

Les puits horizontaux donnent des indices de production nettement supérieur aux puits verticaux dans les réservoirs minces.

B) Effet de la perméabilité horizontale :

Ce paramètre est certainement le plus important, l'Indice de production horizontale qui augmente et l'Indice de production vertical augmente légèrement.

C) Effet de l'anisotropie :

L'augmentation de l'anisotropie est un obstacle pour la production horizontale qui diminue et la production verticale qui reste stable

D) Effet de la longueur du drain :

Les résultats montrent qu'il n'est pas nécessaire de forer des drains très long. l'Indice de production horizontale augmente et l'Indice de production verticale reste stable

E) Effet de décentrement :

Seulement un cas a été analyser pour montrer que la bonne position du drain est au centre

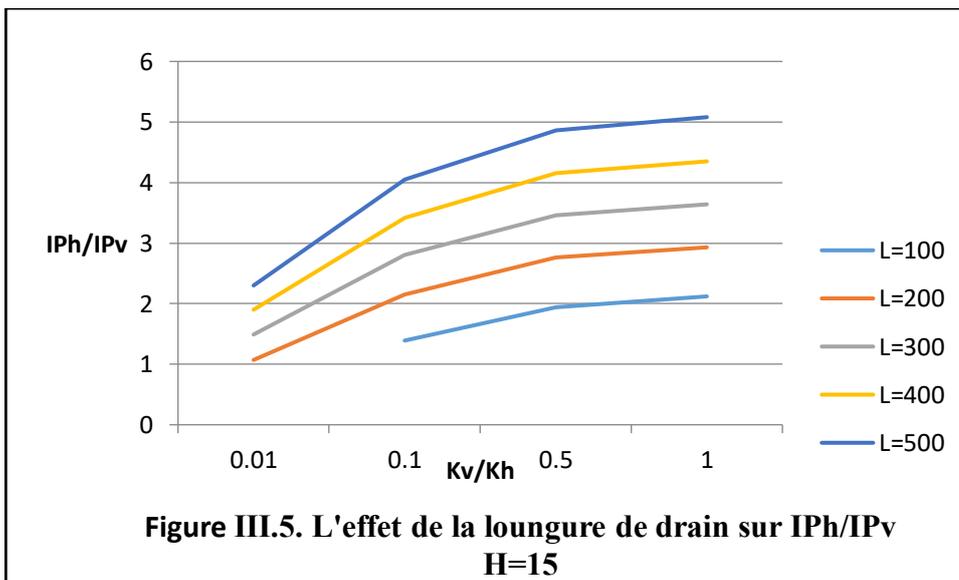
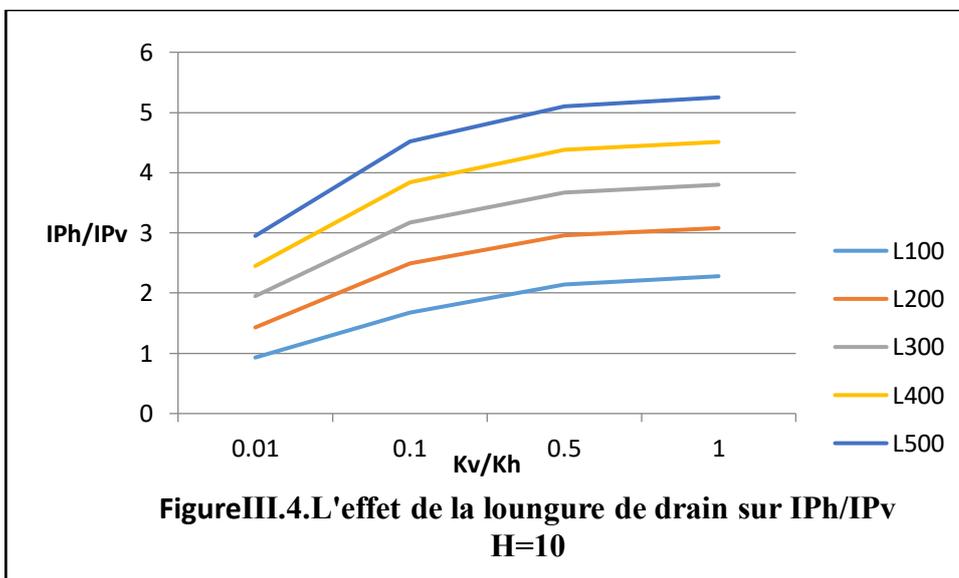
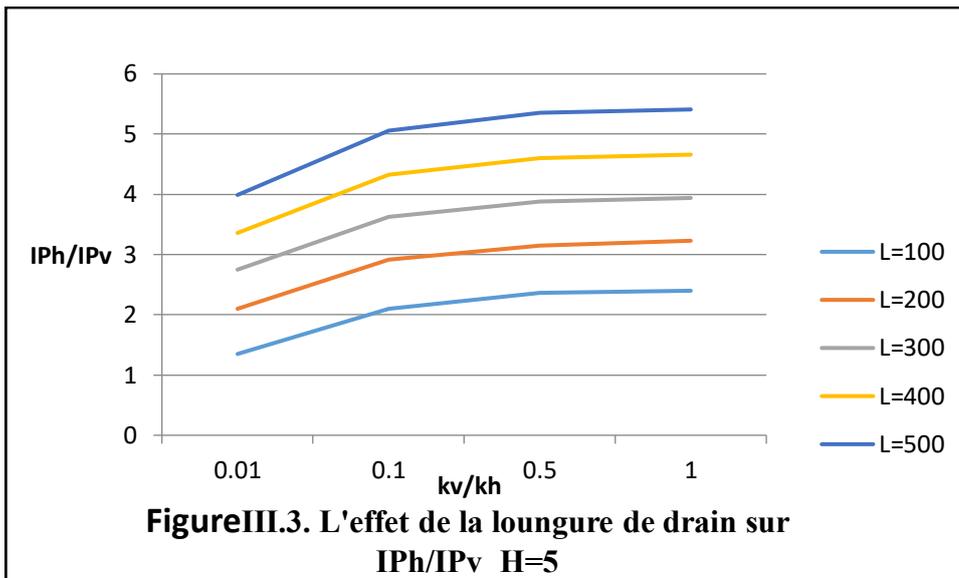
F) Effet du skin :

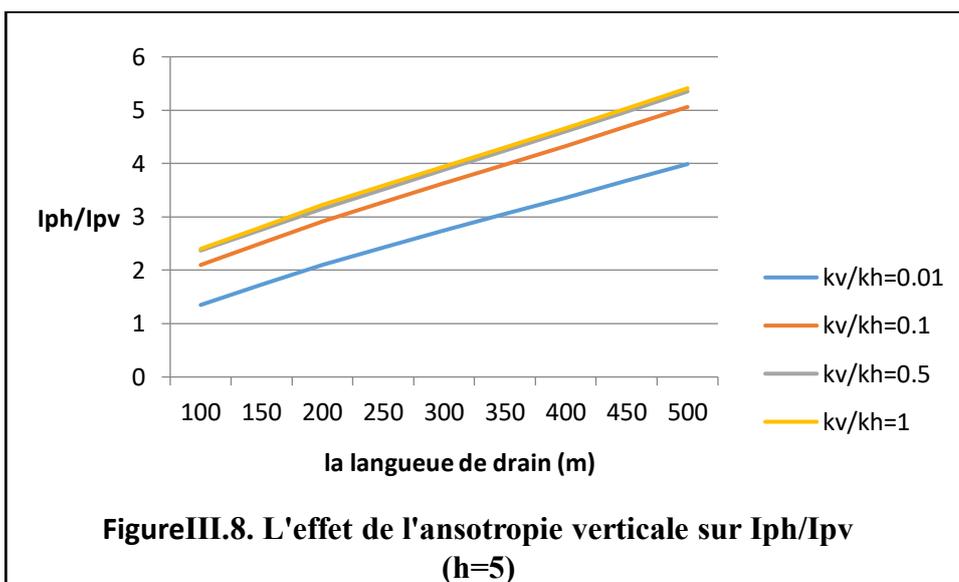
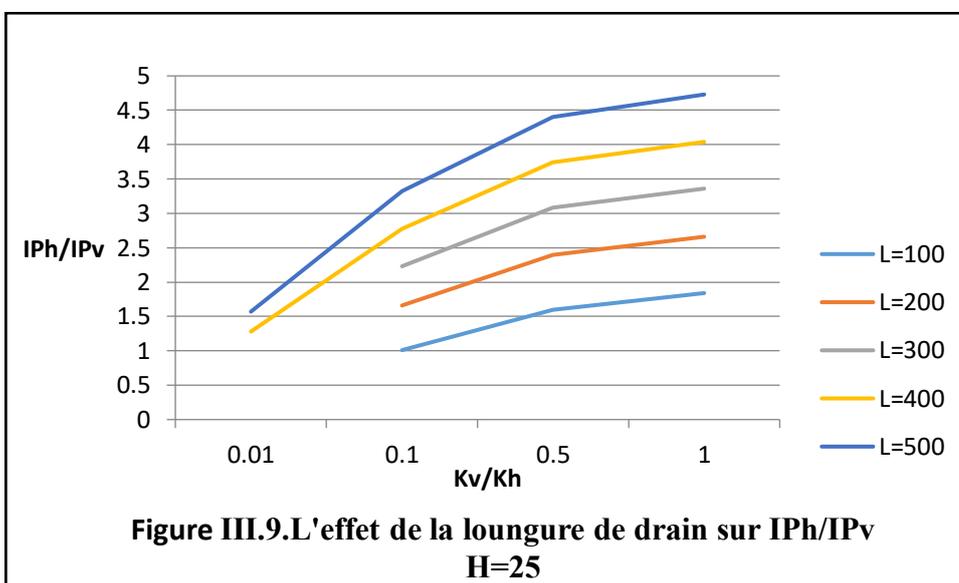
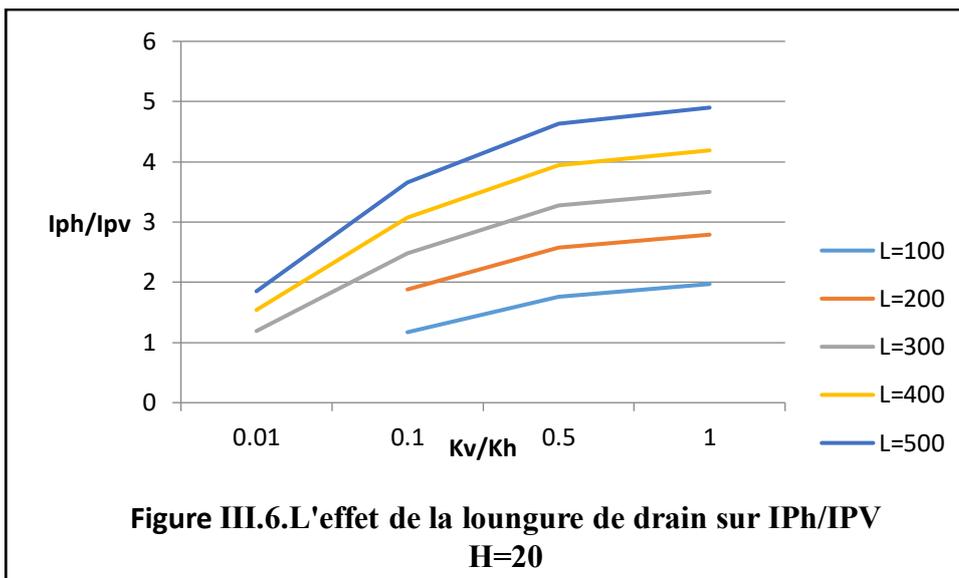
Dû à la bonne perméabilité, l'effet du skin est un obstacle qui diminue la productivité horizontale et verticale.

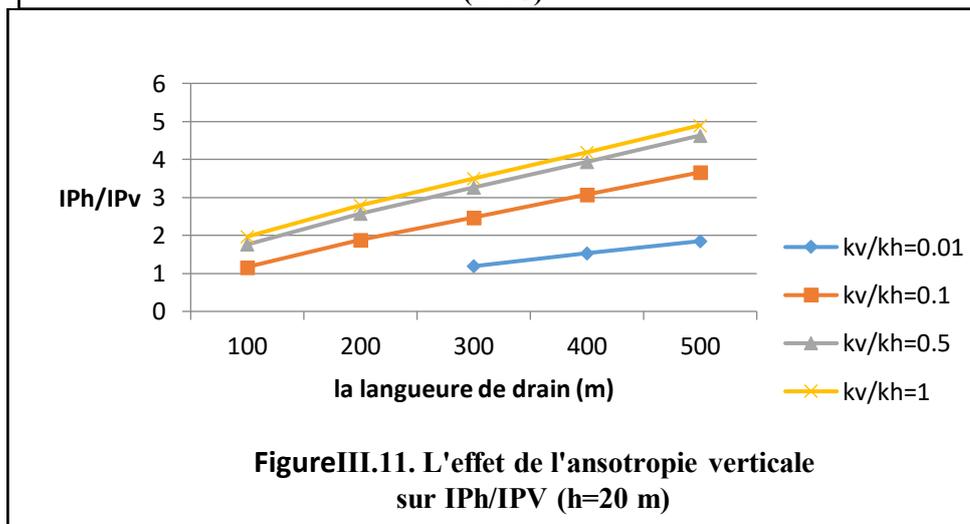
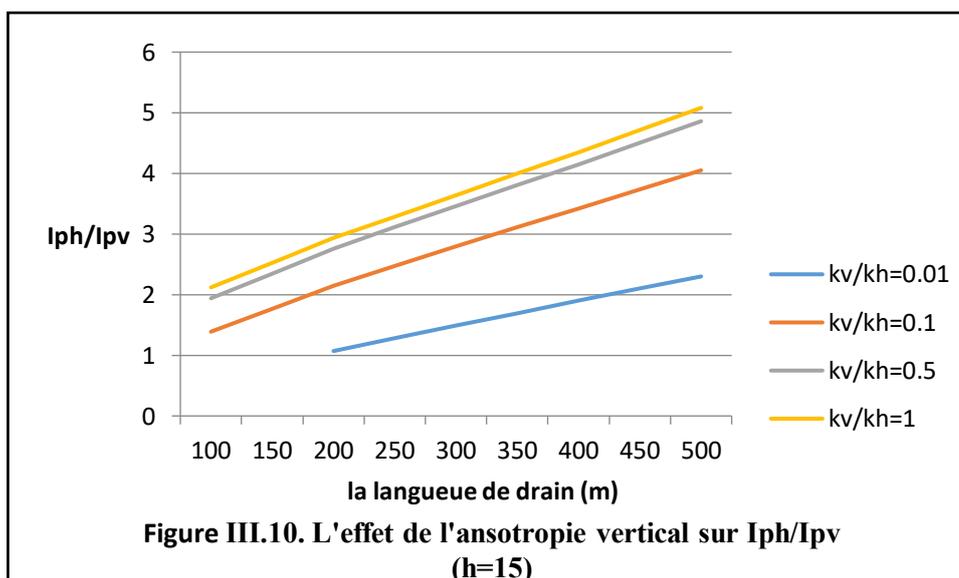
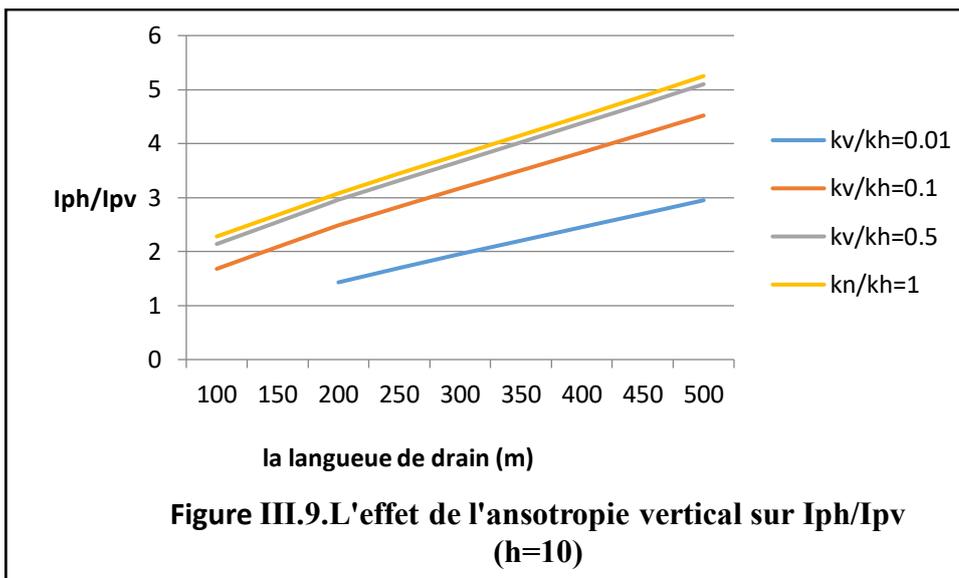
III. 3.3. INFLUENCE DE L'ANISOTROPIE SUR LE RAPPORT DE LA PRODUCTIVITE I_{Ph}/I_{Pv} [3]

Tableau III.2: Ce deuxième tableau regroupe les différents résultats de calcul de I_{Ph}/I_{Pv} selon les différentes valeurs de perméabilité verticale et horizontale K_v/K_h

		I_{Ph}/I_{Pv}			
H	L	$K_v/K_h=0,01$	$K_v/K_h=0,1$	$K_v/K_h=0,5$	$K_v/K_h=1$
5	100	1,35	2,1	2,37	2,4-4
	200	2,10	2,92	3,15	3,23
	300	2,75	3,63	3,88	3,94
	400	3,36	4,33	4,60	4,66
	500	3,99	5,06	5,35	5,41
10	100	<	1,68	2,14	2,28
	200	1,43	2,49	2,96	3,08
	300	1,95	3,17	3,67	3,80
	400	2,45	3,84	4,38	4,51
	500	2,95	4,52	5,10	5,25
15	100	<	1,39	1,94	2,12
	200	1,07	2,15	2,76	2,93
	300	1,49	2,8	3,46	3,64
	400	1,90	3,42	4,15	4,35
	500	2,30	4,05	4,86	5,08
20	100	<	1,17	1,76	1,97
	200	<	1,88	2,57	2,79
	300	1,19	2,48	3,27	3,50
	400	1,54	3,07	3,94	4,19
	500	1,85	3,66	4,63	4,90
25	100	<	1,01	1,60	1,84
	200	<	1,66	2,40	2,66
	300	<	2,23	3,08	3,36
	400	1,28	2,78	3,74	4,04
	500	1,57	3,32	4,40	4,73







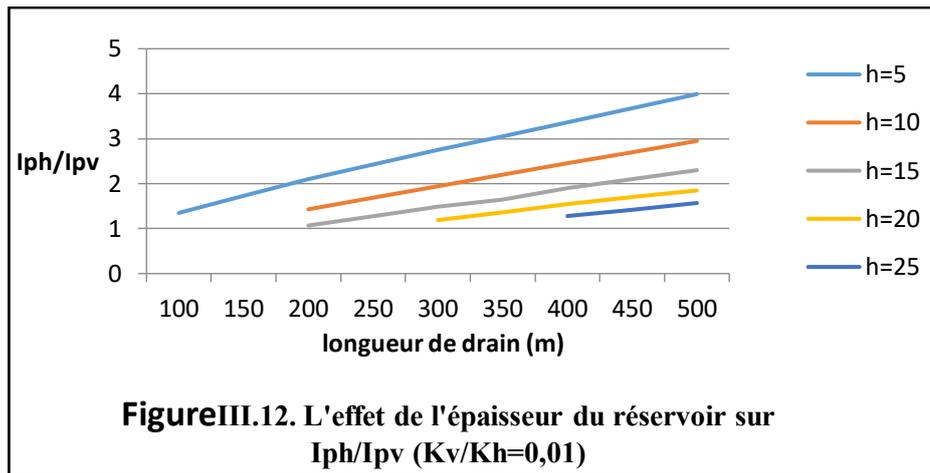


Figure III.12. L'effet de l'épaisseur du réservoir sur I_{ph}/I_{pv} ($K_v/K_h=0,01$)

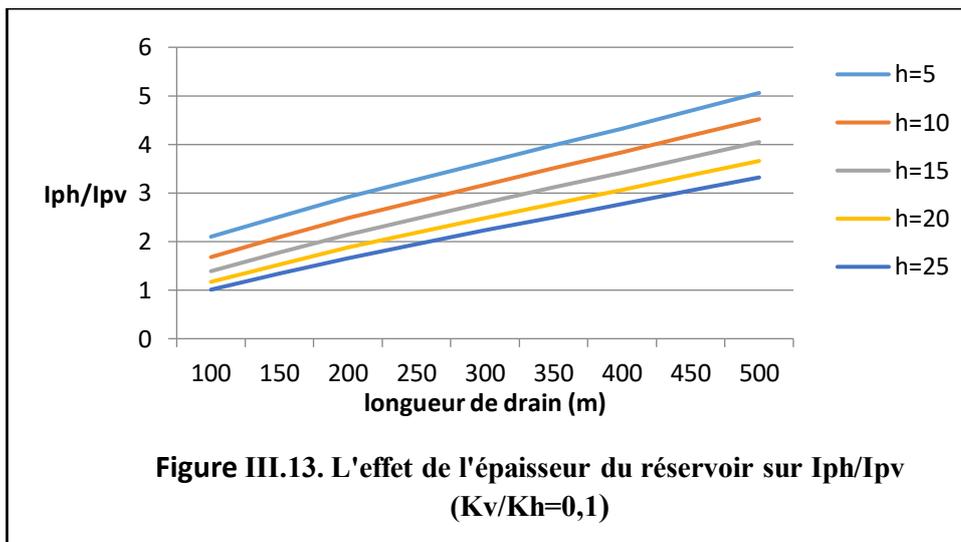


Figure III.13. L'effet de l'épaisseur du réservoir sur I_{ph}/I_{pv} ($K_v/K_h=0,1$)

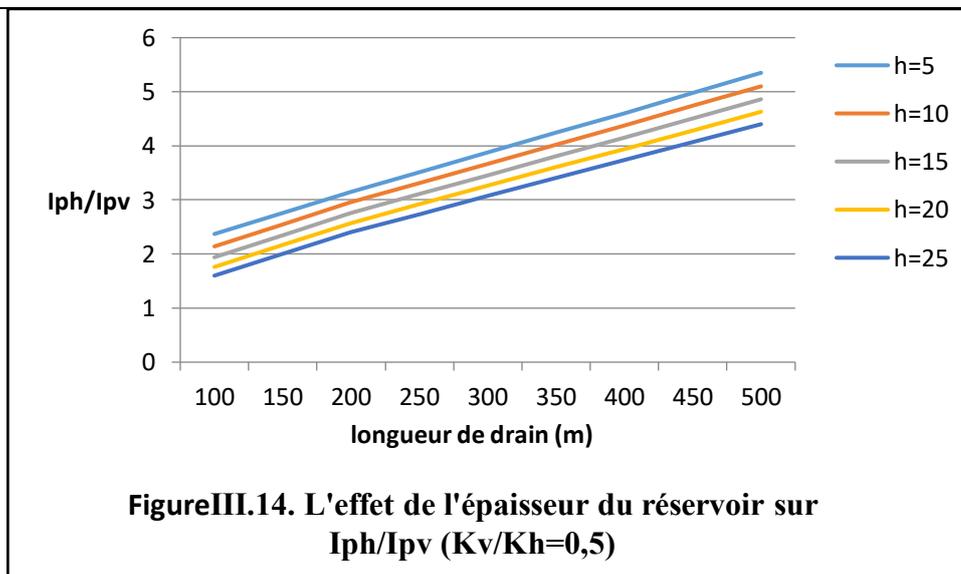
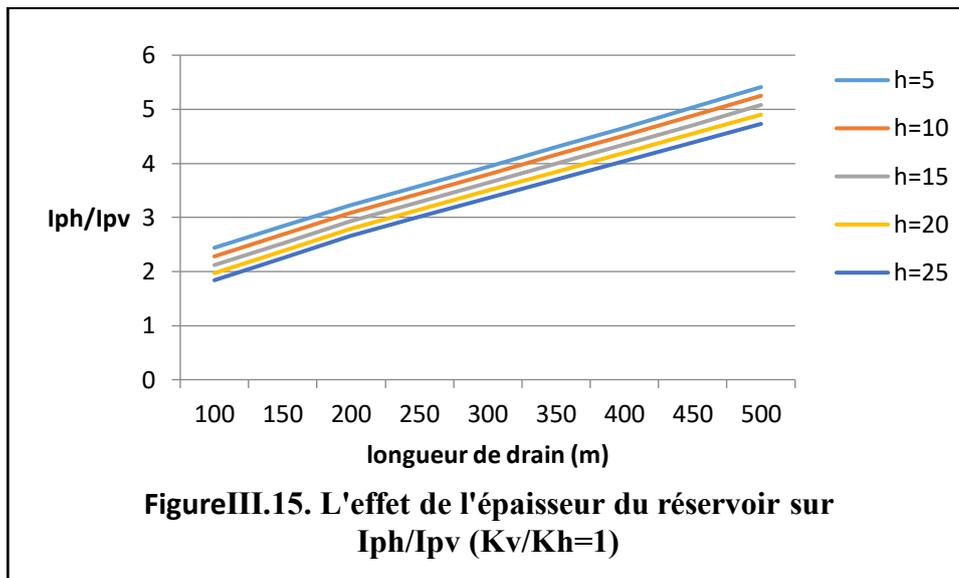


Figure III.14. L'effet de l'épaisseur du réservoir sur I_{ph}/I_{pv} ($K_v/K_h=0,5$)



I – RNZ 1

La première tentative du forage horizontal dans le réservoir TAGS de Rhourde-Nouss, a eu lieu de mai à septembre 1997. Le périclinal Nord de la structure qui possède un faible pendage et des puits à proximité, a été choisi pour implanter RNZ 1. L'objectif de ce puits était de forer un drain horizontal dans la zone basale supposée à huile, à la cote -2469m soit 6m au-dessus du contact initial, perpendiculairement au pendage (dip-direction) c'est à dire suivre la même unité réservoir (basal sand) avec un azimuth Ouest. Le pilot hole qui a servi à reconnaître les prévisions géologiques et les interfaces de l'anneau d'huile, a malheureusement révélé une remontée inattendue de l'eau de gisement (water drive) à -2462 m dans cet intervalle, ainsi qu'une légère remontée de l'interface Gaz/Huile dans le réservoir principal à -2439m.

Un tubage 7'' a été posé à l'entrée du pilot hole, à 2856m.

Pour sauver le puits, il a fallu réaliser un autre pilot hole et notamment en changeant d'objectif comme suit : forer un drain horizontal structuralement plus haut que le précédent (- 2451 m), dans le réservoir principal, juste au-dessus du B shale, mais parallèle au pendage structural (pour traverser plusieurs layers, strike-direction) avec un azimuth Nord-Ouest (N. 330°). Un drain de 620 m a été foré et complété en trou ouvert. La cote finale était à 3500 m.

Les résultats de l'interprétation des logs de fin de trou ont montré de l'huile tout le long du drain, excepté au début et à la fin où, respectivement des zones affectées par le gaz et l'eau ont été mises en évidence. Néanmoins, durant le test, le puits étant resté en open hole, n'a produit que de l'eau salée avec un peu d'huile. Quelque temps après, les parois du TAGS n'ont pu résister à la pression géostatique, favorisant un éboulement et l'obturation définitive du drain. Toutefois, la partie tubée du puits a peut-être préservée jusqu'à la zone d'atterrissage avant 90°, vers 2860 m.

II RNZ 3

Le second forage horizontal RNZ 3, a été réalisé de janvier à mai 1999. Il est situé sur le flanc Ouest de la structure à proximité immédiate de RN 8 (150 m) et à 1400 m à l'Est Sud Est de RN 9. Le forage du pilot hole dans le réservoir Principal, a permis de mettre en évidence, après échantillonnage, un GDT à - 2423 m, un OUT à - 2428 m et un ODT vers 2450 m. Il a été décidé de forer le drain à la cote structurale -2437 m avec un azimuth plein Nord. La longueur du drain fut de 323 m et la cote finale à 3228 m. Les

résultats de l'interprétation des logs de fin de trou ont indiqué une présence constante d'huile pratiquement tout le long du drain. Un liner 7'' a été posé au fond. Néanmoins, les tests de confirmation effectués après 121 m de perfos du liner, n'ont révélé que du gaz. Le RST qui a suivi, a signalé que tous les sets de perfos étaient affectés par le gaz, excepté ceux situés au début et à la fin du drain.

III RNZ 41

A la suite de ces résultats, le choix s'est porté sur la reprise de RN 41 qui s'est déroulée de Juillet à Octobre 1999. Après avoir effectué une fenêtre à 2508 m, dans le tubage 7'' (Re-entry), l'amorce de la déviation s'est effectuée en 6'' dans un azimut de 268° jusqu'à 2906 m (MD) ou 2696 m (TVD) et l'enregistrement continu du MWD. A cette profondeur, un jeu de logs accompagné d'un MDT ont été enregistrés ce qui a permis de définir l'interface G/H à -2430 m. Le forage a été repris jusqu'à la côte finale 3325 m et le drain horizontal a débuté à 3008 m à 90°.

Ce dernier d'une longueur de 317 m a été réalisé sans pilot hole, à la cote structurale - 2437 m avec un azimut de 270° dans le réservoir principal.

Le puits a été complété avec un liner 4'' 1/2 posé à 3150 m (la fin du drain étant argileuse). A la suite des résultats de l'interprétation des logs de fin de trou, 42 m seulement de liner ont été perforés dans le drain horizontal, ayant pris le soin d'isoler certaines zones douteuses dont le fluide n'était pas évident.

Les tests qui suivirent mirent en évidence les résultats suivants : 132 m³ / jour d'huile et 116.565 m³ / jour de gaz soit un GOR de 880 m³/m³.

Cet heureux résultat, constitue le premier succès de la mise en production de l'anneau d'huile du réservoir TAGS de Rhourde-Nouss par un drain horizontal.

IV RNZ 38

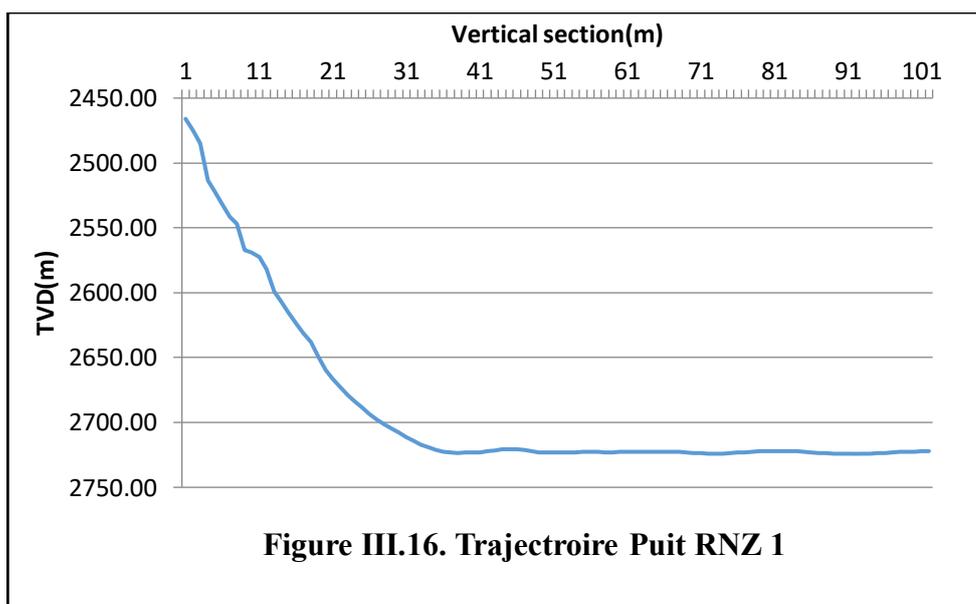
Après les résultats encourageants obtenus par RNZ 41, il a été décidé de se focaliser sur la zone de RNZ 1 où une grande quantité d'huile restait encore piégée à cause des conditions favorables qu'offre ce périclinal de la structure (faible pendage impliquant une grande surface à huile). Le choix de l'implantation s'est porté sur RN 38 pour une reprise en work over et ouverture d'une fenêtre dans le tubage 9''5/8. Le forage en 8 1/2 d'un pilot hole qui a démarré en Janvier 2000, avec pose d'un liner 7'' à 2676 m

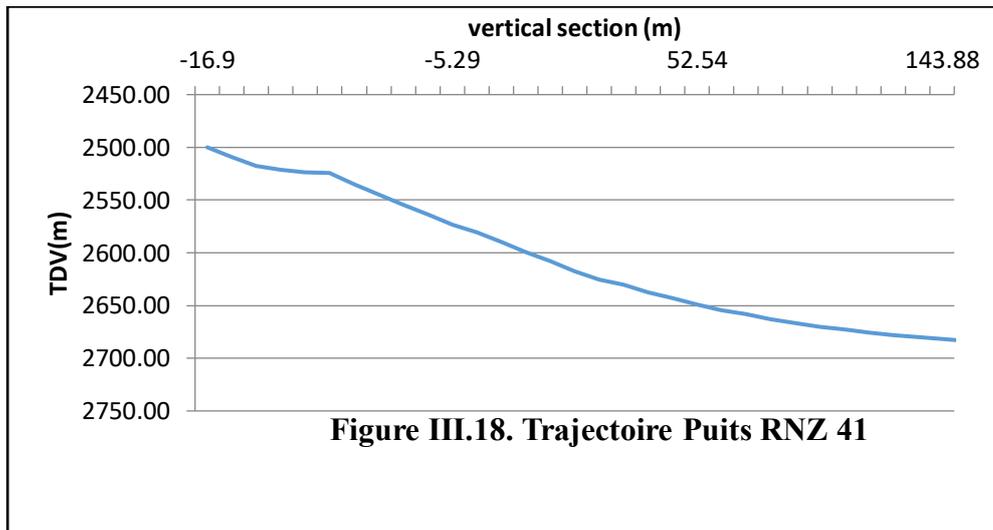
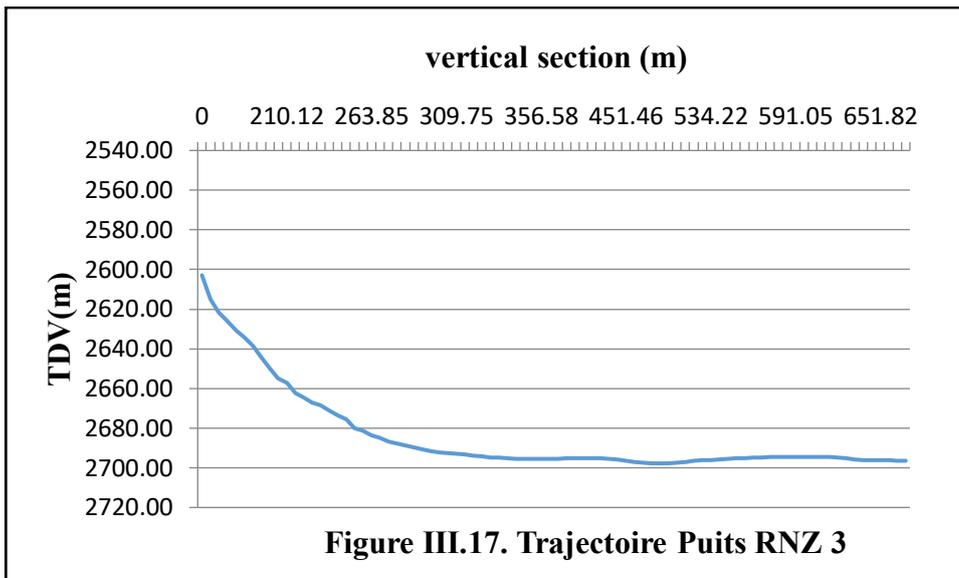
en MD soit 2634 m en TVD, a dévié progressivement, pour atterrir à 70° (diamètre 8 ½) structurellement plus bas que le WUT -2450 m soit en TVD vers 2750 m (-2475 m), dans le réservoir principal. L'azimut choisi est de N.160° environ soit en direction du puits RN 20. Un jeu de logs de fin de trou a été effectué dans le pilot hole à 70°. Un MDT a également été enregistré pour mesurer les pressions et établir des gradients avec notamment prises d'échantillonnage pour lever le doute de la nature des fluides. Une fois la zone à huile précisée, la partie basale aquifère du pilot hole a été bouchée.

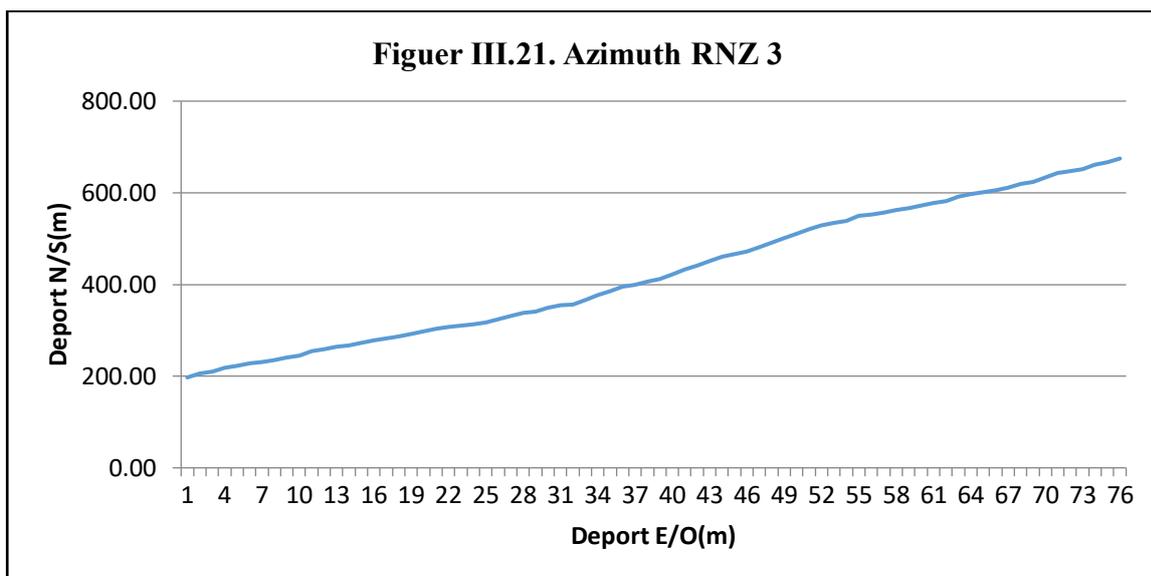
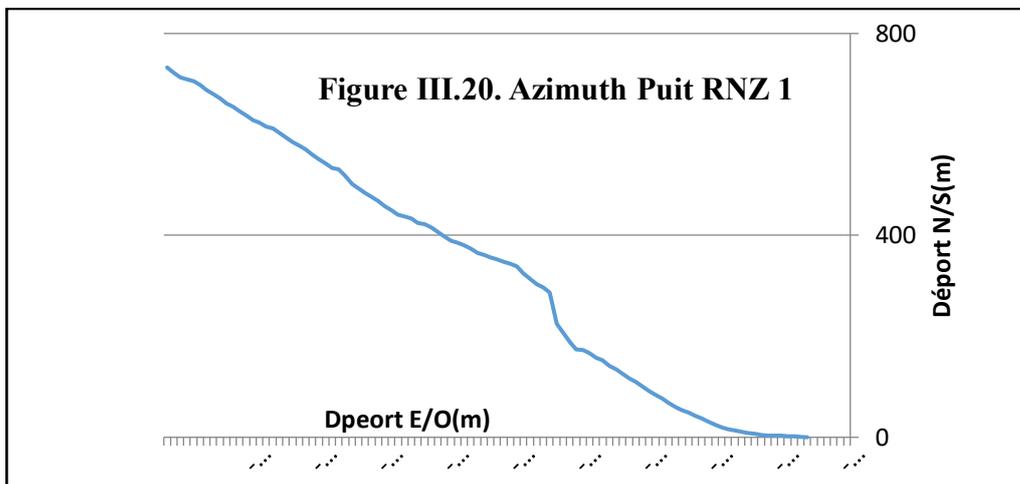
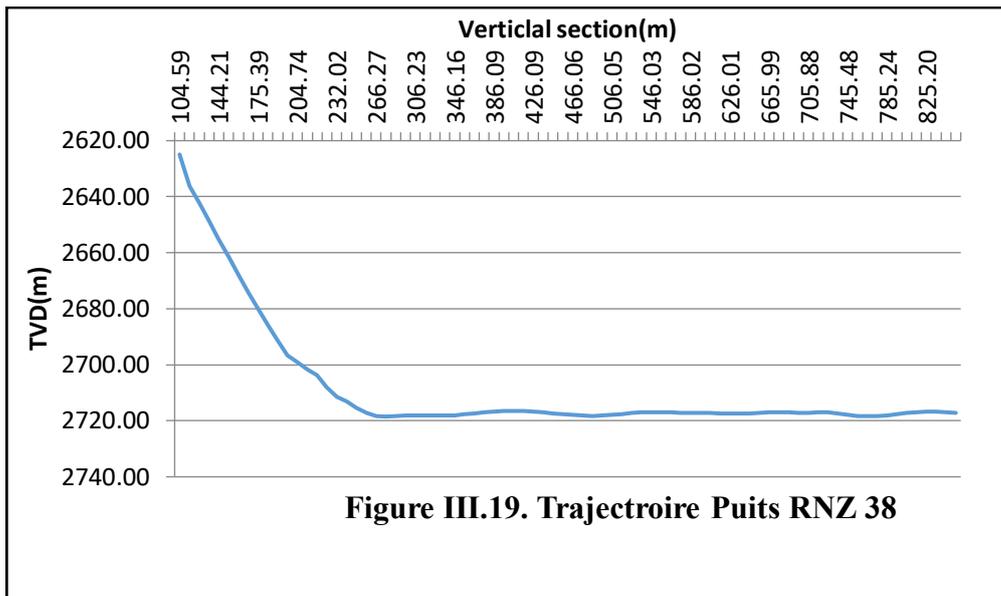
Grâce aux résultats de ces investigations, et malgré les prévisions de la fourchette prévue à huile (-2430 à -2450 m), des fluides du réservoir ont été mis en évidence comme suit :

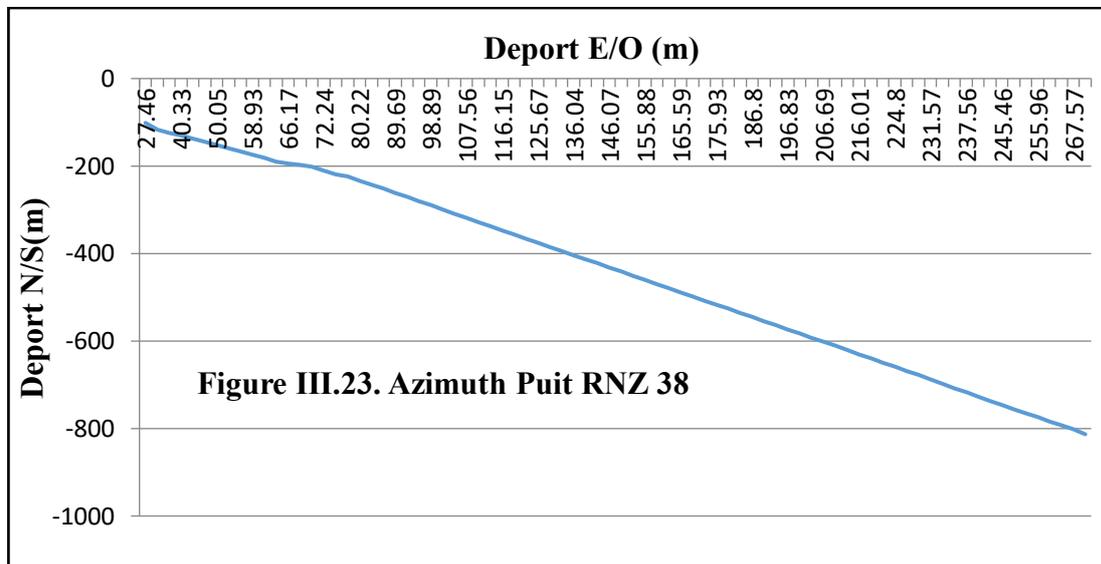
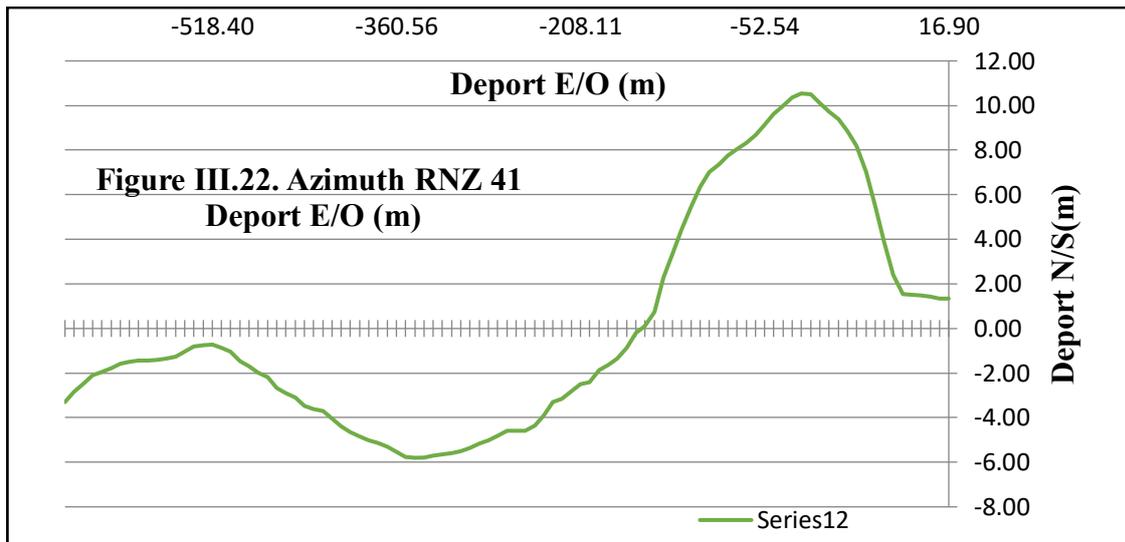
- Une zone à gaz inattendue dans un banc de grès de 2709 à 2713 m TVD (-2434 à -2439 m) où les logs montrent une présomption d'huile, mais l'échantillon ramené en surface, a révélé du gaz, plaçant un GDT à -2438 m
- Une zone à huile de 2715 m à 2727 m contenue dans 3 bancs de grès plaçant un OUT à -2440 m, un ODT à -2452 m, à noter qu'à cette dernière cote des traces d'eau ont été observées dans l'échantillon ramené en surface
- Une zone franche aquifère à partir de 2732 m (-2457 m)

A travers ces résultats, on s'aperçoit que la hauteur d'huile y est plus réduite (12 m) que prévue (20 m). Ceci traduit on-ne peut mieux la complexité des incertitudes créées par l'hétérogénéité du modèle géologique et le perpétuel mouvement des fluides.









Conclusion et Recommandations

L'avènement des techniques de forages déviés dans les puits a permis de forer à des profondeurs importantes avec l'obtention de résultats de production importantes.

Les puits horizontaux sont devenus donc une technique favorisée pour les sociétés pétrolières vu leurs avantages par rapport aux puits verticaux.

Notre travail a mis l'accent sur l'efficacité des puits horizontaux afin d'exploiter une grande surface du champ pétrolier.

Notre mémoire a pris comme exemple d'étude du champ de Rhourde Nouss. Les conclusions tirées par cette étude confirment que l'indice de productivité est fortement lié aux paramètres de sensibilités à savoir :

L'effet de l'épaisseur du réservoir, l'effet de la perméabilité horizontale, l'effet de l'anisotropie, ces trois paramètres jouent un rôle important pour l'augmentation de la productivité des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux.

Les résultats montrent qu'il n'est pas nécessaire de forer des drains très long. L'Indice de production horizontale augmente et l'Indice de production verticale reste stable

L'effet du skin est un obstacle qui diminue la productivité horizontale et verticale.

D'autres travaux de recherches peuvent être engagés pour mieux identifier l'influence des différents paramètres sur un grand nombre de puits dans le champ de RN et sur d'autres champ pétroliers.

Références Bibliographiques

- [1] Joshi J.# production practical hand book # edition techniq 1996.
- [2] Teknica petroleum services Ltd suite 2500.5300 8TH S.W T2358 (JULY 2001) Horizontal wells.
- [3] Documents SONATRACH DP RN.
- [4] K.E. Brown Analyse nodale ,2001.
- [5] Fawzi Guehria Advanced production data Analyse nodale.
- [6] Lamouri Mohammed Nadir Nami Nassim Application de l'analyse nodale pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de production avec et sans storm-choke sur le puits (HTG), mémoire master ,2016 faculté des hydrocarbures université ouargla .

Annexe A1

