

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel-Académique

Présenté Par :

ALOUACHE Houssam Eddine, ATTIA Rafiq, TRYA Hamza Sif Allah

-THÈME-

**L'IMPORTANCE DES DATA PLT DANS LA DETECTION DES PERCEES D'EAU
DES PUIITS PRODUCTEURS DANS LA REGION D'OHANET**

Soutenue le : 20 / 06 / 2021 devant la commission d'examen :

Président :	Mr. Hadjadj Sadok	MCB	Univ KMO
Examineur :	Mr. Khabez Mohamed Elghali	MCB	Univ KMO
Rapporteur :	Mme. Boufades Djamila	MAA	Univ KMO
Co-Encadreur :	Mr. Adjou Zakaria	Doctorant	Univ KMO

Année Universitaire 2020/2021



Remerciements

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

Nous exprimons toute notre gratitude à Mme Boufades Djamila et Mr Adjou Zakaria pour la confiance qui nous a témoigné en acceptant de suivre ce thème, leurs conseils, leurs sérieux et leurs disponibilités.

Nous remercions la commission d'examen Mr Hadjadj Sadok et Mr khabez Mohamed Elghali, d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

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



Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime. Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédire ce modeste travail à :

Les plus chères sur cette terre mon père et ma mère pour leur amour, dévouement, confiance, encouragement et soutien pendant toutes mes années d'études.

A mon chère frère Mohammed et mon adorable soeur Ranim et a toute la famille Alouache et Madjoudj.

A monsieur Adjou Zakaria pour leurs aides et encouragements.

A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production Professionnel et académique « 2016-2021 »

A tous mes amis chaque un a son nom.

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-Alouache Houssam Eddine-



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Tout d'abord je tiens à remercier ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la santé et la patience pour pouvoir réaliser ce mémoire

A mes parents pour leur amour inestimable leur sacrifices, leur confiance, leur soutien et toutes les valeurs qu'ils ont su m'inculquer.

A mon frère Adjou Zakaria a tous les moments passés avec toi, engage de ma profonde estime pour l'aide que tu m'as apporté. Tu m'as soutenu , réconforte et encourage , puissent nos liens fraternels se consolider et se pérenniser encore plus

A mes frères et mes sœurs et a toute la famille Attia et Rahali

A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production Professionnel « 2016-2021 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-Attia RafiQ-



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mon cher père pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A ma chère mère pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

A toute la famille Trya et mes proches

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments.

A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production académique « 2016-2021 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

-Trya Hamza Sif Allah-

Résumé

ملخص

تعتبر مياه المكنم البترولي مهمة في عملية انتاج النفط. يرافق غالبا انتاج النفط كميات كبيرة من المياه مما يسبب العديد من المشاكل المتعلقة بالأنظمة السطحية، أنظمة الرفع الاصطناعية، التآكل، اضافة الى النظام: المكنم- المائع عن طريق تشكل الرواسب. يعتبر تحذب المياه واحد من أخطر الظواهر في حقل أو هانت. ينتج تكوين تحذب الماء بشكل أساسي من تشوه سطح التلامس بين الماء والغاز. تلعب تسجيلات جس الابار البترولية دورا اساسيا في تحديد المجالات المنتجة للمياه والتخطيط لاسراتيجيات واضحة وفعالة لحل هذه المشكلة وكذلك اقتراح تقنيات جديدة تمكننا من استعادة الحالة الأولية للبئر.

الكلمات المفتاحية: تحذب المياه، تسجيلات جس الابار، معدل الإنتاجية، الترسبات، سطح تلامس الغاز والماء.

Abstract

Reservoir water is essential to the production of effluent. Often, the excessive production of water causes significant problems on surface installations, artificial lifting systems, corrosion, or even the system: reservoir-fluid by formation of deposits. Water coning is one of the most serious phenomena on the Ohanet field. The formation of cones is mainly the result of Water-Gas Contact Surface (WGC) Deformation. The data's PLT recording carried out on the producer wells play a major role in the detection of the intervals producing water and the implementation of accessible and obvious strategies to solve this problem and the assumption of new techniques allow the restoration of the original statue of the wells.

Keywords : water coning , PLT, production rate, corrosion, WGC.

Résumé

L'eau de réservoir est essentielle à la production des effluents. Souvent, la production excessive d'eau entraîne des problèmes importants sur les installations de surface, système de levage artificiel, la corrosion, voir même le système : réservoir-fluide par formation des dépôts. Le water coning est l'une des phénomènes les plus sérieux sur le champ d'Ohanet. La formation de cônes est principalement le résultat de la déformation de surface de contact Eau-Gaz (WGC). Les enregistrements des PLT réalisés sur les puits producteurs jouent un rôle majoritaire dans la détection des intervalles producteur d'eau et la mise en place des stratégies accessible et évidente pour résoudre ce problème et la supposition de nouvelles techniques permettant la restauration de l'état initial des puits.

Mots Clés : water coning, PLT, taux de productivité, corrosion, WGC.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	V
Tableau des Matières	VI
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XI
Liste des abréviations	XII
Introduction	01

Chapitre I : Généralités sur les PLT

I.1. Diagraphie de production (PLT)	03
I.2. Définition	03
I.3. Usages de PLT	03
I.3.1. L'évaluation du réservoir	04
I.3.2. L'évaluation d'un traitement du puits	04
I.3.3. Diagnostic des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits	04
I.3.4. L'évaluation de la performance de la complétion	04
I.4. Autres usages	05
I.5. Les équipements de l'opération PLT	05
I.5.1. L'unité du laboratoire	05
I.5.2. Les équipements de contrôle de pression	06
I.5.3. Les outils combinés du PLT (La garniture du PLT) CCL PGR	07
I.6. Les mesures des PLT	08
I.6.1. Les enregistrements du PLT	08
I.6.2. Les applications spécifiques des mesures	08
I.7. Déroulement et méthode d'interprétation d'un PLT	15
I.7.1. Montage et décente PLT	15
I.7.2. Acquisition en puits fermé en surface	15
I.7.3. Les passages	15
I.7.4. L'enregistrement	15

I.7.5. Acquisition en puits ouvert vers séparateur	15
I.8. L'optimisation de l'opération PLT	16
I.8.1. Conditions pour assurer un bon PLT	16
I.8.2. Causes amenant à un mauvais PLT	16

Chapitre II : Les phénomènes de coning

II.1. Les types de production d'eau	17
II.2. Mécanismes de la production d'eau	17
II.3. Facteurs déplaçant l'eau vers le puits	18
II.4. Causes de la production d'eau	18
II.5. Généralités sur le phénomène de coning	23
II.5.1. Définition du coning	23
II.5.2. Paramètres augmentant les venues d'eau (coning) au fond des puits de gaz	26

Chapitre III : Analyse de percée d'eau dans le champ d'Ohanet

III.1. La direction régional d'Ohanet	38
III.1.1. Situation géographiques	38
III.1.2. Création de la région	38
III.1.3. Forage & Complétion des puits	39
III.1.4. L'installation de surface de l'ouvrage d'Ohanet comprend	39
III.2. Caractéristiques techniques des champs de gaz	40
III.3. Historique de production	40
III.3.1. Les principaux problèmes rencontrés précédemment	41
III.4. Evolution de la production du gaz sec ; GPL, condensât et d'eau	41
III.4.1. Evolution de la production du gisement Ohanet Dévonien	42
III.5. Analyse de percée d'eau dans le champ dévonien d'Ohanet	42
III.5.1. Critères de choix de puits candidats	42
III.5.2. Le puits OT-142	42
III.5.3. Etude de cas (PUITS OT-142)	42
III.5.4. Analyse de l'efficacité des Plugs	43
III.5.5. Les intervalles perforés et isolés des puits OT	44
III.5.6. Résumé	44

III.6. Diagnostic des phénomènes en place	45
III.6.1. Analyses	45
III.7. Analyse des Log CBL – VDL de puits OT-142	47
III.7.1. Détection des zones à risques et leurs épaisseurs	47
III.8. Résumé	49
Conclusion	50
Recommandations	51
Bibliographies	52
Annexes	54

Liste des figures

Figure (I.1) : Les raisons d'utilisation du PLT.	3
Figure (I.2) : Le camion laboratoire.	5
Figure (I.3) : Equipements de contrôle des hautes pressions.	6
Figure (I.4) : Production Logging toolstring.	7
Figure (I.5) : Production logging tools components.	7
Figure (I.6) : Fullbore spinner, Continuous, or tubing, spinner.	9
Figure (I.7) : Thermomètre (PBMS).	9
Figure (I.8) : Signature CQG Crystal Quartz Gauge.	10
Figure (I.9) : Le Gradiomanomètre de pression différentielle.	11
Figure (I.10) : Casing Collar Locator (CCL-A).	12
Figure (I.11) : Capacitance Water Hold-up.	12
Figure (I.12) : Caliper (PMIT).	13
Figure (I.13) : Gas holdup optical sensor tool (GHOST).	13
Figure (I.14) : Réponse de la sonde GHOST en fonction de l'indice de réfraction.	14
Figure (I.15) : Trajet optique du faisceau lumineux du GHOST.	14
Figure (II.1) : Exemple de problème mécanique.	19
Figure (II.2) : Mauvaise cimentation derrière le tubage avec un canal reliant la source d'eau au puits.	20
Figure (II.3) : Fissures/fractures d'une couche d'eau.	20
Figure (II.4) : Un puit relié à un aquifère par une fracture.	21
Figure (II.5) : Exemple d'un puits d'injection d'eau relié à un puits producteur par une fracture/couche de haute perméabilité.	22
Figure (II.6) : Coning d'eau.	22
Figure (II.7) : État statique du réservoir.	24
Figure (II.8) : Coning de gaz et d'eau.	24
Figure (II.9) : Effet du channeling.	27
Figure (II.10) : Effet de la densité des perforations.	28
Figure (II.11) : Coning de gaz.	29
Figure (II.12) : Coning d'eau.	29
Figure (II.13) : Coning de gaz et d'eau.	30

Figure (II.14) : Efficacité du balayage pour les puits horizontaux et verticaux.	33
Figure (II.15) : Complétion double avec packer.	36
Figure (II.16) : Schéma d'une complétion DWS.	37
Figure (II.17) : Schéma d'une complétion avec bouchon.	37
Figure (III.1) : Situation géographique de la région d'Ohanet.	38
Figure (III.2) : Evolution de la production de gaz du champ Ohanet Dévonien 1961- 2018 (annuellement).	41
Figure (III.3) : Evolution de la production du puits OT-142.	43
Figure (III.4) : Log PLT du puits OT-142.	48

Liste des tableaux

Tableau (III.1) : Tableau montrant les caractéristiques des champs de la direction régionale d'Ohanet.	40
Tableau (III.2) : Zone, top et fond des intervalle perforé et isolé de puits OT-142.	44
Tableau (III.3) : Résultats des well test de la dernière et l'avant dernière campagne.	45
Tableau (III.4) : Données des différents paramètres reliant aux fluides de formation.	47
Tableau (III.5) : Données des différents paramètres reliant à la complétion de puits.	47
Tableau (III.6) : Comparaison des débits critiques et les débits actuels de production.	47
Tableau (III.7) : top et fond des zones à risques et leurs épaisseurs.	49

Liste des abréviations et symboles

PLT: Production logging tools.
P.V.T: Pressure Volume Temperature.
SAS: Safety and Automation System.
BOP: Blowout preventer.
CCL: Casing Collar Locator.
PGR: Production Gamma Ray.
CFS: Continuous Flow metre sensor.
FBS: Full bore sensor.
FDD: Differential Pressure Fluid Density Tool.
RPS: Rotation par seconde.
PBMS: Platform basic measurement sonde.
CQG : Crystal Quartz Gauge.
 P_a, P_b : Des ports des pressions externes.
GR: Gamma ray.
PMIT: Platform multifinger imaging tool.
GHOST: Gas holdup optical sensor tool.
LED: Light-emitting diode.
TLI: Top of Logging Interval.
BLI: Bottom of logging interval.
DST: Drill-stem test.
WOR: Water-Oil Ratio.
HC: Hydrocarbures.
K: Perméabilité.
GOR: Gas-Oil Ratio.
GWC: Gas-Water Contact.
WGR : Water-Gas Ratio.
 Q_{oc} : Débite critique d'huile, STB/day.
 ρ_o, ρ_g : Densité de gaz et d'huile, respectivement, lb/ft³.
 k_o : Perméabilité effective d'huile, md.
 r_e, r_w : Rayon de drainage et de puits, ft.
h: L'épaisseur de la colonne d'huile, ft.

D_t : Distance entre le contact gaz-pétrole et le sommet des perforations, ft.
 ρ_w : Densité d'eau, lb/ft³.
 h_p : L'intervalle perforé du puits, ft.
 B_o : Facteur volumétrique d'huile.
 μ_o : Viscosité d'huile.
 D_t : la distance entre le GOC et le puits horizontal.
 D_b : La distance entre le WOC et le puits horizontal.
 Q_{oc} : Débite critique d'huile, STB/day.
 ρ : Densité, lb/ft³.
 k_h : La perméabilité horizontale, md.
 h : L'épaisseur de la colonne d'huile, ft.
 y_e : Demi-distance entre deux lignes de puits horizontaux (demi-longueur de drainage perpendiculaire au puits horizontal).
 L : La longueur du puits horizontal.
 q_c^* : Fonction sans dimension.
 ρ : Densité, lb/ft³.
 k_h : La perméabilité horizontale, md.
 Q_o : Débite d'huile, STB/day.
 h_p : L'intervalle perforé du puits, ft.
 h : L'épaisseur de la colonne d'huile, ft.
 t_{BT} : Temps de percée, jours.
 ϕ : La porosité, fraction.
 M : La mobilité eau-huile.
 $(k_{ro})_{swc}$: Perméabilité relative de l'huile à la saturation de l'eau connate, md.
 $(k_{rw})_{sor}$: Perméabilité relative de l'eau à la saturation en huile résiduelle, md.
 L : La longueur du puits, ft.
 D_b : La distance entre le WOC et le puits horizontal.
 H : L'épaisseur de formation, ft.
 k_v : La perméabilité verticale, md.
 t_{BT} : Temps de percée, jours.
 ϕ : La porosité, fraction.
 S_{wc} : Saturation de l'eau de connat, fraction.

S_{or} : Saturation en huile résiduelle, fraction.
 Q_o : Débite d'huile, STB/day.
 B_o : Facteur volumétrique d'huile.
 E_g : Efficacité de balayage, sans dimension.
 q_{gc} : Représente le débit critique (Mscf/d).
 T_R : C'est la température du réservoir ($^{\circ}R$).
 p_e : Pression de gisement (psi).
 p_w : Pression de fond pour laquelle on aura le débit critique q_{gc} (psi).
 h : Épaisseur de la zone à gaz (feet).
 b : Hauteur des perforations (feet).
 k_g : La perméabilité relative de gaz (md).
 μ_g : Viscosité dynamique de gaz (cpo).
 z : Facteur de compressibilité.
 L_D : Dimensionless well length.
 Z_{WD} : Dimensionless vertical distance.
 DGWS: Downhole Gas Water Separation.
 DWS: Downhole Water Sink.
 CPF: Central of Processing Facility.
 GPL: Gaz de pétrole liquéfié.
 Sh: Sonatrach.
 VDL : Variable density log.
 UBI : Ultrasonic borehole imager.
 BHP : Broken Hill Proprietary.
 ΔP : La différence de pression.
 F6A, F6B : L'horizon producteur du champ.
 NPR : Non-profile retrievable.
 AGL: Auto Gas Lift injection.



Introduction Générale

Introduction

La production d'eau est l'un des principaux problèmes techniques, environnementaux et économiques associés à la production de gaz et d'huile. La production d'eau peut limiter la vie productive des puits de pétrole et de gaz et peut causer de graves problèmes, notamment la corrosion du matériels tubulaires, la migration des fines, alourdissement de la colonne hydrostatique et des problèmes de traitements et de séparation. L'impact environnemental de la manipulation, du traitement et de l'élimination de l'eau peut sérieusement affecter la rentabilité de la production de gaz et d'huile.

Problématique de la recherche

Le coning est un terme utilisé pour décrire le mécanisme sous-jacent au mouvement ascendant de l'eau et / ou le mouvement descendant du gaz dans les perforations d'un puits producteur. D'après les problèmes spécifiques du coning :

- Coût supplémentaire pour le traitement de gaz et d'eau.
- La production de gaz à partir du gaz cap d'origine ou secondaire réduit la pression
- Réduction de l'efficacité du mécanisme de déplétion.
- L'eau est souvent corrosive et son élimination coûte cher.
- Le puits touché peut être abandonné.
- Perte de la récupération totale du champ.

Les mécanismes de la production d'eau pour les puits pétrolière restent mal interprétés. Ce travail s'intègre dans la volonté de répondre à cette problématique :

Comment lutter contre les percées d'eau ou de gaz ? et quelle sera la solution optimale selon le cas rencontré ?

Objectifs de la recherche

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- L'étude des percées d'eau dans un puits producteur de gaz.
- Analyse des données des PLT et des jaugeages.

Méthodologie du travail

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante :

- Synthèse bibliographique sur les diagaphies de production (PLT)
- Définition et méthode de calcul des taux de coning d'eau
- Mise d'une étude de cas afin d'éclairer ce phénomène, et l'évaluation des stratégies pour lutter contre ce problème.

Organisation du mémoire

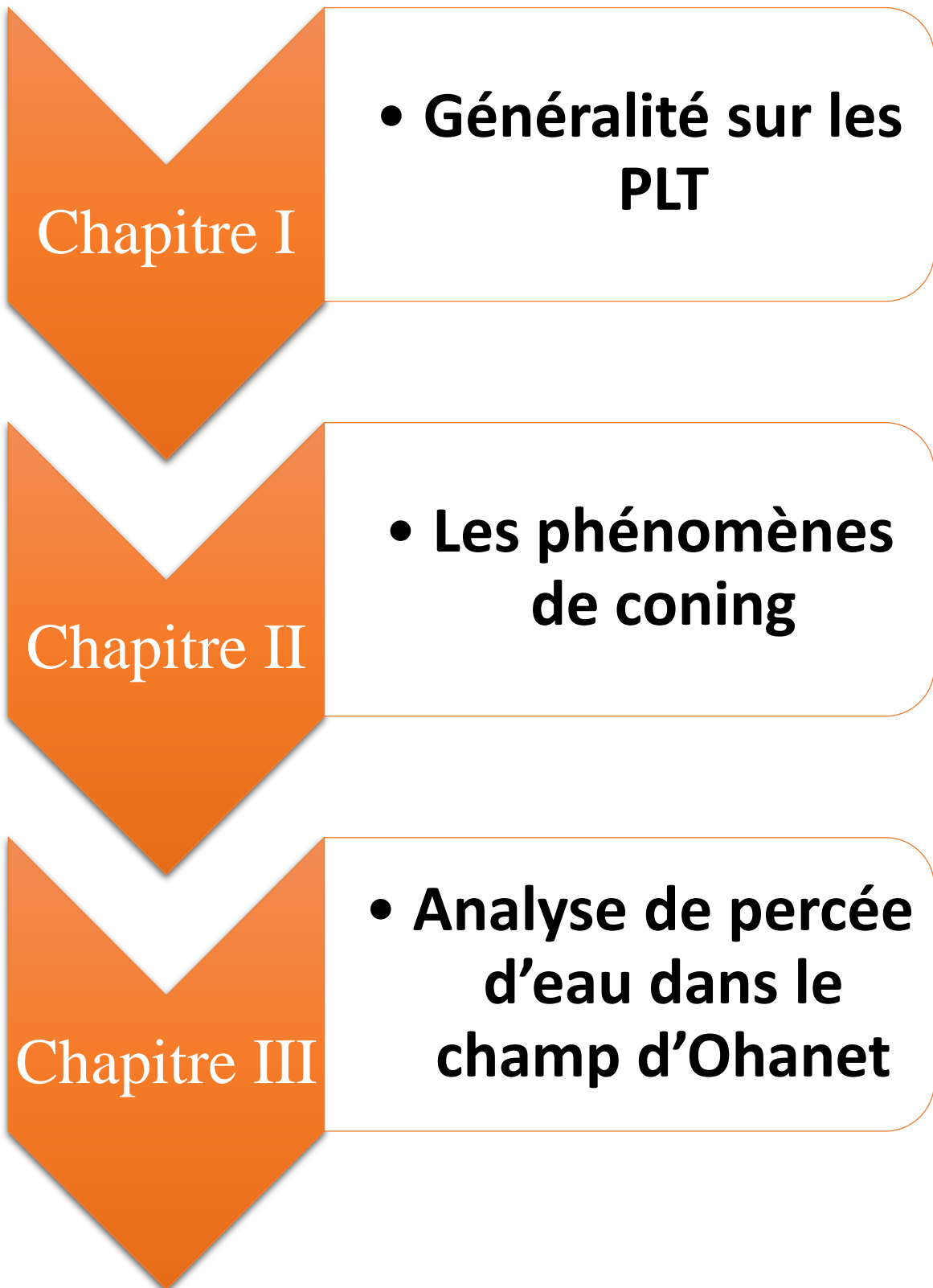


Figure : Organisation du mémoire.



Chapitre I
Généralités sur les PLT

I.1. Diagraphie de production (PLT)

L'évaluation et la caractérisation d'un réservoir consiste à mesurer plusieurs paramètres par différents enregistrements. Les diagraphies de production qui rassemblent les 4 mesures importantes pour l'analyse quantitative par lecture de débit et de densité et qualitative par la mesure de température et de pression afin de localiser les venues de fluide dans le puits. [1]

I.2. Définition

Le terme de PLT couvre les capteurs, les mesures et les techniques d'interprétation. Les opérateurs utilisent les diagraphies de production pour :

- 1- Evaluer le mouvement des fluides à l'intérieur et à l'extérieur du puits.
- 2- Quantifier les débits et déterminer les propriétés des fluides dans les conditions de fond.
- 3- Réaliser un diagnostic d'informations point par points des venues de fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz. [2]

I.3. Usages des PLT

Les PLT sont utilisés pour répartir la production zone par zone et aussi pour diagnostiquer les problèmes de production (Voir figure I.1) tels que les fuites ou les cross flow. [3]

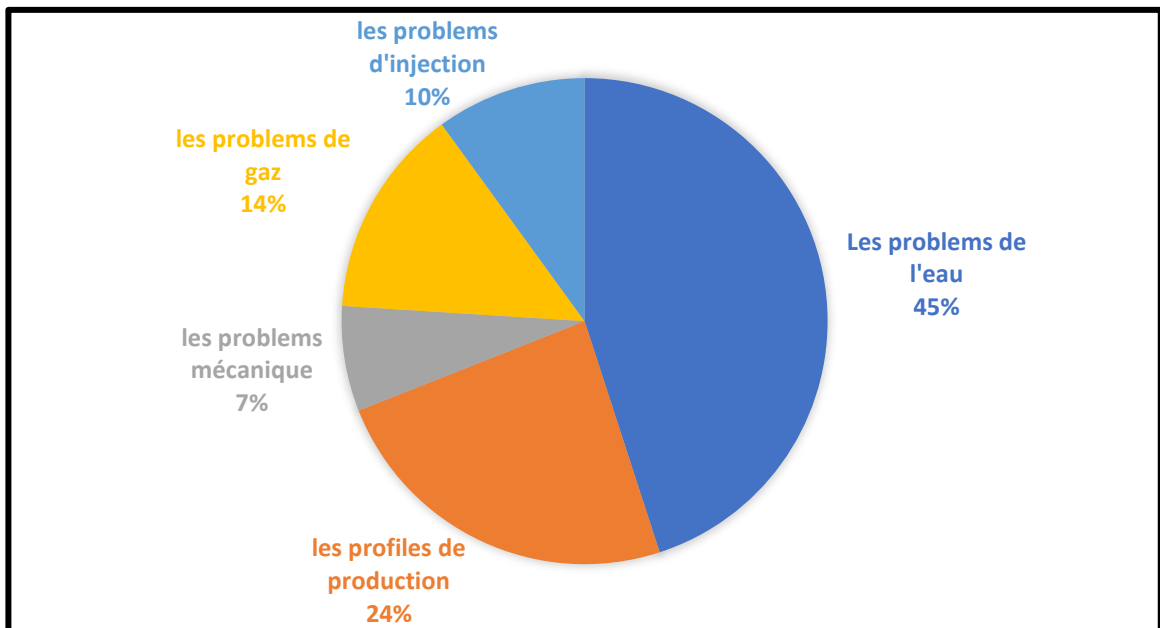


Figure (I.1) : Domaines d'utilisation des PLT. [4]

Parmi ces principaux usages, on peut citer :

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

I.3.1. L'évaluation du réservoir

Le PLT est utilisé pour évaluer le réservoir par :

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

I.3.2. L'évaluation d'un traitement du puits

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

I.3.3. Diagnostique des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits

Parmi ces défauts on cite :

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

I.3.4. L'évaluation de la performance de la complétion

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

Le diagnostic des problèmes du puits en détectant :

- Les venues d'eau.
- Les venues de gaz.
- Les fuites et les problèmes mécaniques.

- Les écoulements derrière le tubage.

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

I.4. Autres usages

- La connaissance du puits (le diamètre du puits, l'inclinaison de puits, cimentation des tubages et la liaison couche- trou).
- La comparaison entre plusieurs puits par les corrélations qui mettent en évidence les variations de profondeur, d'épaisseur et de faciès.
- Donne des informations concernant les projets d'accroissances de la récupération d'huile.
- Identification des limites du réservoir pour développer le gisement.
- Un guide pour le workover. [5]

I.5. Les équipements de l'opération PLT

I.5.1. L'unité du laboratoire

Dans le passé, le traitement des données s'effectuait uniquement dans les grands centres de calculs. Une décentralisation s'est opérée récemment, du point que les camions laboratoires possèdent un potentiel de calcul suffisant pour effectuer une assez grande variété de traitements informatiques (voir la figure I.2). Le camion laboratoire reçoit des enregistrements du l'outil PLT à l'aide d'un câble sous forme des signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui donne ses enregistrements à travers des logs de sortie instantanément, en fonction de la profondeur. [4]

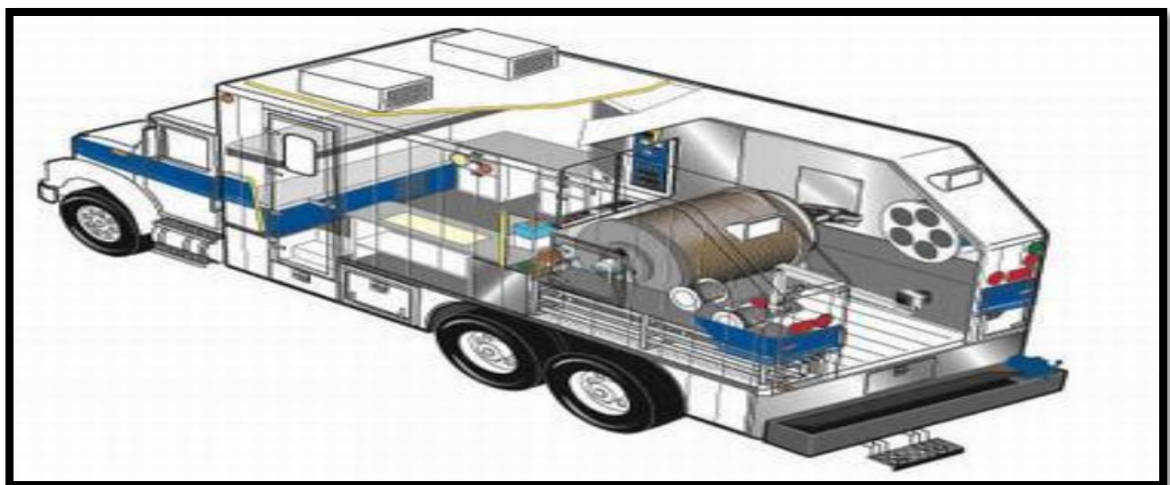


Figure (I.2) : Le camion laboratoire. [4]

I.5.2. Les équipements de contrôle de pression

Les opérations de PLT doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils. Un schéma de l'équipement de contrôle des hautes pressions est donné dans la figure I.3. Il comporte de bas en haut :

- Une vanne de sécurité.
- Une trappe, pour retenir l'outil au cas où celui-ci buterait dans le presse-étoupe et retomberait à la suite de la rupture du câble.
- Un SAS qui peut atteindre 10 m de longueur pour loger les outils.
- Un BOP, c'est un obturateur de sécurité placé entre la vanne de curage et le SAS, il permet la fermeture rapide sur le câble en cas de fuite.
- Une vanne de sécurité à bille.
- Un système d'étanchéité à graisse.
- Un presse-étoupe hydraulique. [6]

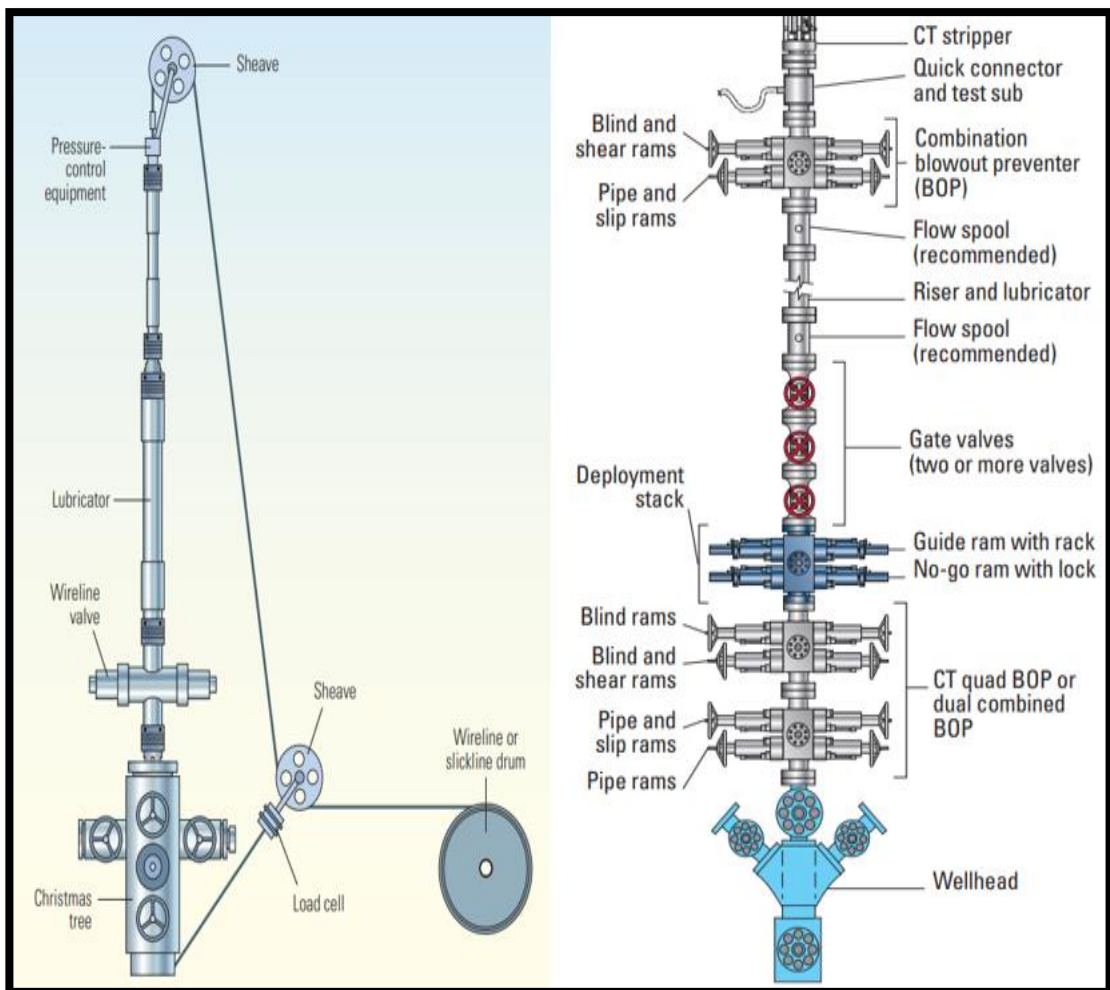


Figure (I.3) : Equipements de contrôle des hautes pressions. [6]

I.5.3. Les outils combinés du PLT (La garniture du PLT) CCL PGR

Différents types de PLT sont utilisés dans les puits de production et d'injection. Ces outils (voir la figure I.4) sont utilisés dans les puits verticaux, déviés et horizontaux. La vitesse d'écoulement, le gaz holdup, la vitesse du fluide et d'autres paramètres auxiliaires sont mesurés par les outils de PL.[7]. La chaîne d'outils de PLT (figure I.5) est constituée de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des enregistrements :

- Débitmètre continu (Continuos Flow mètre CFS).
- Débitmètre plein trou (Full bore FBS).
- Débitmètre à packer.
- Casing Collar Locator (CCL).
- Production Gamma Ray (PGR).
- Differential Pressure Fluid Density Tool (FDD).
- Diamètreur à trois ou quatre bras.
- Diamètreur à palpeur multiples. [8]

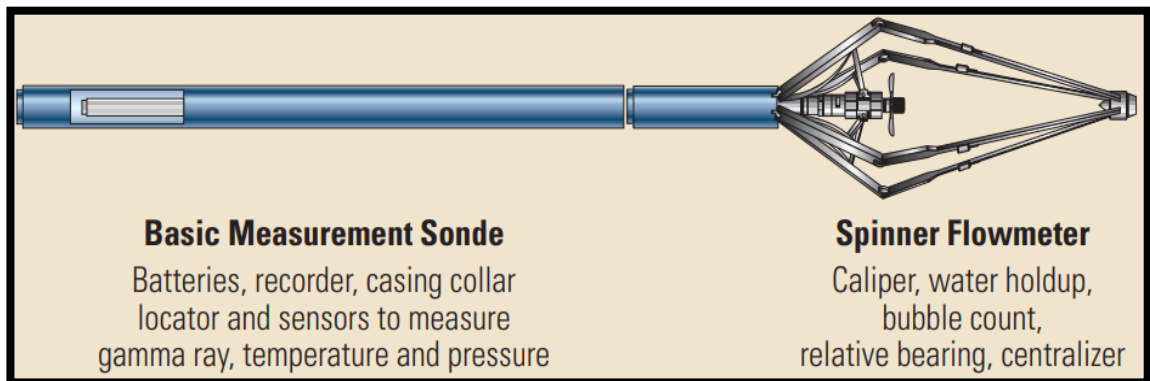


Figure (I.4) : Production Logging toolstring. [2]

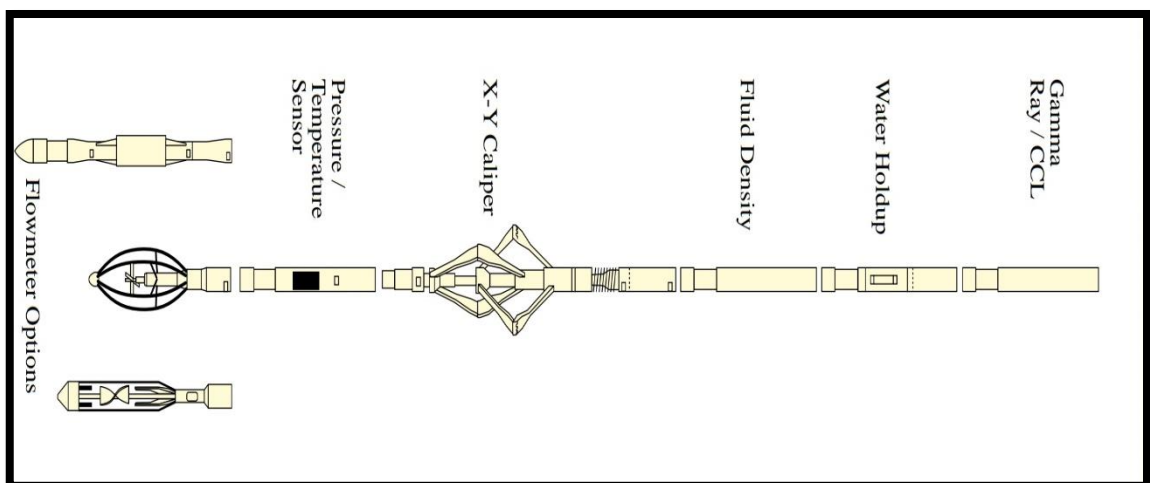


Figure (I.5) : Production logging tools components. [9]

I.6. Les mesures des PLT**I.6.1. Les enregistrements du PLT**

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

- Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice.
- Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle et l'atténuation du Gamma Ray.
- Les mesures de la température dans le puits à l'aide de la variation des résistances.
- Les mesures de la pression dans le puits à l'aide des gages à contraintes et les gages cristallines. [5]

I.6.2. Les applications spécifiques des mesures

Chaque capteur à plusieurs usages spécifiques, la plupart sont utilisés en combinaison, afin de donner des enregistrements complets concernant le puits ou le réservoir. [5]

I.6.2.1. Mesure de débit (Spinner)

Le débitmètre comporte une hélice très sensible, qui est en contact avec le fluide (voir la figure I.6). La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface (la transmission est assurée par un câble électrique) et le transforme en rotation par seconde « RPS ». La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide. Le spinner est caractérisé par une vitesse critique appelée Seuil au-dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner, le débitmètre peut donner les informations suivantes :

- La détection des zones de production.
- Détermination et évaluation du programme de stimulation.
- Etablir un bilan de débit pour la récupération secondaire. [5]

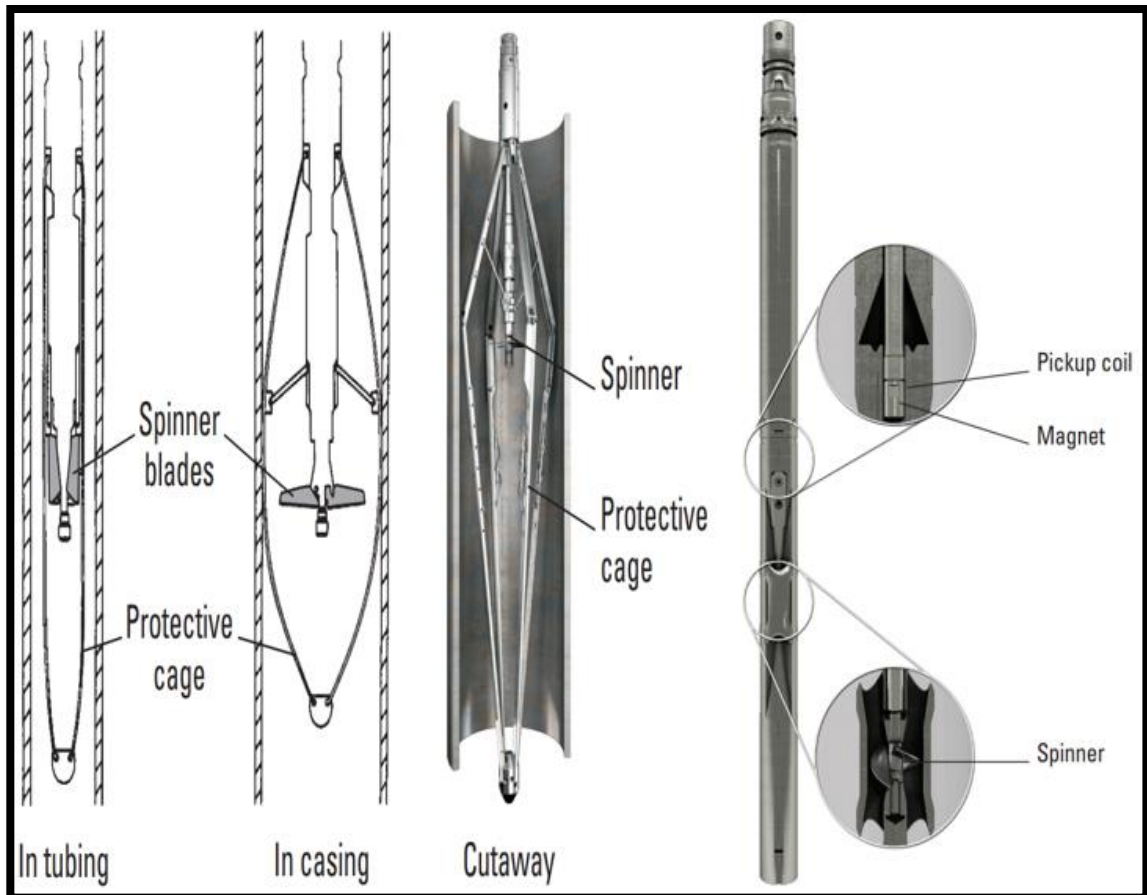


Figure (I.6) : Fullbore spinner, Continuous, or tubing, spinner. [10]

I.6.2.2. Mesure de la température

Utilise un thermomètre (voir la figure I.7) combiné avec un outil PLT qui mesure la température à chaque instant en remonté ou en descente, ces résultats sont utilisés pour :

- La localisation des zones de production ou d’injection.
- Le suivi de la performance des fracturations.
- Localiser les venues de gaz.
- Les mouvements des fluides derrière le tubage. [5]

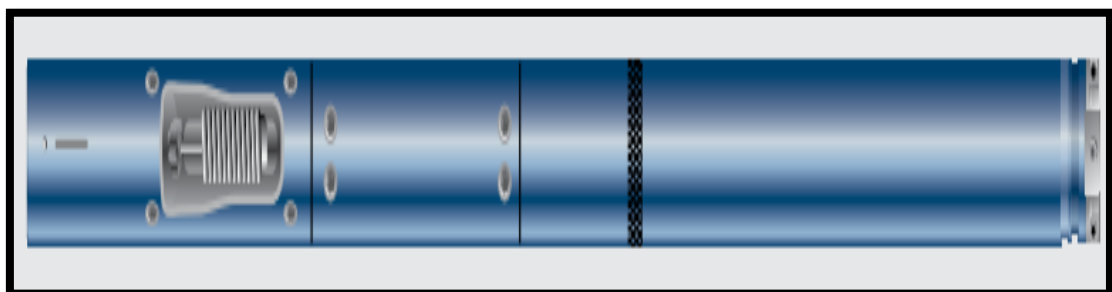


Figure (I.7) : Thermomètre (PBMS). [11]

I.6.2.3. La mesure de pression

C'est la mesure de la pression le long du tubage utilisant un manomètre (voir la figure I.8). Ce gradient comprend un terme hydrostatique et dynamique dû à l'écoulement du fluide, il nous donne une idée sur ce qui concerne :

- Interprétation des well-test.
- L'extension du réservoir et ses limites.
- La conversion des fluides.
- La détection de très faibles variations de pression.
- Les interférences entre puits.
- La recherche des fuites dans les tubings et tubages. [5]

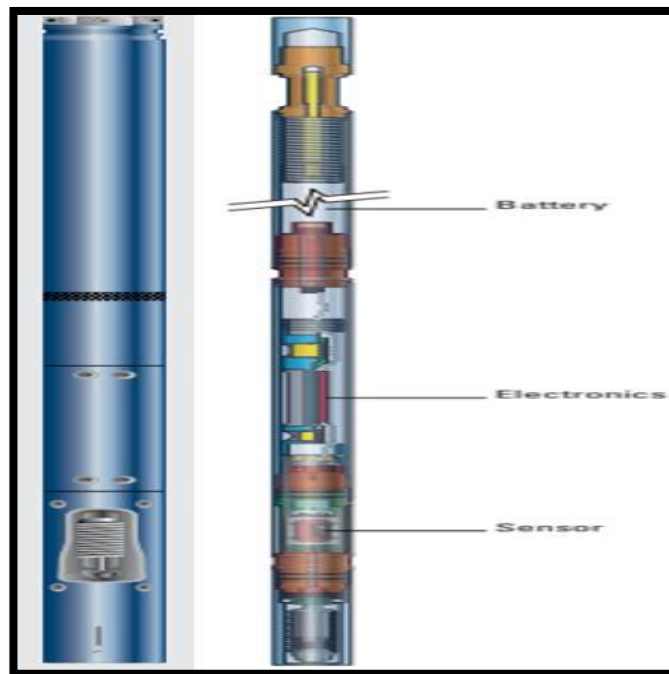


Figure (I.8) : Signature CQG Crystal Quartz Gauge. [11]

I.6.2.4. La Mesure de densité (Gradiomanomètre)

Le Gradiomanomètre de pression différentielle utilise un capteur de pression différentielle sensible et relativement fragile pour mesurer une différence de pression ($P_2 - P_1$) sur un diaphragme contenant un indicateur de contrainte (voir la figure I.9). Le capteur de pression différentielle est connecté aux fluides du puits (et au gradient de pression hydrostatique) par deux tubes remplis d'huile de silicone. Pour simplifier un peu les mathématiques, un port de pression externe (P_b) est à la même profondeur que le manomètre différentiel et le deuxième port de pression externe (P_a) se trouve à une distance h mètres plus haut dans le train d'outils :

$$p_b - p_a = \rho_m g h \quad \text{(I.1)}$$

$$p_2 = p_b \quad \text{(I.2)}$$

$$p_b - p_a = \rho_m g h \quad \text{(I.3)}$$

Donc,

$$\rho_m = \frac{p_2 - p_1}{gh} + \rho_{so} \quad \text{(I.4)}$$

Et dans un puits dévié (voir la figure I.9)

$$\rho_m = \frac{p_2 - p_1}{gh \cos \delta} + \rho_{so} \quad \text{(I.5)}$$

Avec

p : Pression, Pa ;

ρ_{so} : densité de l'huile de silicone à la pression et à la température du fond du puits kg/m^3 ;

g : constante gravitationnelle, $9,81 \text{ ms}^{-2}$;

h : séparation des deux ports de pression, $0,538 \text{ m}$;

ρ_m : densité inconnue du mélange de fluides de puits. [10]

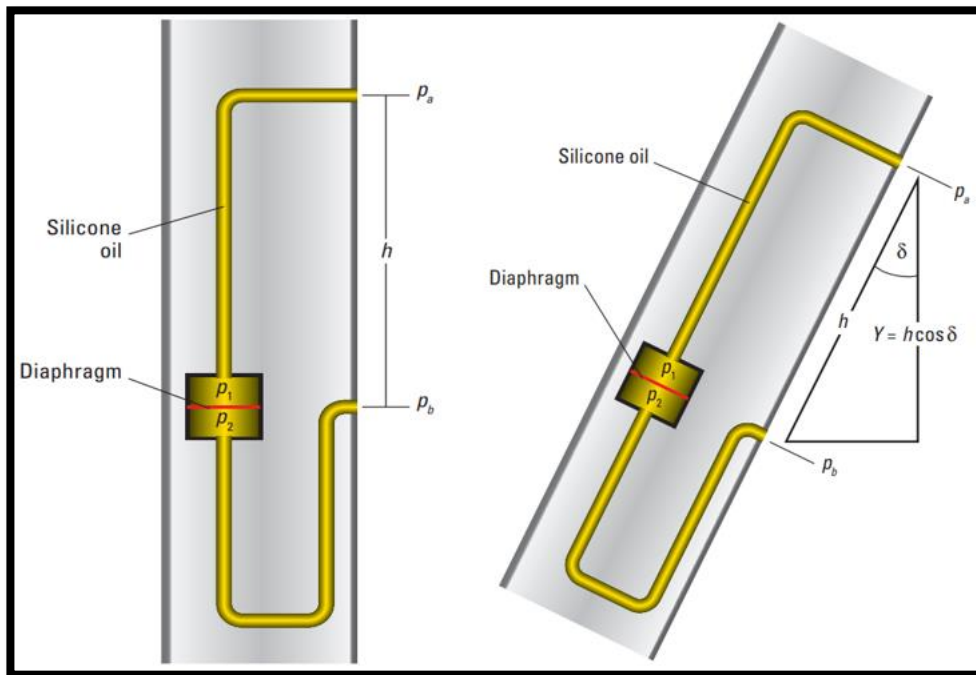


Figure (I.9) : Le Gradiomanomètre de pression différentielle. [10]

I.6.2.5. Corrélation de profondeur (GR, CCL)

Le gamma ray est toujours présent en combinaison avec un outil CCL (voir la figure I.10) dans le train de la sonde PLT et ceci pour :

- Localiser les cotes des niveaux productifs.
- Positionner les joints de tubing.

- Réglage de profondeur dans le tubage ou tubing.
- Indique les lieux endommagés dans le tubage ou le tubing.
- Confirmation de la profondeur de perforation ou des intervalles. [5]

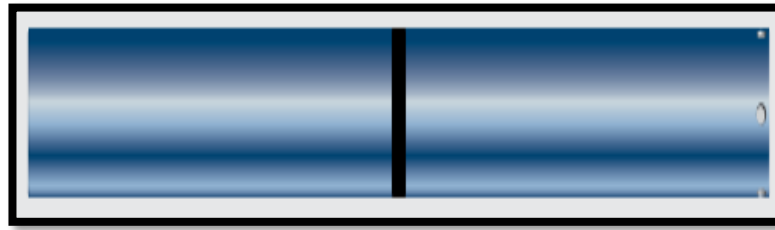


Figure (I.10) : Casing Collar Locator (CCL-A). [11]

I.6.2.6. Capacitance Water Hold-up

Ce groupe d'outils (voir la figure I.11) utilisent la conductivité électrique de l'eau pour distinguer la présence d'eau et d'hydrocarbures. Dans une phase aqueuse continue, le courant est émis par la pointe de la sonde et retourne au corps de l'outil. Il suffit qu'une gouttelette d'huile ou de gaz se pose sur la pointe de la sonde pour que le circuit soit coupé et que le courant soit enregistré. Dans une phase continue d'huile, une gouttelette d'eau qui touche la pointe de la sonde ne fournit pas de circuit électrique. Au lieu de cela, la gouttelette d'eau doit connecter la sonde électrique au fil de terre. Cela nécessite une gouttelette plus grande que celle nécessaire à la détection de gaz ou d'huile dans une phase continue d'eau. [10]

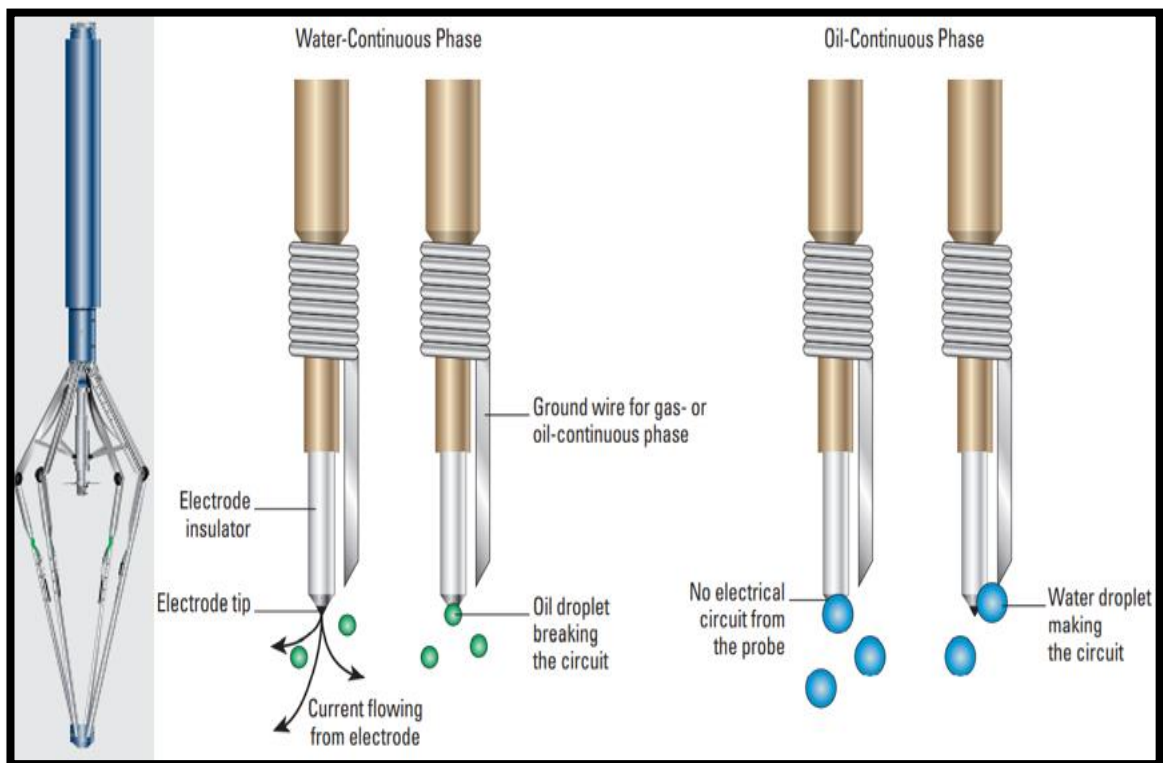


Figure (I.11) : Capacitance Water Hold-up. [10]

I.6.2.7. La Mesure de diamètre (caliper)

Il est utilisé pour déterminer la section du puits dans l'intervalle de production pour aider l'interprétation des débitmètres. Il est équipé trois ou quatre bras qui effectuent une lecture moyenne ou bien deux lectures de diamètre prise à 90° (voir la figure I.12). [5]

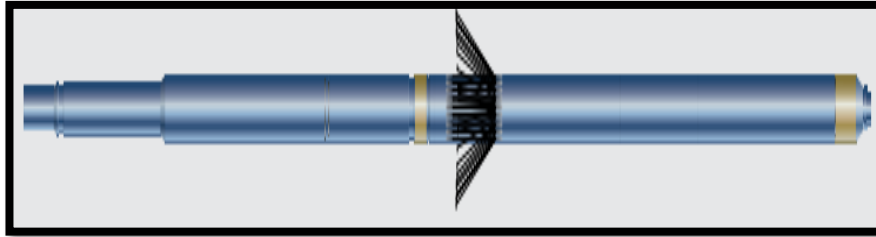


Figure (I.12) : Caliper (PMIT). [11]

I.6.2.8. L'outil Gaz Hold-up (GHOST)

Cet outil (voir la figure I.13) détecte la différence dans la réflectance optique par conséquence on peut mesurer le Hold-up. En fait, GHOST utilise les indices de réfraction du gaz, du pétrole et de l'eau pour distinguer la présence de gaz et de liquide (voir la figure I.14). En l'absence de gaz, cet outil peut être utilisé pour déterminer le Water Hold up.

La fonction de cet outil est que la lumière créée par la LED passe par le coupleur en Y et atteint finalement la sonde optique faite de cristal de saphir synthétique (voir la figure I.15). Grâce à la réflexion intérieure totale, le faisceau lumineux est focalisé sur l'extrémité de la sonde. Si l'indice de réflexion du fluide du puits est suffisamment élevé, la lumière s'échappe de la sonde. La lumière piégée est renvoyée à la photodiode par le coupleur Y et est convertie en tension. [10]

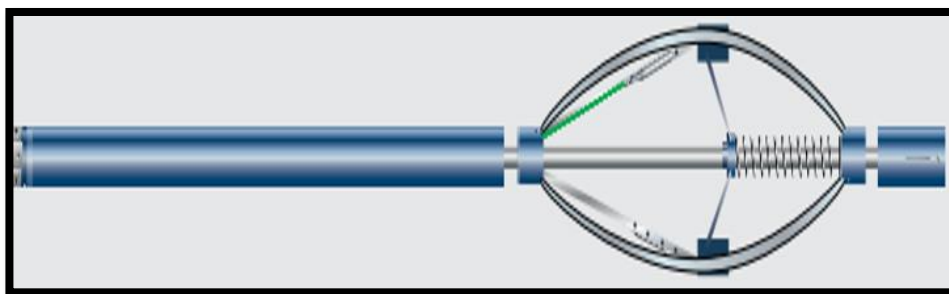


Figure (I.13) : Gas holdup optical sensor tool (GHOST). [10]

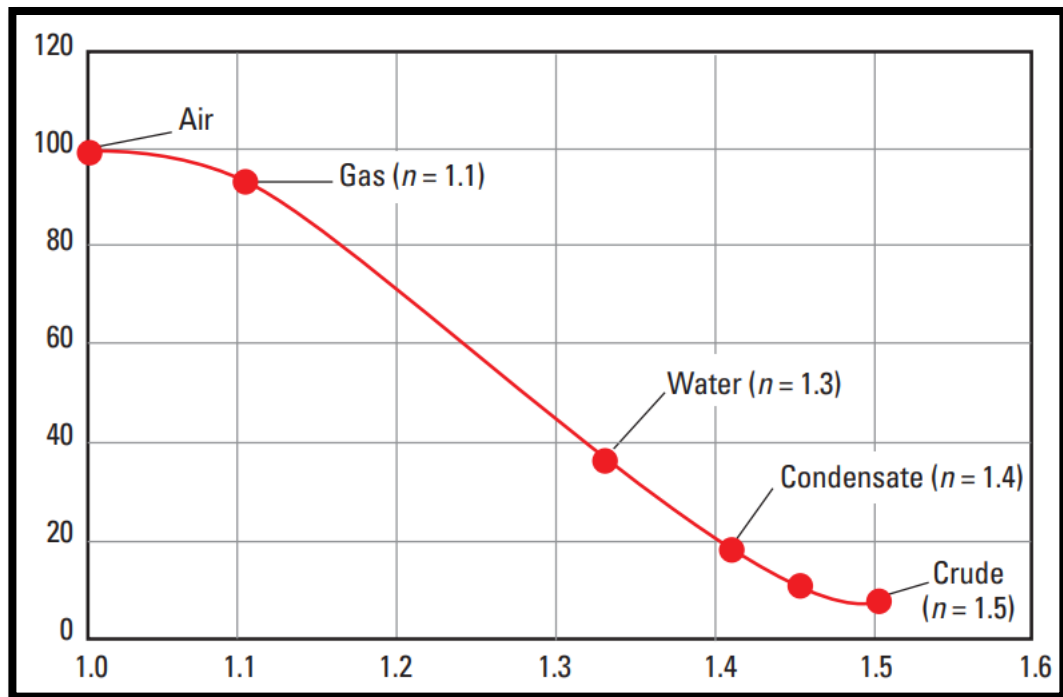


Figure (I.14) : Réponse de la sonde GHOST en fonction de l'indice de réfraction. [10]

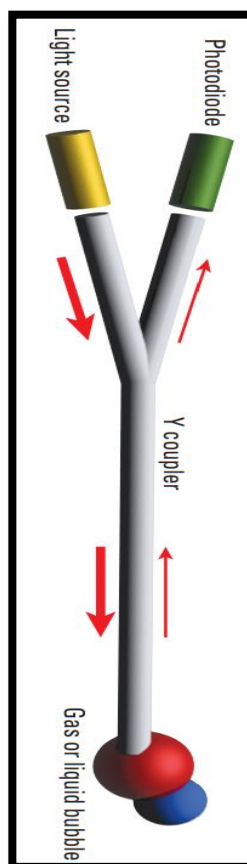


Figure (I.15) : Trajet optique du faisceau lumineux du GHOST. [10]

I.7. Déroulement et méthode d'interprétation d'un PLT**I.7.1. Montage et décente PLT****I.7.2. Acquisition en puits fermé en surface**

Faire un balayage de tout le réservoir avec une vitesse constante $v = 10\text{m/mn}$ pour les quatre passages au cours de la remonté et la descente Le but de cet enregistrement pour déterminer les niveaux de fluide, détecter le Cross-flow, et calibration de spinner.

I.7.3. Les passages

Lorsque le puits est stable, effectuer des passages d'enregistrement :

- Log Down at 10m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 10m/min from BLI to TLI.
- Log Down at 20m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 20m/min from BLI to TLI.
- Log Down at 30m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 30m/min from BLI to TLI.
- Log Down at 40m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 40m/min from BLI to TLI.

I.7.4. L'enregistrement

Effectuez d'enregistrement des déférentes stations :

- 10 min d'enregistrement au-dessus de la perforation la plus haute.
- 10min d'enregistrement entre chaque zone de perforation.
- 10 min d'enregistrement sous la perforation la plus basse.

I.7.5. Acquisition en puits ouvert vers séparateur

Le but pour déterminer les intervalles d'intérêt, profile de production, et les zones de production ou d'absorption.

- a. Placez l'outil PLT 50 m sous les outils DST avant d'ouvrir le puits (l'outil PLT peut être levé et bloqué dans le train DST).
- b. Ouvrir le puits sur choc manifold vers la Torche.
- c. Faire une station pour voir la stabilité de puits.
- d. Lorsque le puits est stable, faire le Passage sur séparateur et compter des débits (sur les duses fixes 24/64"-32/64"-40/64"), au même temps effectuer des passages d'enregistrement suivant pour chaque duse :
 - Log Down at 10m/min from TLI to BLI.
 - Log Up at 10m/min from BLI to TLI.

- Log Down at 20m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 20m/min from BLI to TLI.
- Log Down at 30m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 30m/min from BLI to TLI.
- Log Down at 40m/min from TLI to BLI.
- Log Up at 40m/min from BLI to TLI.

e. Effectuez d'enregistrement des différentes stations pour chaque duse :

- 10 min d'enregistrement au-dessus de la perforation le plus haut.
- 10 min d'enregistrement entre chaque zone de perforation.
- 10 min d'enregistrement sous la perforation le plus bas. [4]

I.8. L'optimisation de l'opération PLT

I.8.1. Conditions pour assurer un bon PLT

- Etablir un programme détaillé de l'opération (objectives, voisinage du puits).
- Une bonne stratégie de contrôle (les conditions de puits, le débit).
- La configuration des outils de la garniture de PLT (les détecteurs).
- Déterminer l'intervalle de la diagraphie avec exactitude (la section totale + Overlap).
- Réaliser les mesures en état stationnaire (en puits fermé et ouvert).
- Assurer la stabilité du puits (levé en ouverture, levé en fermeture).
- Choisir la vitesse de câble et le nombre de passes adéquats.
- Estimer la valeur du débit en surface avec exactitude.

I.8.2. Causes amenant à un mauvais PLT

- La durée de fermeture du puits n'est pas suffisante pour la stabilisation du puits.
- Le puits est en production, mais il n'est pas stabilisé.
- Le positionnement des perforations est fallu.
- Le levé d'intervalle est fallu.
- La sélection des détecteurs n'est pas convenable.
- Le spinner sélectionné n'est pas convenable.
- La garniture de PLT n'est pas centralisée.
- Le choix de la vitesse d'avancement de l'outil n'est pas adéquat.
- La présence de l'imperfection dans les outils de PLT. [12]



Chapitre II
Les phénomènes de
coning

II.1. Les types de production d'eau

L'eau est l'un des moteurs les plus importants de la production pétrolière car elle aide à gérer le réservoir, à mobiliser le pétrole et à le déplacer dans les roches homogènes. Cette eau est connue sous le nom de : production d'eau nécessaire ou bonne. C'est l'eau qui est généralement associée à la production de pétrole dans les derniers stades des opérations d'injection d'eau ou à partir d'aquifères actifs. C'est également l'eau produite à un faible rapport eau/pétrole (WOR) qui maintient la rentabilité d'un puits de production. Les tentatives de réduction de ce type de production d'eau conduisent directement à une réduction de la production de pétrole. Au contraire, la production d'eau indésirable est le type de production qui doit être éliminé et réduit afin d'augmenter la productivité et la rentabilité des puits de production. Ce type de production crée des problèmes autres que ceux mentionnés précédemment, tels que la réduction de la production et une mauvaise efficacité de balayage dans la roche réservoir. Si le puits de production se trouve connecté à une fracture ouverte ou à une couche de haute perméabilité, une production d'eau indésirable se produira. Il est essentiel de pouvoir différencier ces deux types de production d'eau afin de maintenir la productivité du puits. [13]

II.2. Mécanismes de la production d'eau

Plusieurs technologies sont développées pour contrôler l'eau indésirable, mais sa nature doit être connue afin de concevoir un traitement effectif. Une fois le mécanisme de production d'eau est compris, une stratégie peut être formulée pour la contrôler. L'écoulement de l'eau vers le fond du puits peut prendre deux types de parcours :

1. Dans le premier type, l'eau s'écoule généralement vers le puits par un chemin séparé de celui des HC. Ce type de d'eau entre directement en concurrence avec la production d'huile ou de gaz. Dans ce cas, la réduction de la production d'eau entraîne souvent une augmentation des taux de production d'huile et de gaz et une amélioration de l'efficacité de la récupération. Ce type d'eau devrait être le principal candidat aux traitements de contrôle de l'eau.
 2. Le deuxième type est celui de l'eau coproduite avec les HC souvent après une certaine période (ou à la fin de la déplétion) de la vie des puits. Réduire la production d'eau dans ce cas mène inévitablement à la réduction de celle des hydrocarbures.
- [14]

II.3. Facteurs déplaçant l'eau vers le puits

Pour que l'eau se déplace du réservoir vers le fond du puits, il faut la présence de trois facteurs :

1. Source d'eau : les sources de l'eau produite comprennent : l'eau interstitielle, l'aquifère et l'eau d'injection.
 - L'eau de formation dite interstitielle, peut être originaire de la zone de saturation du réservoir ou des zones sous-jacentes et sus-jacentes cet horizon.
 - Certains réservoirs avoisinent un aquifère qui peut jouer un rôle d'un water drive de fond ou latéral.
 - Dans l'objectif d'une récupération assistée et d'un maintien de pression, l'eau est souvent injectée, cette dernière est fréquemment la cause des venues d'eau dans les puits.
2. Gradient de pression : la production des fluides à partir du réservoir ne peut être réalisée qu'en créant une différence de pression au fond du puits pour créer un gradient avec la formation. La production à travers un puits totalement perforé et pénétrant la totalité de la couche crée un gradient de pression vertical dans la formation ; s'il est partiellement pénétré, un gradient vertical de pression se produit au voisinage du puits et horizontal dans la formation.
3. Perméabilité relative favorable : pour que l'eau s'écoule à travers une zone, sa saturation doit excéder la saturation irréductible. Quand la saturation d'eau augmente au-delà de cette dernière, la perméabilité relative de l'eau accroît et celle des HC diminue. L'huile, le gaz et l'eau s'écoulent principalement à travers le chemin le moins résistant qui a souvent une haute perméabilité dans le réservoir. Si la K du réservoir est uniforme (horizontalement et verticalement) et si le réservoir possède une géométrie uniforme, l'écoulement se produira à travers une ligne simple vers le fond. A cause donc des variations de la perméabilité, l'écoulement des fluides devient assez complexe et non nécessairement à travers le chemin le plus court vers le puits. [13]

II.4. Causes de la production d'eau

Les causes de la production d'eau peuvent être divisées en plusieurs catégories, notamment les problèmes mécaniques, les problèmes liés à la complétion et les problèmes liés au réservoir.

1. Les problèmes mécaniques

Une mauvaise intégrité mécanique du tubage, comme les trous dus à la corrosion, l'usure et les fissures dues à des défauts, une pression élevée ou la déformation de la formation, contribue aux fuites de tubage. Les fuites de tubage se produisent souvent lorsqu'il n'y a pas de ciment derrière le tubage (voir la figure II.1). Les fuites de tubage entraînent une entrée d'eau indésirable et une augmentation inattendue de la production d'eau. En outre, l'entrée d'eau dans le puits peut endommager la formation productrice en raison de l'invasion du fluide. [14]

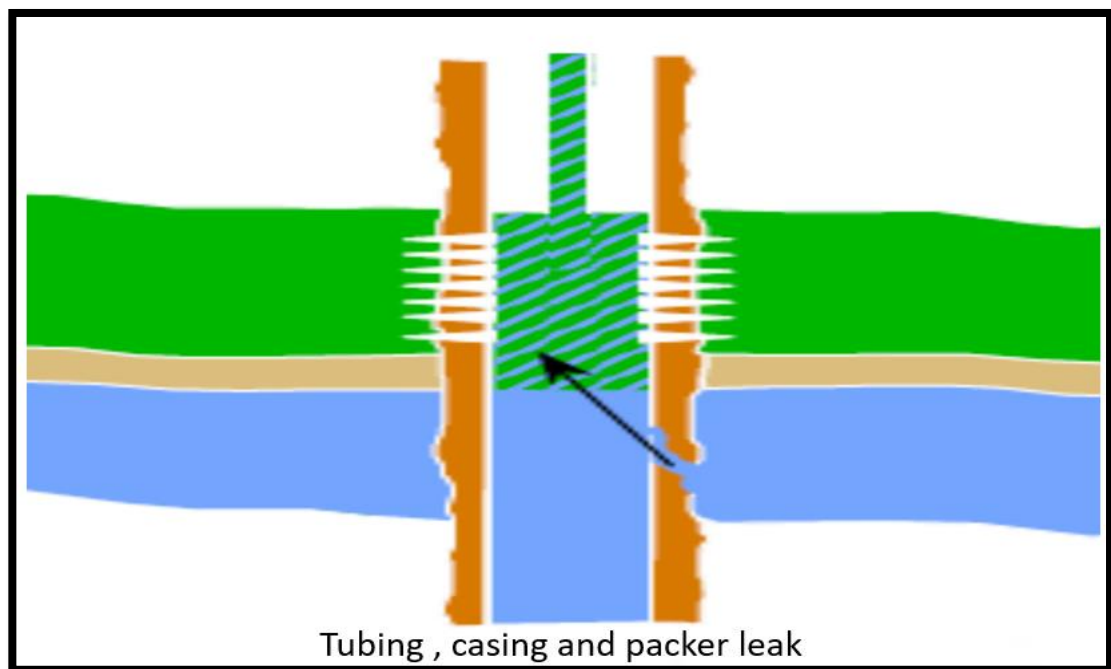


Figure (II.1) : Exemple de problème mécanique. [15]

2. La complétion

Les principaux défauts liés à la complétion sont :

- L'écoulement derrière le casing : il peut résulter du mauvais lien ciment – casing ou ciment – formation (voir la figure II.2). Il se développe au cours de la vie du puits et il est recommandé d'analyser immédiatement le puits une fois cimenté, complété ou stimulé. [14]

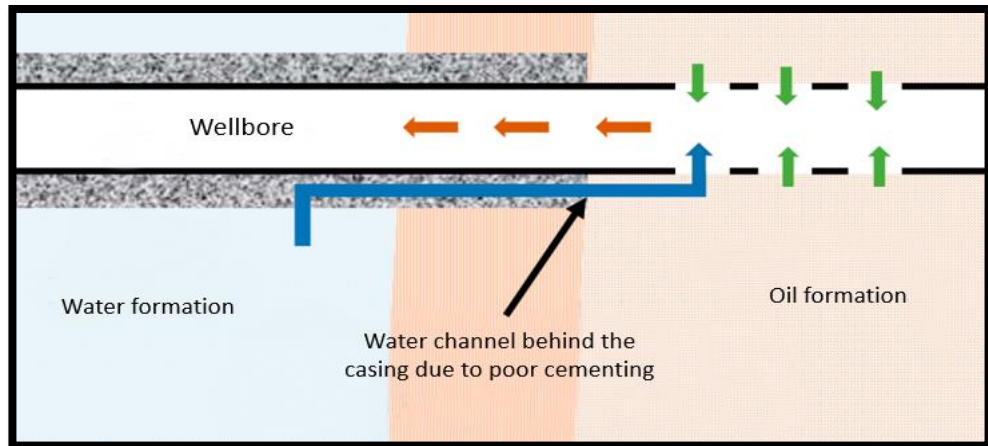


Figure (II.2) : Mauvaise cimentation derrière le tubage avec un canal reliant la source d'eau au puits. [13]

- Complétion dans la zone à eau : compléter un puits dans une zone où la saturation en eau dépasse la saturation irréductible permet la production immédiate de cette eau. Souvent des barrières imperméables (argiles, anhydrite) séparent les niveaux d'HC de ceux d'eau qui peuvent être la source de sa production excessive. Toutefois, ces barrières peuvent se fissurer au voisinage du puits et permettre ainsi aux fluides de migrer vers le fond. [14]
- Cas d'une fracturation : quand le puits est stimulé par une fracturation hydraulique, la fracture atteint souvent, et intentionnellement, la zone à eau (voir la figure II.3). Dans certains cas, elle remonte à travers ces chenaux et la production d'eau est ainsi accrue. En outre, quelques stimulations provoquent les fissures des zones imperméables au voisinage des puits. [14]

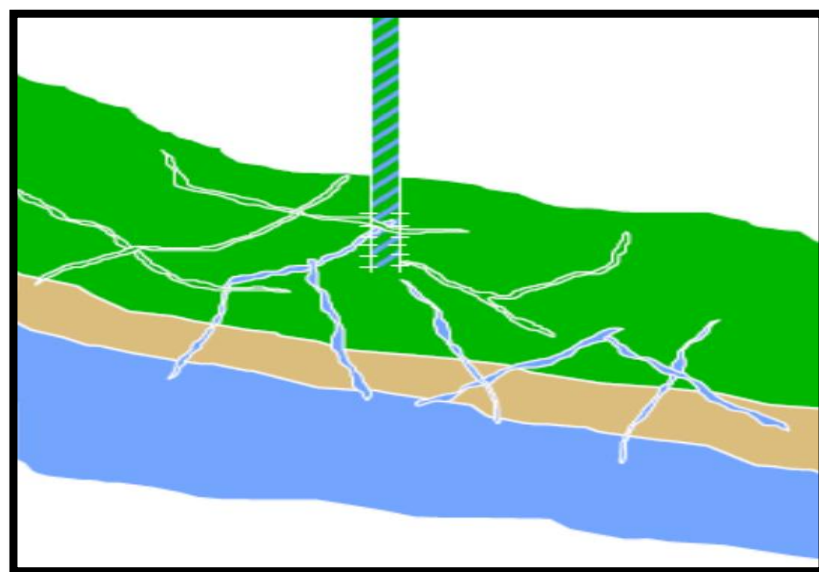


Figure (II.3) : Fissures/fractures d'une couche d'eau. [15]

3. Problèmes liés aux réservoirs

- Channeling : le phénomène de channeling d'eau est causé par les hétérogénéités du réservoir qui mènent à la présence de bandes de haute perméabilité. Les causes les plus communes sont la présence des fractures et demi fractures ; la production d'eau peut émaner à travers les fractures venant de l'aquifère (voir la figure II.4). Dans un réservoir non fracturé et stratifié présentant des variations sensibles des perméabilités entre les différentes strates, l'eau arrive au fond du puits à partir de la couche la plus perméable, surtout dans les cas entre un puits injecteur et producteur (voir la figure II.5) ; d'un aquifère actif à water drive latéral vers les puits producteurs. Les puits déviés et horizontaux sont confrontés à des failles et des fractures qui sont parfois connectées à un aquifère, la production d'eau met le puits en péril dans ces cas. [14]

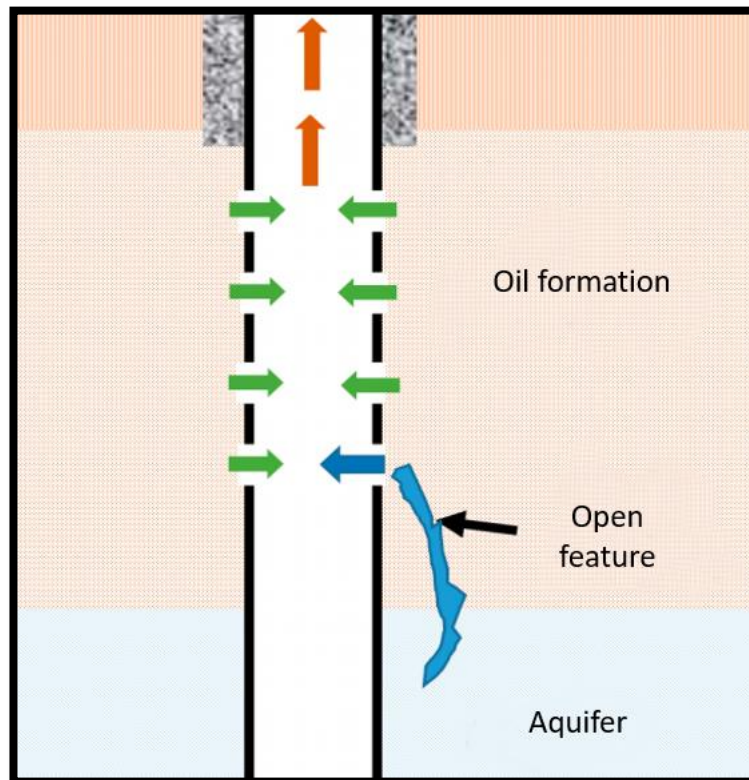


Figure (II.4) : Un puits relié à un aquifère par une fracture. [13]

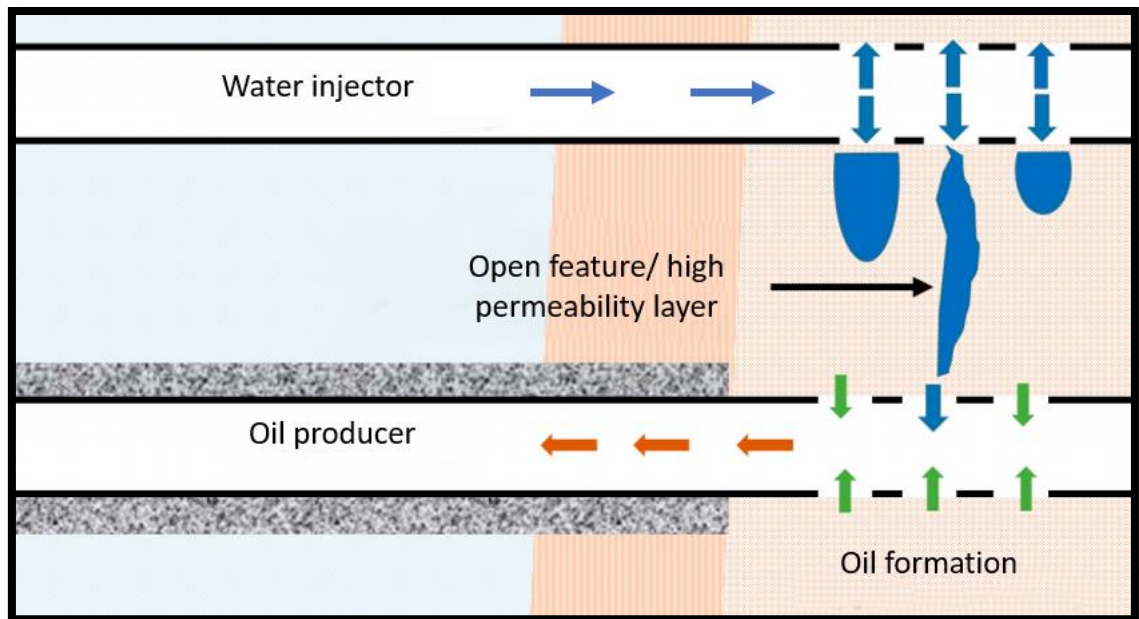


Figure (II.5) : Exemple d'un puits d'injection d'eau relié à un puits producteur par une fracture/couche de haute perméabilité. [13]

- Le coning : une autre source courante de production d'eau indésirable est le cône d'eau (voir la figure II.6). Cette situation se produit généralement lorsque la zone de production est proche de l'aquifère ou des formations d'eau. Le water-coning signifie la déformation de l'interface Huile- Eau (Gaz - Eau) qui fut initialement horizontale et il constitue un sérieux problème dans l'exploitation des gisements. [14]

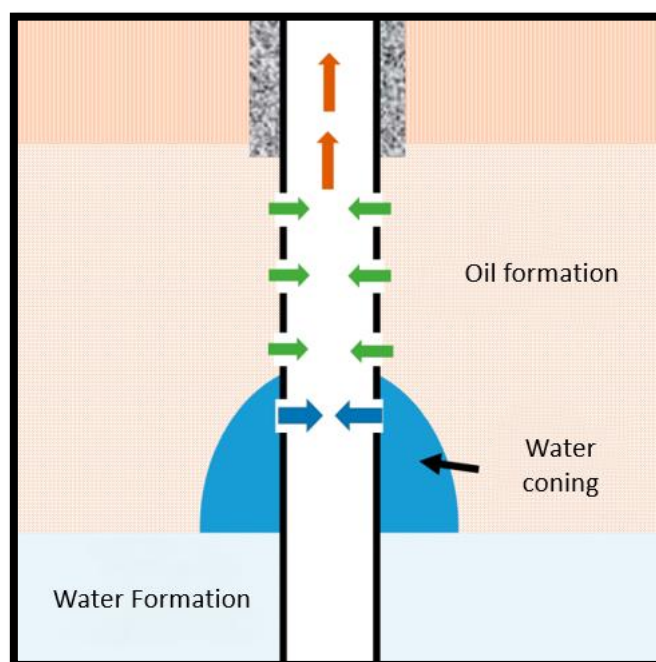


Figure (II.6) : Coning d'eau. [13]

II.5. Généralités sur le phénomène de coning

Le coning est un terme utilisé pour décrire le mécanisme sous-jacent au mouvement ascendant de l'eau et / ou le mouvement descendant du gaz dans les perforations d'un puits producteur.

Le coning peut sérieusement affecter la productivité du puits et influencer le degré de déplétion et l'efficacité globale de récupération des réservoirs de pétrole.

D'après les problèmes spécifiques du coning d'eau et de gaz on peut citer :

- Coût supplémentaire pour le traitement de gaz et d'eau.
- La production de gaz à partir du gaz cap d'origine ou secondaire réduit la pression.
- Réduction de l'efficacité du mécanisme de déplétion.
- L'eau est souvent corrosive et son élimination coûte cher.
- Le puits touché peut être abandonné.
- Perte de la récupération totale du champ.

Retarder d'invasion et la production de gaz et d'eau sont essentiellement les facteurs qui contrôlent la maximisation de la récupération pétrolière finale du champ. Puisque le coning peut avoir une influence importante sur les opérations, la récupération et l'économie, l'objectif de ce chapitre est de fournir l'analyse théorique du coning et de présenter un grand nombre de solutions pratiques pour calculer le comportement de coning de l'eau et du gaz.[16]

II.5.1. Définition du coning

La formation de cônes est principalement le résultat du mouvement des fluides du réservoir dans la direction de la moindre résistance, équilibré par une tendance des fluides à maintenir l'équilibre gravitationnel. L'analyse peut être effectuée par rapport au gaz ou à l'eau. Supposons que les fluides du réservoir soient dans leur état d'origine, comme le montre le schéma de la figure II.7, avec de l'eau sous le pétrole et du gaz au-dessus du pétrole. Pour les besoins de la discussion, supposons qu'un puits pénètre partiellement dans la formation (comme le montre la figure II.7) de sorte que l'intervalle de production se trouve à mi-chemin entre les contacts des fluides. La production du puits crée des gradients de pression qui tendent à abaisser le contact gaz-pétrole et à élever le contact eau-pétrole à proximité immédiate du puits. Ces gradients d'écoulement sont contrebalancés par la tendance du gaz à rester au-dessus de la zone pétrolière en raison de sa faible densité et de l'eau à rester sous la zone pétrolière en raison de sa densité plus élevée. [16]

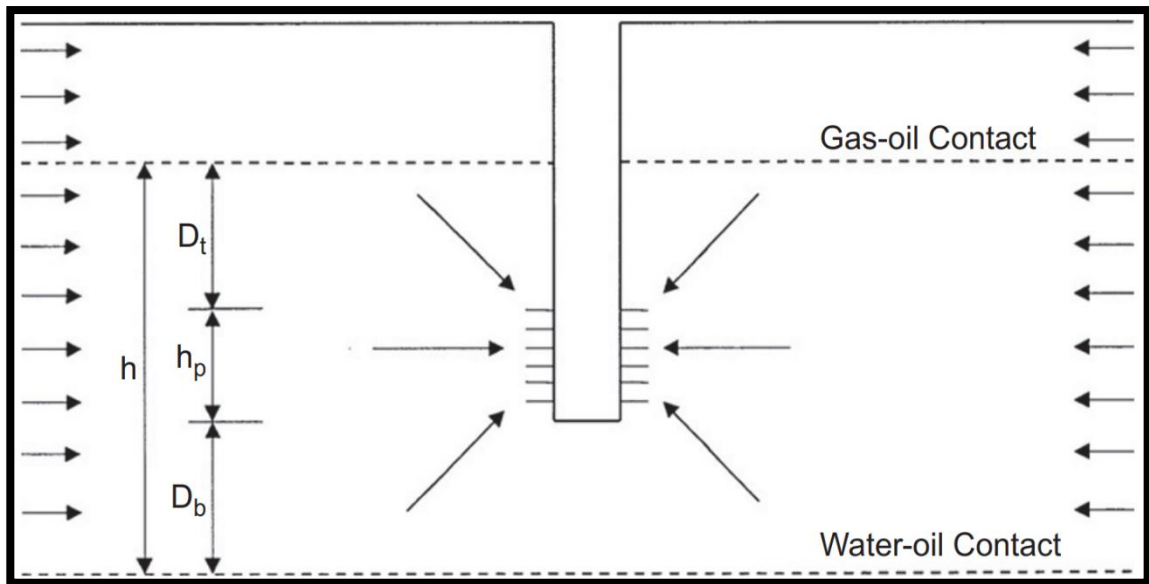


Figure (II.7) : État statique du réservoir. [16]

Ces forces d'équilibre tendent à déformer les contacts gaz-pétrole et eau-pétrole en forme de cloche, comme le montre schématiquement la figure II.8. Il existe essentiellement trois forces qui peuvent affecter les distributions de l'écoulement des fluides autour des puits de forage. Il s'agit de :

- Forces capillaires.
- Forces de gravité.
- Forces visqueuses.

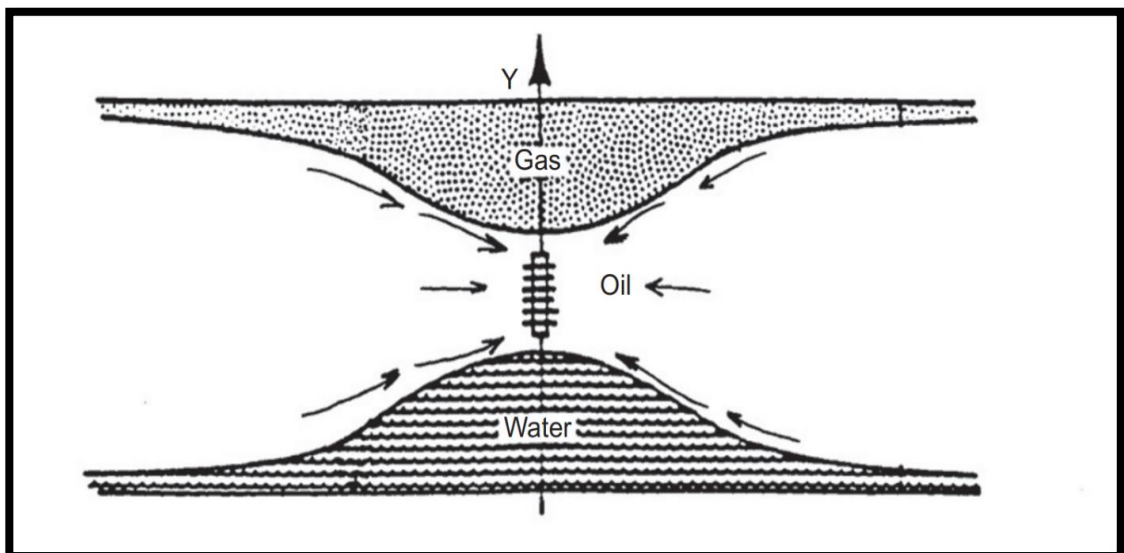


Figure (II.8) : Coning de gaz et d'eau. [16]

Les forces capillaires ont généralement un effet négligeable sur le cône et seront négligées. Les forces de gravité sont dirigées dans la direction verticale et résultent des différences de densité des fluides. Le terme forces visqueuses fait référence aux gradients de pression associés à l'écoulement du fluide dans le réservoir, comme le décrit la loi de Darcy. Par conséquent, à un moment donné, il existe un équilibre entre les forces gravitationnelles et visqueuses aux points situés sur l'intervalle de complétion du puits et loin de celui-ci. Lorsque les forces dynamiques (visqueuses) au niveau du puits dépassent les forces gravitationnelles, un "cône" finit par pénétrer dans le puits.

Nous pouvons développer la visualisation de base du cône ci-dessus en introduisant les concepts suivants :

- Cône stable.
- Cône instable.
- Taux de production critique.

Si un puits est produit à un débit constant et que les gradients de pression dans le système de drainage sont devenus constants, un état d'équilibre est atteint. Si, dans cette condition, les forces dynamiques (visqueuses) au niveau du puits sont inférieures aux forces de gravité, alors le cône d'eau ou de gaz qui s'est formé ne s'étendra pas jusqu'au puits. De plus, le cône n'avancera ni ne reculera, ces conditions établissant ainsi ce que l'on appelle un cône stable. Inversement, si la pression dans le système est une condition instable, alors un cône instable continuera à avancer jusqu'à ce que les conditions d'équilibre prévalent.

Si la chute de pression d'écoulement au niveau du puits est suffisante pour surmonter les forces de gravité, le cône instable va croître et finalement se pénétrer dans le puits. Il est important de noter que dans un cas réel, les cônes de systèmes stables peuvent n'être que "pseudo-stables" car le système de drainage et la pression changent généralement. Par exemple, avec la déplétion du réservoir, le contact eau-huile peut avancer vers l'intervalle de complétion, augmentant ainsi les risques de cône. Autre exemple, la réduction de la productivité due à l'endommagement du puits nécessite une augmentation correspondante de la chute de pression d'écoulement pour maintenir un taux de production donné. Cette augmentation de la chute de pression peut forcer un cône autrement stable dans un puits.

Le taux de production critique est le taux au-dessus duquel le gradient de pression d'écoulement au niveau du puits provoque le cône de l'eau (ou du gaz) dans le puits. Il s'agit donc du taux maximal de production de pétrole sans production simultanée de la phase de déplacement par coning. Au taux critique, le cône accumulé est stable mais se trouve dans une position de début de percée. [16]

II.5.2. Paramètres augmentant les venues d'eau (coning) au fond des puits de gaz**1. Effet de la différence de densité**

L'augmentation de la différence de densité eau-pétrole augmente considérablement la production cumulée de pétrole et retarde le coning de l'eau. Ceci implique que la tendance au coning est plus sévère dans les réservoirs d'huile lourde que dans les réservoirs d'huile légère. [17]

2. Effet du rapport de mobilité

Plus le rapport de mobilité eau-pétrole est faible, plus la production cumulée de pétrole est élevée et plus le water cut est faible. [18]

3. Effet du rapport des perméabilités (K_h^2/K_v)

Les rapports plus faibles d'anisotropie verticale augmentent la production cumulée de pétrole et retardent le coning. Pour de très petites valeurs de perméabilité verticale et de grandes valeurs de perméabilité horizontale, le coefficient d'anisotropie devient très important. Par conséquent, la hauteur du cône serait petite. À la limite une fois K_v approche de zéro, la hauteur du cône serait proche de zéro ainsi. [17]

4. Effet de la perméabilité horizontale

Plus la perméabilité horizontale est élevée, plus la production cumulée de pétrole est importante, plus la production d'eau est faible et plus le temps de percée de l'eau est long. Ainsi, la tendance de coning d'eau pour les réservoirs à haute perméabilité est inférieure à celle des réservoirs à faible perméabilité. [18]

5. Effet du taux de production d'huile

Le taux de production est le seul paramètre qui peut être facilement et arbitrairement modifié. Une augmentation du taux d'huile augmente à la fois la production cumulative d'huile et la production d'eau. [18]

6. Effet de l'épaisseur du réservoir d'huile

Plus que le pourcentage d'épaisseur du réservoir d'huile est élevé, plus que le pourcentage de récupération d'huile est élevé et plus la tendance à le coning est faible. [17]

7. Effet de la longueur du puits horizontal

Plus la longueur du puits horizontal est importante, plus la production cumulée de pétrole est élevée, et plus la tendance à le coning est faible. [18]

8. Effet de la viscosité du fluide

Plus la viscosité est élevée, plus la hauteur du cône et le risque de percée sont élevés. On peut donc en déduire que dans les huiles lourdes, un processus de stimulation qui peut réduire la viscosité de l'huile peut également réduire le risque de percée d'eau ou de gaz. [17]

9. Effet de la perméabilité des fractures

La perméabilité des fractures est le paramètre incontrôlable le plus important dans le cône d'eau, parce que le front du cône d'eau dans les fractures se déplace plus rapidement que les matrices dans les réservoirs de gaz fracturés. Avec l'augmentation de la perméabilité des fractures, le débit d'eau est nettement inférieur et la percée est assez tardive, d'où un facteur de récupération relativement plus élevé. Les gradients de pression sont plus faibles avec une perméabilité plus élevée ; ainsi, le conage de l'eau est réduit. [19]

10. Effet de channeling

La présence d'une fuite dans l'annulaire cimenté dans le puits accroît la production d'eau et favorise le water coning (voir la figure II.9). Les channeling dans les puits à gaz peuvent être causés par une invasion de gaz dans l'annulaire après cimentation. La pression hydrostatique du laitier de ciment est réduite du fait de la transformation de l'état liquide à l'état solide. Une fois développé, le channeling peut provoquer un conduit pour l'eau à partir du GWC vers les perforations.

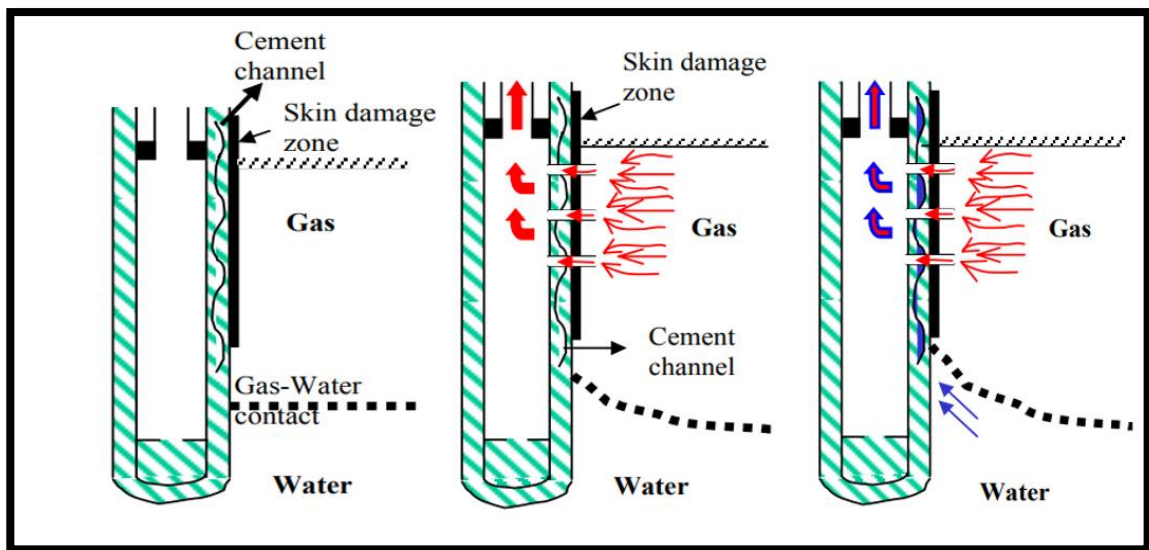


Figure (II.9) : Effet du channeling. [21]

11. Effet de la densité des perforations

Les perforations concentrent l'écoulement de gaz vers le puits et augmentent la vitesse d'écoulement (voir la figure II.10). La diminution du drawdown de pression réduit significativement le WGR. Ainsi, les perforations de puits améliorent la production d'eau en raison de l'effet d'écoulement non-darcy ; plus la densité de perforation est faible, plus le rapport eau-gaz est élevé.

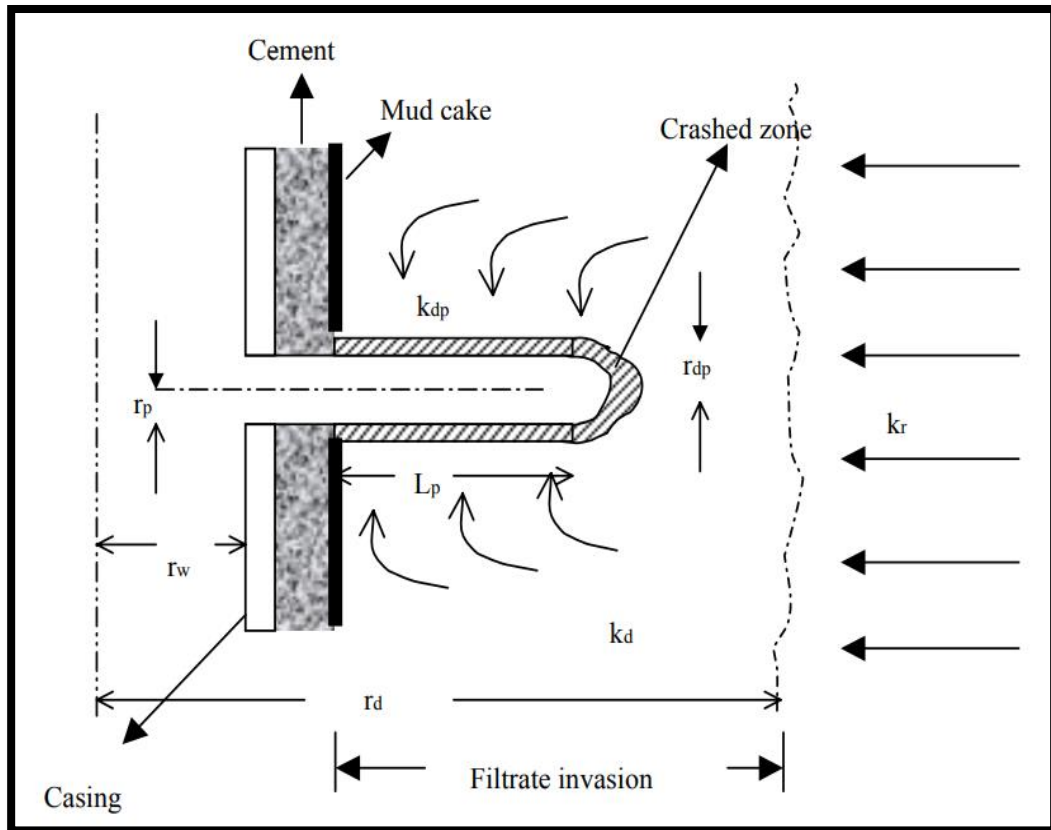


Figure (II.10) : Effet de la densité des perforations. [21]

II.5.3. Les méthodes de calcul du taux de production critique et temps de percée

Plusieurs auteurs ont abordé le problème du coning en termes de :

- Taux d'huile critique (le taux de production d'huile maximal sans production d'eau).
- Temps de percée d'eau.

II.5.3.1. Les méthodes de calcul du taux de production critique

II.5.3.1.1. Cas d'un puits vertical

1. La corrélation de Meyer-Garder

1.1. Gaz coning

Le problème de gaz coning est représenté schématiquement dans la figure II.11.

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_o - \rho_g}{\ln(r_e/r_w)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - (h - D_t)^2] \quad (II.1)$$

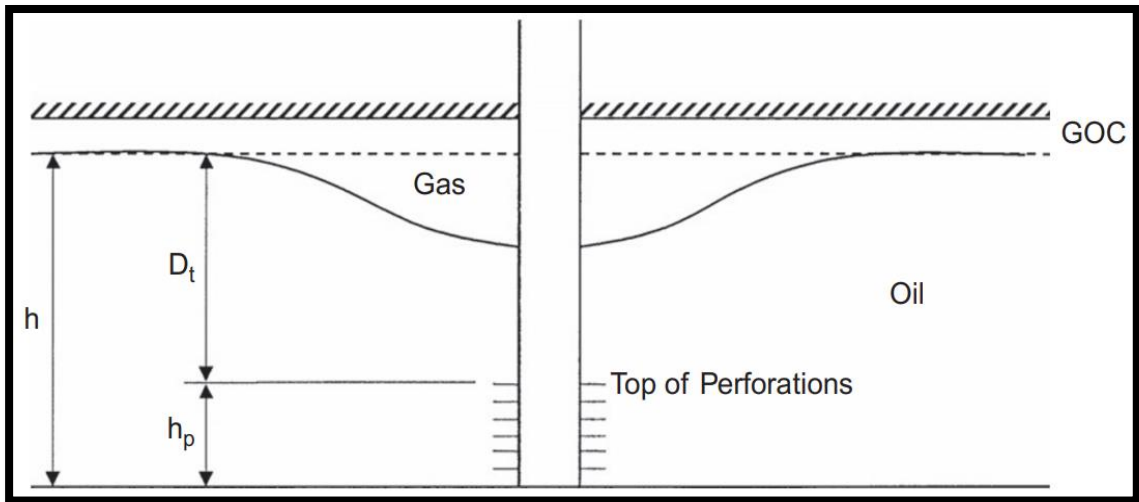


Figure (II.11) : Coning de gaz. [16]

1.2. Coning d'eau

Le problème de coning d'eau est représenté schématiquement dans la figure II.12.

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln(r_e/r_w)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) (h^2 - h_p^2) \quad (\text{II.2})$$

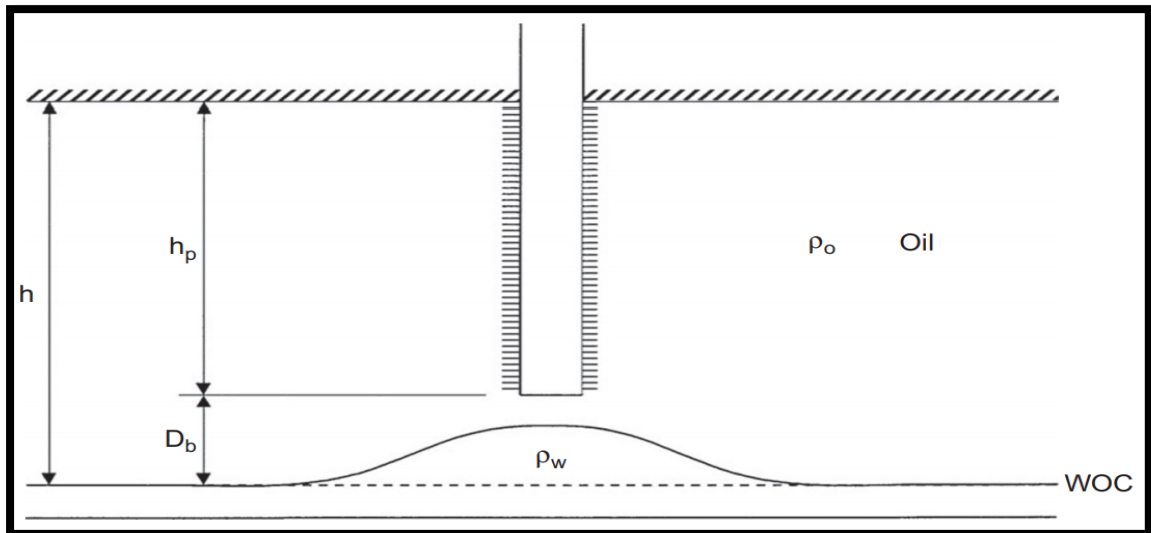


Figure (II.12) : Coning d'eau. [16]

1.3 Coning simultané de gaz et d'eau

Si la zone pétrolière se situe entre l'aquifère et le gaz cap comme montre la figure II.13.

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right] \frac{h^2 - h_p^2}{\ln(r_e/r_w)} \times \left[(\rho_w - \rho_o) \left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right)^2 + (\rho_o - \rho_g) \left(1 - \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right)^2 \right] \quad (\text{II.3})$$

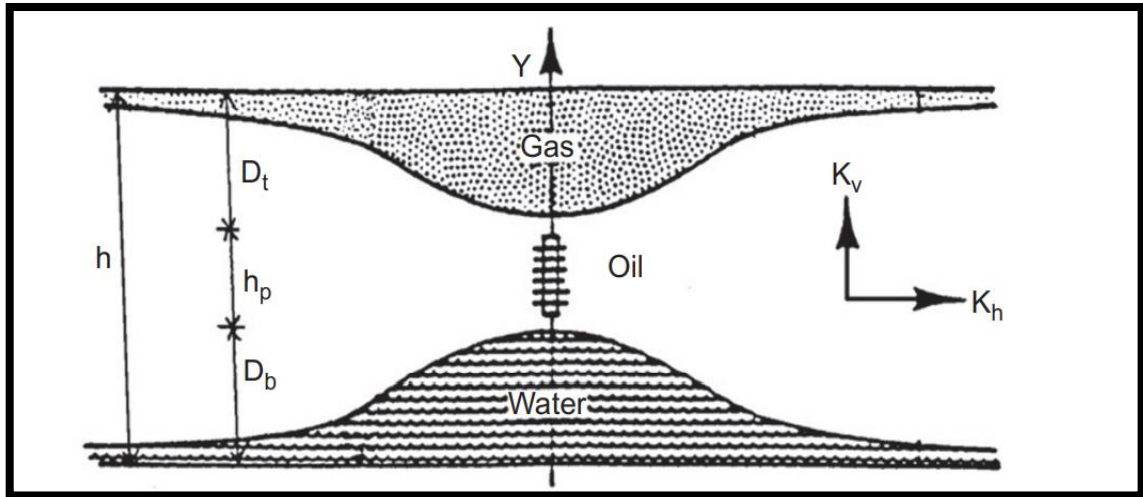


Figure (II.13) : Coning de gaz et d'eau. [16]

Avec :

Q_{oc} : débit critique d'huile, STB/day ;

ρ_o, ρ_g : densité de gaz et d'huile, respectivement, lb/ft³ ;

k_o : perméabilité effective d'huile, md ;

r_e, r_w : rayon de drainage et de puits, ft ;

h : l'épaisseur de la colonne d'huile, ft ;

D_t : distance entre le contact gaz-pétrole et le sommet des perforations, ft ;

ρ_w : densité d'eau, lb/ft³ ;

h_p : L'intervalle perforé du puits, ft ;

B_o : facteur volumétrique d'huile ;

μ_o : viscosité d'huile. [16]

II.5.3.1.2. Cas d'un puits horizontal

1. La corrélation de Chaperon

1.1. Cône d'eau

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{Lq_c^*}{y_e} \right) (\rho_w - \rho_o) \frac{k_h [h - (h - D_b)]^2}{\mu_o B_o} \quad (\text{II.4})$$

1.2. Cône de gaz

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{Lq_c^*}{y_e} \right) (\rho_o - \rho_g) \frac{k_h [h - (h - D_t)]^2}{\mu_o B_o} \quad (\text{II.5})$$

Avec

$$\alpha'' = \left(\frac{y_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (\text{II.6})$$

Joshi (1991) a corrélé la fonction sans dimension F avec le paramètre α''

$$q_c^* = 3.9624955 + 0.0616438\alpha'' - 0.000504(\alpha'')^2 \quad (\text{II.7})$$

Avec :

D_t : la distance entre le GOC et le puits horizontal ;

D_b : la distance entre le WOC et le puits horizontal ;

Q_{oc} : débit critique d'huile, STB/day ;

ρ : densité, lb/ft³ ;

k_h : la perméabilité horizontale, md ;

h : l'épaisseur de la colonne d'huile, ft ;

y_e : demi-distance entre deux lignes de puits horizontaux (demi-longueur de drainage perpendiculaire au puits horizontal) ;

L : la longueur du puits horizontal ;

q_c^* : fonction sans dimension. [16]

II.5.3.2. Les méthodes de calcul du temps de percée

II.5.3.2.1. Cas d'un puits vertical

1. La corrélation de Sobocinski-Cornelius

- Hauteur du cône sans dimension Z :

$$Z = 0.492 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o Q_o} \quad (\text{II.8})$$

Avec :

ρ : densité, lb/ft³ ;

k_h : la perméabilité horizontale, md ;

Q_o : débit d'huile, STB/day ;

h_p : L'intervalle perforé du puits, ft ;

h : l'épaisseur de la colonne d'huile, ft ;

- Temps de percée sans dimension $(t_D)_{BT}$:

$$(t_D)_{BT} = \frac{4Z + 1.75Z^2 - 0.75Z^3}{7 - 2Z} \quad (\text{II.9})$$

Les auteurs ont proposé l'expression suivante pour prédire le temps de percée à partir de la valeur calculée du temps de percée sans dimension $(t_D)_{BT}$:

$$t_{BT} = \frac{20,325\mu_o h \phi (t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M^\alpha)} \quad (\text{II.10})$$

Avec

t_{BT} : temps de percée, jours ;

ϕ : la porosité, fraction ;

k_v : la perméabilité verticale, md ;

M : la mobilité eau-huile et est définie par :

$$M = \left[\frac{(k_{rw})_{sor}}{(k_{ro})_{swc}} \right] \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (\text{II.11})$$

Avec

$(k_{ro})_{swc}$: perméabilité relative de l'huile à la saturation de l'eau connate, md ;

$(k_{rw})_{sor}$: perméabilité relative de l'eau à la saturation en huile résiduelle, md ;

$\alpha = 0.5$ pour $M \leq 1$

$\alpha = 0.6$ pour $1 < M \leq 10$. [20]

II.5.3.2.2. Cas d'un puits horizontal

1. La corrélation de Ozkan-Raghavan

Les auteurs ont introduit les paramètres sans dimension suivants :

$$L_D = \text{dimensionless well length} = [L/2h] \sqrt{k_v/k_h} \quad (\text{II.12})$$

$$Z_{WD} = \text{dimensionless vertical distance} = D_b/h \quad (\text{II.13})$$

Avec

L : la longueur du puits, ft ;

D_b : la distance entre le WOC et le puits horizontal ;

h : L'épaisseur de formation, ft ;

k_v : la perméabilité verticale, md ;

k_h : la perméabilité horizontale, md ;

Ozkan et Raghavan ont exprimé le temps de pénétration de l'eau par l'équation suivante :

$$t_{BT} = \left[\frac{f_d h^3 E_s}{5.615 Q_o B_o} \right] \left(\frac{k_h}{k_v} \right) \quad (\text{II.14})$$

Avec le paramètre f_d défini par :

$$f_d = \phi(1 - S_{wc} - S_{or}) \quad (\text{II.15})$$

Avec

t_{BT} : temps de percée, jours ;

k_v : la perméabilité verticale, md ;

k_h : la perméabilité horizontale, md ;

ϕ : la porosité, fraction ;

S_{wc} : saturation de l'eau de connat, fraction ;

S_{or} : saturation en huile résiduelle, fraction ;

Q_o : débit d'huile, STB/day ;

B_o : facteur volumétrique d'huile ;

E_s : efficacité de balayage, sans dimension.

Ozkan et Raghavan ont établi une corrélation graphique entre l'efficacité du balayage et la longueur de puits sans dimension L_D et distance verticale sans dimension Z_{WD} comme montré dans la figure II.14.

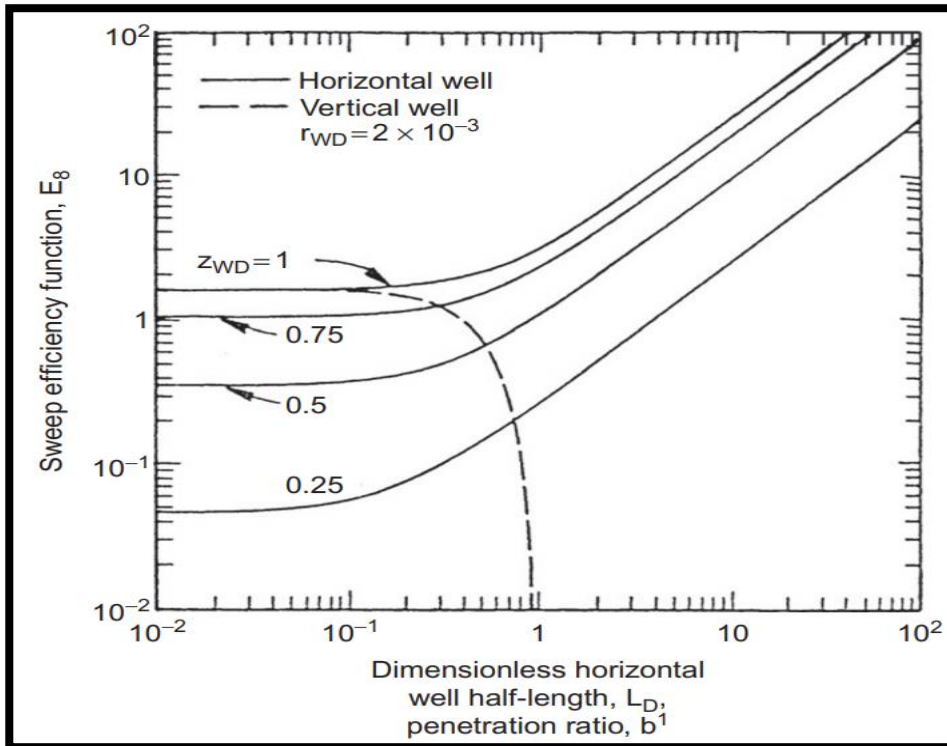


Figure (II.14) : Efficacité du balayage pour les puits horizontaux et verticaux. [16]

II.5.3.3. Méthode de calcul de débit critique pour un gisement de gaz

La corrélation de Trimble & Derose (1976) est le développement de l'étude de Muskat (1936) pour les débits critiques dans les puits d'huile. Le débit critique de gaz est évalué à partir de la formule suivante :

$$q_{gc} = \frac{0.000703k_g h(p_e^2 - p_w^2)}{z T_R \mu_g \ln(r_e/r_w)} \left[\frac{b}{h} \left(1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2b}} \cos \frac{\pi b}{2h} \right) \right] \quad \text{(II.16)}$$

q_{gc} : représente le débit critique (Mscf/d) ;

T_R : c'est la température du réservoir (°R) ;

p_e : pression de gisement (psi) ;

p_w : pression de fond pour laquelle on aura le débit critique q_{gc} (psi) ;

r_w : rayon du puits (inch) ;

r_e : rayon de drainage (feet) ;
 h : épaisseur de la zone à gaz (feet) ;
 b : hauteur des perforations (feet) ;
 k_g : la perméabilité relative de gaz (md) ;
 μ_g : viscosité dynamique de gaz (cpo) ;
 z : facteur de compressibilité. [21]

II.5.4. Techniques utilisées pour résoudre les problèmes des venues d'eau

Les techniques utilisées pour faire face aux problèmes de la production d'eau peuvent être classées comme suit :

a. Injection chimique

Des produits chimiques sont injectés dans les puits de gaz avec venues d'eau afin de prolonger la période d'extraction et améliorer la productivité du puits.

Des agents moussants sont utilisés pour porter l'eau à l'extérieur du puits. L'objectif de l'utilisation des mousses est de créer une adhérence moléculaire entre les phases Gaz-Liquide et de maintenir leur stabilité dans une marge de temps utile pour que le liquide accumulé soit transporté en surface sous l'état moussant.

La composition chimique, la concentration, la température, la salinité, présence de condensât et de l'H₂S sont des facteurs contrôlant la performance des agents moussants.

D'autres applications utilisent le lifting par mousses par l'injection de surfactants par l'espace annulaire via la tête de puits, ou bien par le fond en utilisant un concentrique à l'intérieur du tubing.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle augmente les risques de corrosion ; l'injection d'une mixture agent moussant-inhibiteur de corrosion est la solution optée pour ce problème. [21]

b. Réduction de la section du tubing

L'autre solution adoptée est de type physique ; elle consiste en la mise en place d'un dispositif dans le puits pour réduire l'aire de passage du gaz afin d'augmenter la vitesse d'écoulement.

Un tubing concentrique a été proposé pour améliorer la vitesse de gaz. Cette méthode est vue comme étant 'non-définitive', car après une certaine période de production et avec le déclin de pression, le diamètre doit être réduit car il entraînera de l'eau ; à ce moment une autre méthode doit être employée pour se libérer de l'eau accumulative dans le puits. [21]

c. Intervention thermique

L'application des méthodes thermiques dans les puits aide à la prévention de condensation des fluides et élimine les venues en basse pression et basse productivité des puits à gaz.

Un câble, de Température élevée, peut être installé à l'intérieur du tubing, la température augmentant au fond du puits évite la condensation.

Les puits candidats pour cette technique sont ceux de faible WGR et de moins de problèmes causés par l'eau.

Les gisements à water drive ne sont pas bons candidats à cause de l'apport en énergie qui a besoin d'une grande élévation de température de fond. La limitation majeure de cette technique est son coût très élevé. [21]

d. Gas-Lift

Le Gas-lift est utilisé pour améliorer la capacité d'ascension du tubing. Il consiste à injecter à haute pression du gaz à travers l'espace annulaire casing-tubing. Des vannes sont conçues pour optimiser les quantités entrantes à l'intérieur du tubing dont l'objectif est de réduire la densité du brut produit.

Le Gas-lift est utilisé pour mouvoir l'eau à la surface continûment ou par intermittence. Il peut être également réalisé par un concentrique.

L'inconvénient du Gas-lift pour la résolution des problèmes de venues d'eau réside dans son inefficacité à la pression d'abandon du puits. [21]

e. Évacuation des liquides du fond

Une fois que les gaz produits s'écoulent au-dessous des valeurs critiques, des moyens mécaniques peuvent être mis en place pour chasser l'eau du fond à la surface.

- Les pompes : leur avantage est qu'elles ne dépendent pas de l'énergie de réservoir et de la vitesse de gaz pour le lifting des liquides.
- Les pistons : c'est une opération très coûteuse et elle est temporairement applicable, elle doit être revue à chaque fois et fréquemment autant que la pression de fond décline.
- Les plongeurs : leur principe consiste à utiliser un piston libre actionnant comme interface mécanique entre la formation et les liquides produits, l'efficacité du lifting est ainsi améliorée. L'opération est initialisée par la fermeture de la ligne de collecte et la permission au gaz de formation de s'accumuler dans l'espace annulaire (séparation naturelle). Ce dernier agit premièrement comme un réservoir de stockage.

La pression augmente donc dans le casing à une certaine valeur, la ligne est alors ouverte. Le transfert rapide de gaz de la formation crée instantanément une haute vitesse qui provoque une élévation de pression au niveau du liquide et plongeur.

Le plongeur s'élève et chasse toute l'eau se trouvant dans le tubing. Le gaz emmagasiné dans l'espace annulaire se détend jouant le rôle d'une énergie de lifting pour le liquide.

Comme le plongeur arrive en surface, le liquide est produit dans la ligne de collecte ; une quantité additionnelle de gaz est permise un fois que le plongeur atteint la surface. Après un certain temps, la ligne sera fermée et le cycle est ainsi refait. [21]

f. Séparation Gaz - Eau au fond

La séparation gaz-eau DGWS (Downhole Gas Water Separation) consiste à séparer le gaz de l'eau au fond du puits de gaz. L'eau séparée est injectée dans une zone non productive pendant que le gaz est produit en surface comme la figure II.15.

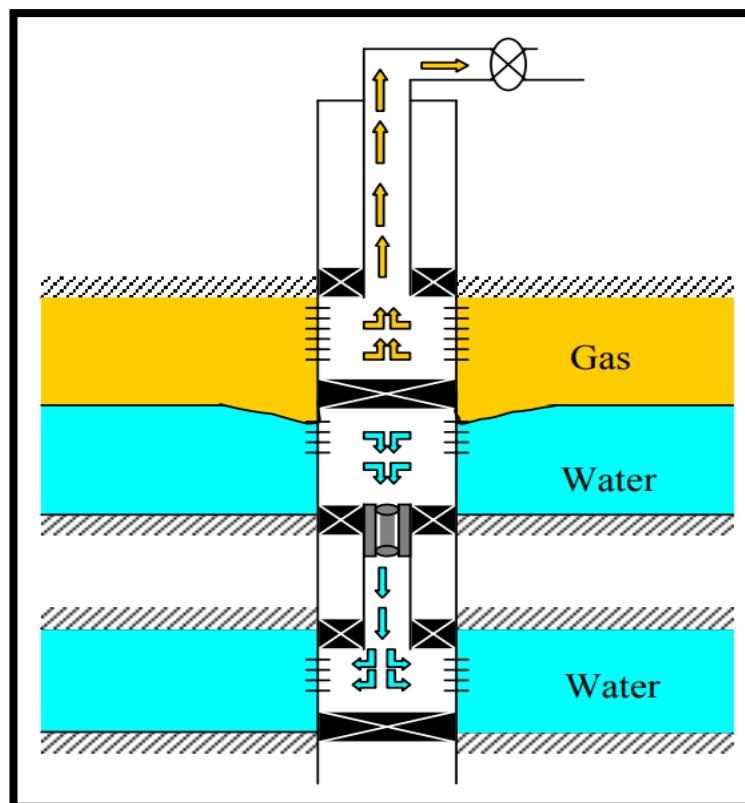


Figure (II.15) : Complétion double avec packer. [21]

g. Production de l'eau et du gaz séparément

Une complétion est particulièrement destinée pour ce type de solution et elle est appelée Downhole Water Sink (DWS) c'est une solution parmi celles développées pour réduire le phénomène du water coning et de la production d'eau pour les puits verticaux.

Cette technique exige une complétion double dans les zones à eau et à gaz. Les intervalles de perforation de la zone de gaz et d'eau sont isolés par un packer (voir la figure II.16).

Le gaz est produit séparément de l'eau. Cette technique peut être économiquement rentable et techniquement faisable.

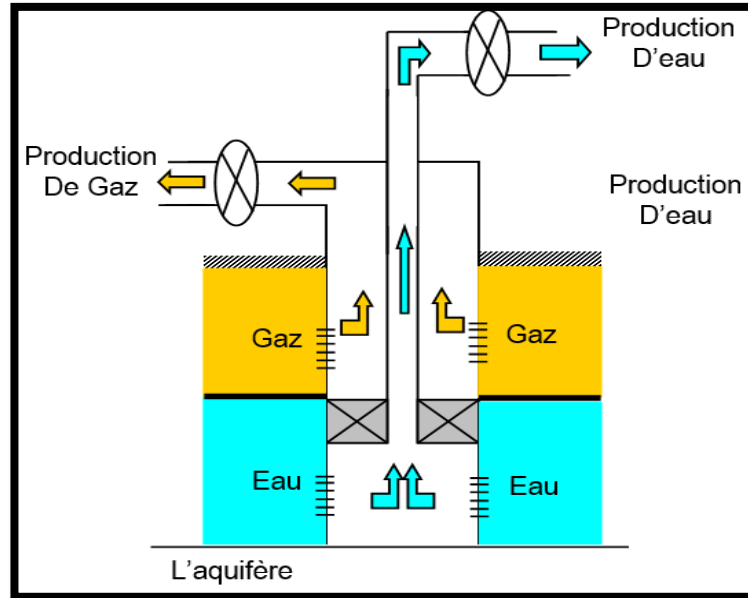


Figure (II.16) : Schéma d'une complétion DWS. [21]

h. La technique de pose de Bouchon

Les Plugs qui consistent à l'isolation des intervalles inondés par l'aquifère sont de plusieurs types (voir la figure II.17). Ils peuvent être :

- Bouchon de ciment
- Bouchon mécanique

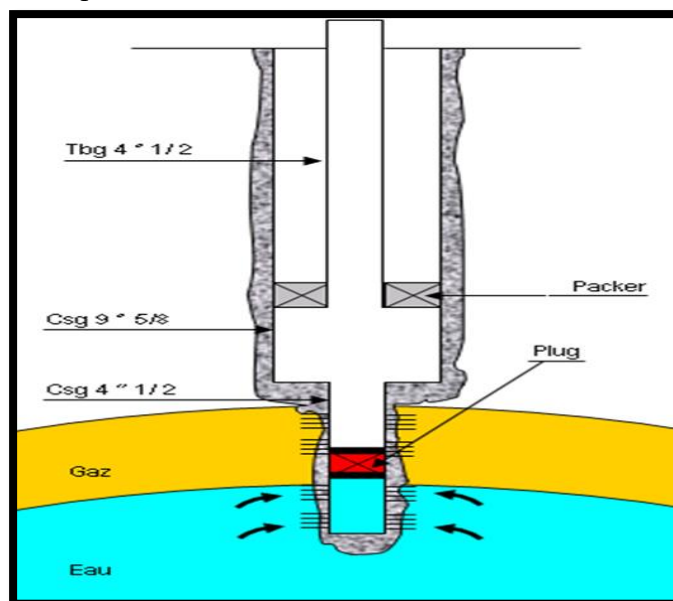


Figure (II.17) : Schéma d'une complétion avec bouchon. [21]



Chapitre III
Analyse de percée
d'eau dans le champ
d'Ohanet

III.1. La direction régionale d'Ohanet

III.1.1. Situation géographique

La Région d'Ohanet est située à **1500 km** au Sud-Est d'Alger, à **700 km** au Sud-Est de Ouargla sur le plateau de Tihert et à **360 km** au Nord-Est d'Illizi (Chef-lieu de Wilaya) dont elle relève administrativement et elle est à **120 km** au Nord-Ouest d'In-Aménas (Chef-lieu de Daïra).

III.1.2. Création de la région

La Direction Régionale Ohanet (voir la figure III.1) a été créée en 1977, suite à la décentralisation de l'ancien district d'In-Aménas. Les plus importantes tâches dévolues à la Direction Régionale sont :

- La conduite des opérations de production du pétrole brut avec les supports techniques et logistiques propres à la Région.
- Le suivi et la réalisation des travaux de développement des différents gisements.
- La gestion et l'exploitation des champs pétroliers rattachés à la Région :
 - Champ d'Ohanet Nord + Sud.
 - Champ de Timedratine + Timedratine Est.
 - Champ de Acheb + Acheb Ouest + Krebb.
 - Champ d'Askarène.
 - Champ de Guelta.
 - Champ d'Edeyen.

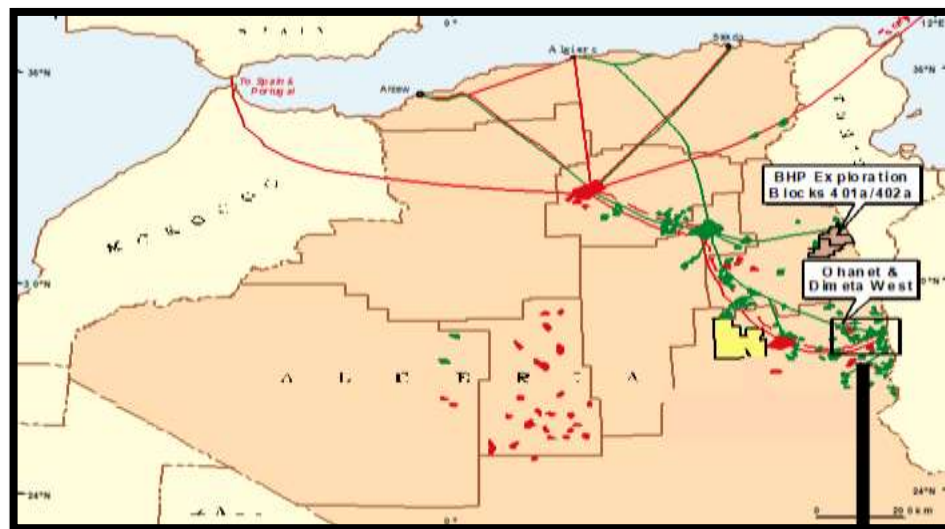


Figure (III.1) : Situation géographique de la région d'Ohanet. [8]

III.1.3. Forage & Complétion des puits

Le forage d'un puits type dans la Région d'Ohanet est réalisé en général en trois (03) phases successives :

- Première phase :

Forage en diamètre 17'' ½ de 0 à 200 m, descente d'un tubage de diamètre 13'' 3/8 cimenté jusqu'en surface.

- Deuxième phase dénommée aussi intermédiaire :

Forage en diamètre 12'' ½ de 200 à 2130 m et descente d'un casing 9'' 5/8 cimenté en deux (02) étages jusqu'en surface.

- Troisième phase appelée aussi phase finale :

Forage en 8'' ½ de 2130 à 2500 m et descente d'un tubage 7'' cimenté jusqu'à 400 m au-dessus du sabot 9'' 5/8.

Pour les champs d'Ohanet, Timedratine, Askarène, Guelta et Acheb Ouest – Krebb la complétion des puits est presque identique, elle peut être simple constituée d'un tubing de diamètre 2'' 7/8 ancré dans un packer permanent par l'intermédiaire d'un anchor-seal, avec un ensemble de matériels de fond tels que : sièges, mandrins etc... La complétion peut-être légèrement différente par l'ajout d'un packer hydrostatique au-dessus du packer permanent dans le but de récupérer le gaz situé dans l'horizon à gaz supérieur et utilisé pour l'Auto-Gas-Lift.

III.1.4. L'installation de surface de l'ouvrage d'Ohanet comprend

- Les installations de surface puits manifolds.
- Un réseau de collecte d'une longueur approximative de 200 Km pour le transport du gaz humide des puits producteurs vers le CPF.
- Une usine de traitement de gaz d'une capacité de 20 MSM3/J.
- Des pipes d'évacuation des produits finis (Gaz sec, GPL et condensât).

III.2. Caractéristiques techniques des champs de gaz

Le tableau ci-dessous représente les caractéristiques techniques et pétro-physiques des différents champs de la région d'Ohanet tel que les profondeurs, la porosité et la perméabilité.

Tableau (III.1) : Tableau montrant les caractéristiques des champs de la direction régionale d'Ohanet.

CARACTERISTIQUES	CHAMPS			
	DIMETA OUEST	IN ADAOUI	OHANET (GAS-CAP)	OHANET ORDOVICIEN
Nombre de Puits Forés	14	02	10	17
Réservoirs	Dévonien F6			Ordovicien
Profondeur moyenne en (m)	2665	2382	2380	2729
Dimension du gisement	34 km ²	--	18 km x 4 km	--
Porosité en (%)	13	16	16	8
Perméabilité en (md)	200	250	<100	< 10 md
Pression du gisement initiale en (kg/cm ²)	255	234	223	258
Date de découverte	1979	1960		
Date de mise en production	2003		1961	2003

III.3. Historique de production

Le gisement Ohanet dévonien découvert en 1960, a été mis en exploitation à partir de 1962 pour la production d'huile imprégnée dans le dévonien F6 jusqu'au 2002 où la quasi-totalité des puits sont fermés en raison du contrat signé entre Sh et BHP Billiton pour l'exploitation du Gas-cap (voir la figure III.2).

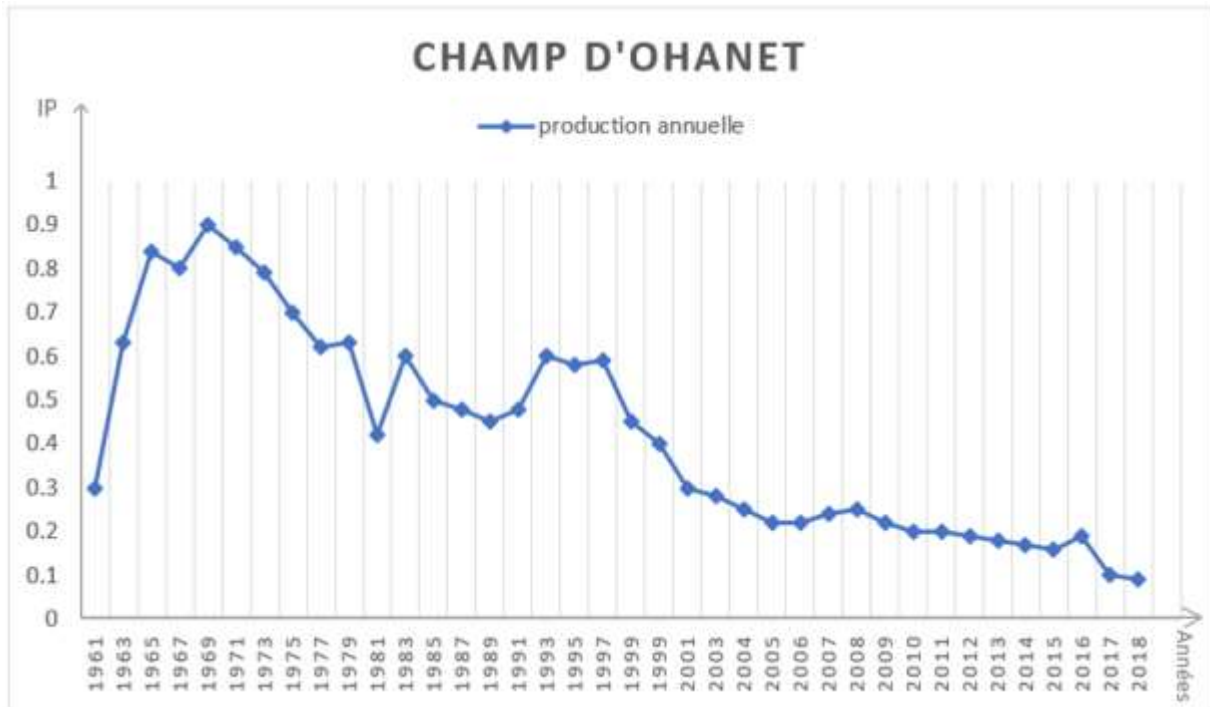


Figure (III.2) : Evolution de la production de gaz du champ Ohanet Dévonien 1961- 2018 (annuellement).

III.3.1. Les principaux problèmes rencontrés précédemment se résument en

- La corrosion : c'est un phénomène qui touchait presque tous les puits en raison de la forte production de gaz (GOR très élevés). Elle est de type chimique et les tubings mis en place ne sont pas conçus pour ce type de problème. Les workover dans la région sont très fréquents et durent des périodes relativement longues. Les tubings corrodés sont très difficiles à extraire entièrement ; ça arrive parfois où une manœuvre qui dure longtemps repêche un poisson de 1m ou moins.
- Conings de gaz, conings d'eau et double conings : L'extraction de l'huile a provoqué dans cette période la déformation des plans de contact Gaz Huile et Huile Eau. C'est un procédé de production simple et économique par rapport au Gas-lift.

III.4. Evolution de la production du gaz sec ; GPL, condensât et d'eau

L'usine de traitement de gaz d'Ohanet (CPF : Central of Processing Facility) traite le gaz provenant des 04 réservoirs du gaz humide (Dévonien ouest de Dimeta, Dévonien d'Ohanet et de IN Adaoui, L'ordovicien d'Ohanet et de In Adaoui). Ces réservoirs diffèrent par leur

composition de gaz (particulièrement en CO₂ et eau). Le CPF a pour objectif la séparation du gaz humide produit en obtenant du condensât, du GPL, du gaz sec et de l'eau.

III.4.1. Evolution de la production du gisement Ohanet Dévonien :

La capacité de traitement du CPF est de 20MMsm³/j de gaz humide (16.5MMsm³/j, 2400 tonnes/j GPL et 3500 tonnes/j de condensât).

L'objectif du suivi de cette évolution est de voir les volumes d'eau produits au cours de l'exploitation du Gas-cap pour chaque puits. Ohanet Dévonien est le principal responsable de la production d'eau qui constitue un véritable problème au niveau du CPF en matière de stockage.

III.5. Analyse de percée d'eau dans le champ dévonien d'Ohanet

III.5.1. Critères de choix de puits candidats

- Un fort gaz water ratio (GWR).
- Les données de jaugeage montrent une élévation de débit d'eau produit.
- La complétion de puits est simple ce qui permet de faciliter la simulation.
- Le puits présente une mauvaise cimentation.

III.5.2. Le puits OT-142

OT-142 : est un puits producteur de gaz condensât foré en octobre 2002. Deux plugs ont été posés, l'un en mai 2011 dans la série de perforations du F6A (3 m) et la deuxième dans le dernier intervalle du F6B (10 m) en janvier 2015, plus de 95% de l'eau a été éliminée. Actuellement le puits produit à travers 4 séries de perforations dans le F6B qui s'étendent sur 22.5 m.

III.5.3. Etude de cas (PUITS OT-142)

Pendant la mise en production de puits OT-142, l'eau était quasiment absente en raison des gardes à eau prises par rapport au contact GWC relativement suffisantes.

A partir de l'année 2010, elle devient de plus en plus significative et augmentait à l'échelle du gisement (tous les puits) ce qui a induit à mettre en place une solution rapide et efficace.

La pose des bouchons NPR pour l'isolation des intervalles dont l'eau provient est la solution optée. Effectivement ces Plugs ont montré leur efficacité par la réduction des volumes d'eau produits comme cela peut être vu sur les graphes. Toutefois, l'eau persiste toujours et elle n'est pas entièrement éliminée (voir la figure III.3).

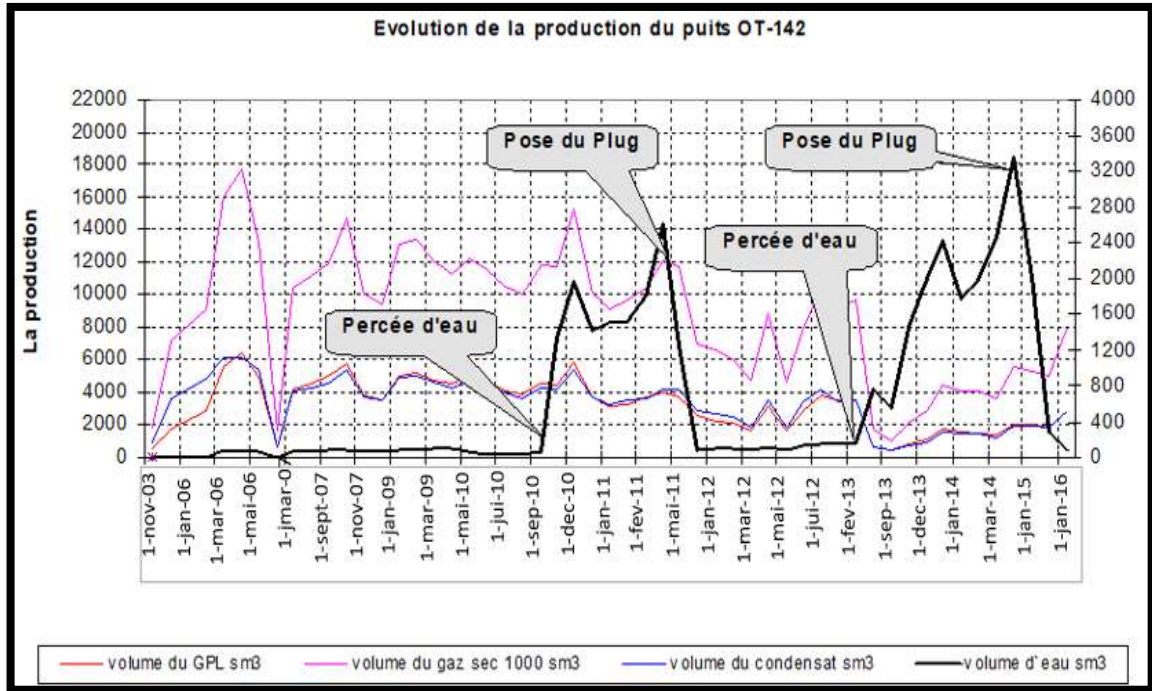


Figure (III.3) : Evolution de la production du puits OT-142.

III.5.4. Analyse de l'efficacité des Plugs

III.5.4.1. Choix de la méthode

Les venues d'eau constituent un problème incontournable dans les gisements ; plusieurs procédés sont adoptés pour faire face à ce phénomène.

La pose des Plugs est la technique la plus appropriée aux puits à évolution rapide des venues d'eau, car elle offre les avantages suivants :

- Rapidité d'exécution.
- Précision dans la pose.
- Temps de réalisation très court ; d'où réduction du temps d'indisponibilité des puits.
- Coût nettement inférieur à d'autres procédés (amortissement au moins d'une semaine).

III.5.4.2. Plug NPR

La préparation des puits pour la pose du Plug est très simple et ne nécessite pas des particularités en termes de technologie.

Avant d'effectuer l'opération, il faut que le tubing et le casing soient propres, car la présence de dépôts de sel ou d'autres constitue un obstacle pour la descente et l'ancrage du bouchon. La descente de l'outil de pose il faut :

1. Faire un contrôle wire line pour détecter d’éventuelles anomalies dans le tubing : ponts de sels, restriction ;
2. Faire un lavage à l’eau ou un grattage du tubing s’il y a présence d’un dépôt quelconque.

L’opération de pose est généralement précédée par un PLT afin de :

- Connaître la température statique de fond (thermométrie).
- Avoir un profil de production : contribution de chaque série en débit et en nature de fluide) pour bien choisir la cote de pose.
- Détecter s’il y a un cross flow (débit d’une série de perforations dans une autre).

III.5.5. Les intervalles perforés et isolés des puits OT :

Ci-après le tableau III.1 illustrant les caractéristiques des puits Ohanet – Dévonien du point de vue intervalles perforés, top et fond des perforations.

Tableau (III.2) : Zone, top et fond des intervalle perforé et isolé de puits OT-142.

	Zone	Top	Fond	Intervalle	Date	Remarque
OT-142	Dév F6B	2301,0	2308,5	7,5	01/10/2017	En production
	//	2311,0	2313,0	2,0	//	//
	//	2315,0	2322,0	7,0	//	//
	//	2324,0	2330,0	6,0	//	//
	Dév F6B	2333,5	2343,5	10,0	//	Isolé le 18/05/2015 à 2332 m
	Dév F6A	2345,5	2348,5	3,0	//	Isolé le 18/02/2011 à 2344.5 m

III.5.6. Résumé

La présence de l’eau dans les puits d’Ohanet Dévonien est devenue problématique à partir de 2010 et touche actuellement la totalité des puits, où la majorité qui en produisaient déjà se trouvent au niveau des perforations les plus basses, en général derniers et avant derniers bancs (résultats campagnes PLT). Les tests sur séparateurs ont également révélé cette présence d’eau.

Cette eau évolutive est devenue progressivement intempestive pour les puits, voir dramatique pour le CPF où même les bassins d’évaporation n’ont pu satisfaire le stockage de ces énormes quantités.

En s’appuyant sur les résultats de la dernière et l’avant dernière campagne de well test réalisées en mars 2017 et en février 2018 et qui sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau (III.3) : Résultats des well test de la dernière et l'avant dernière campagne.

Puits	Mars 2017			Février 2018		
	Eau m ³ /j	Φ de Duse (mm)	Salinité ppm	Eau m ³ /j	Φ de Duse (mm)	Salinité ppm
OT-142	84.3	17	4000	0.8	12.30	10000
	92.6	22		1.7	17.97	
	104.5	29		2.3	24.60	

- **Commentaires**

OT – 142 : Après une absence totale d'eau, on retrouve ses traces, ce qui insinue son approche.

Les quantités d'eau sont considérablement réduites dans les périodes suivant immédiatement les dates de mise en place des Plugs. Cela est très efficace, certes, car a permis une réduction de plus de 50 % de la production totale de OT - Dévonien.

Mais cela ne durera pas longtemps, car l'eau produite est une eau provenant de l'aquifère très actif caractérisant le gisement d'Ohanet Dévonien. Ajoutées à ça, les excellentes propriétés petro-physique que comporte le niveau F6A (Le premier niveau à être noyé dans tous les puits).

III.6. Diagnostic des phénomènes en place

III.6.1. Analyses

On essaie dans ce qui suit de traiter chaque cas à part afin de mieux cerner ce qui se passe réellement dans ce champ.

III.6.1.1. Phénomènes écartés

1. État du casing : tous les puits d'Ohanet Dévonien sont complétés par un casing 4''1/2 dans le réservoir, vu la nature corrosive des effluents produits, un alliage de 13% de chrome est prévu. Donc tout risque relatif à une défaillance du casing est écarté.
2. Cas d'une fracturation : le niveau F6 du Dévonien présentent des caractéristiques qui ne nécessitent aucune intervention par stimulation (surtout le F6) contrairement à l'ordovicien (In Adaoui) dont tous les puits sont fracturés hydrauliquement.

L'étude géologique menée sur le gisement Ohanet a confirmé l'absence des fractures naturelles pouvant être la cause d'une communication entre l'aquifère actif et le fond du puits. Donc ; les chenaux que peuvent provoquer les fractures de l'aquifère au fond sont quasi absentes.

3. Langues d'eau : le Dévonien n'est pas distingué par l'existence de strates de propriétés petro-physiques pouvant être la cause d'arrivée des fluides en premier par rapport à d'autres vers

le puits. Des hétérogénéités sont présentes, certes, mais pas pour autant que des langues d'eau existent.

III.6.1.2. Facteurs concluants

- Dimension de l'aquifère : faisant référence à l'étude du réservoir Ohanet Dévonien (partie aquifère) ; l'évolution de la pression de gisement au cours de la vie du champ est d'environ 250 psi ainsi que les problèmes précédemment rencontrés pendant la production d'huile (augmentation du WOR, système AGL) ... on peut être déterminé à
- Confirmer que l'aquifère régional caractérisant le Dévonien est très actif et peut être la source principale de la production d'eau des puits d'Ohanet.
- La perméabilité : deux niveaux sont présents dans tous les puits d'Ohanet : F6A & F6B. Ce dernier relativement pauvre en termes de perméabilité (de 0.1 md à 300md) est entièrement différent du premier F6A (imprégnant l'aquifère) qui présentent des valeurs de K monstrueuses ($K= 3546$ md) (référence : résultats petro-physiques). Cette perméabilité favorise une communication verticale très importante, Par conséquent, La remontée de l'aquifère au cours de la déplétion est nettement accélérée.
- La déplétion : l'extraction continue du gaz conduit à la réduction de son volume à l'intérieur du réservoir (diminution des réserves et déclin de pression), ce volume est immédiatement remplacé par celui de l'eau. Donc, la déplétion joue en faveur de la remontée du plan de contact et de la production d'eau.

III.6.1.3. Phénomènes pouvant avoir lieu

Ils se résument en : water coning & channeling.

III.6.1.3.1. Les Conings d'eau

Très peu de corrélations sont développées pour mettre au clair le phénomène de coning d'eau dans les gisements de gaz. Celle trouvée pour évaluer les débits critiques dans les puits OT tient compte de 10 paramètres : T°_R , P_G , P_W , r_e , r_w , h_p , h_t , K_g , μ_g , et Z .

III.6.1.3.1.1. Calcul de débit critique utilisant la corrélation de Trimble & Derosé (II.16)

- Les données de puits OT-142

Tableau (III.4) : Données des différents paramètres reliant aux fluides de formation.

Puits	ρ_w (ppg)	ρ_g (ppg)	h_{w-g}	GWC (m)	k_g (md)	μ_g (cpo)	T_R (°R)	r_w (ft)	r_e (ft)
OT-142	8,67	1,683	75,5	2353	3546	0,0222	657	0,375	820

Tableau (III.5) : Données des différents paramètres reliant à la complétion de puits.

Puits	Top perfo (m) (MD)	Fond perfo (m) (MD)	h (m)	hp intervalles perforés (m)	ΔP (psi)	Pg (psi)	Pw (psi)	z
OT-142	2301,0	2330,0	52,0	22.5	27,430962	2870	2842.569	0,831

Tableau (III.6) : Comparaison des débits critiques et les débits actuels de production.

Puits	Qg de production (Msm3/d)	Qg critiques (Msm3/d)
OT-142	205,0	1 160,0

• **Commentaires**

Le phénomène de coning est probable.

III.6.1.3.2. Le channeling

L'écoulement derrière le casing est dû principalement à une mauvaise cimentation. On est conduit dans cette étude à mener une analyse des Log CBL – VDL afin de mieux voir l'état de la cimentation des puits d'Ohanet - Dévonien.

III.7. Analyse des Log CBL – VDL de puits OT-142

III.7.1. Détection des zones à risques et leurs épaisseurs

OT-142 : on peut voir sur le PLT enregistré sur ce puits (voir la figure III.4), différentes courbes indiquant :

- Le CBL.
- Le gamma ray.
- Le CCL .

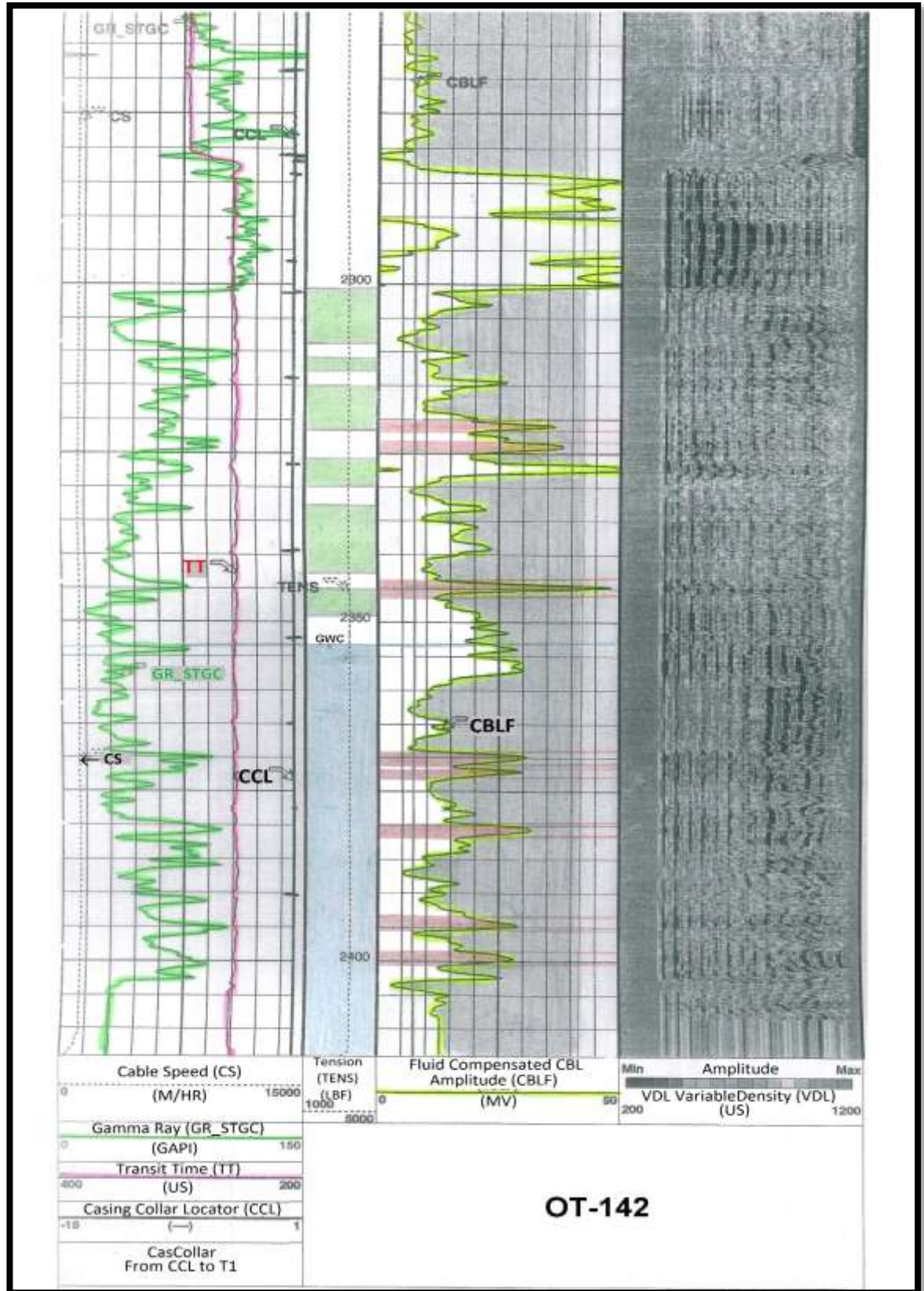


Figure (III.4) : Log PLT du puits OT-142.

Commentaires

- D'après la figure on observe qu'il y a une grande amplitude sur la courbe CBL dans l'intervalle de 2344 à 2346 m et dans un autre intervalle.

Interprétation

- Cause de la mauvaise cimentation on observe la grande amplitude dans la courbe CBL.

Tableau (III.7) : top et fond des zones à risques et leurs épaisseurs.

Puits	Top (m)	Fond (m)	Epaisseur (m)	% ciment
OT - 142	2320	2322	2.0	16
	2323	2325	2.0	14
	2344	2346	2.0	00
	2369	2371	2.0	36
	2372	2373	1.0	36
	2380	2382	2.0	29
	2394	2395.5	1.5	33
	2398	2400.5	2.5	33

- **Commentaire**

D'après le log CBL on a découvert une mauvaise cimentation dans l'intervalle 2344 à 2346m.

III.8. Résumé

1. Ce puits présente également certaine défaillance dans la cimentation sur quelques zones.
2. Du fait de ces résultats, on peut dire que le débit critique de puits OT-142 est très grand et ne pouvant être dépassé par le débit de production qui sont donnés dans le rapport de la production mensuelle du mois de février 2018.
3. La cimentation, garant de l'étanchéité des puits, varie relativement d'un puits à un autre. Elle nous arrête sur le puits OT-142 qui très mal cimenté pour réfléchir sur : la relation entre les énormes quantités d'eau que produit ce puits et avec l'état de sa cimentation. Ce qui reste, leur production d'eau ne peut en aucun cas être attribuer à l'existence d'un channeling.
4. Les phénomènes de coning et de channeling sont très probables.



Conclusion

Conclusion

Conclusion

- Ohanet Dévonien est un gisement relativement complexe, un gisement d'huile à l'origine surmonté d'un géant Gas cap riche en condensât assisté par un water drive très actif.
- L'aquifère que comporte le Dévonien se trouve majoritairement dans le niveau F6A, perméabilité supérieure à 1000 md, ce qui favorise la remontée rapide du plan de contact Gaz -Eau quelques soient les régimes de production en place.
- La perméabilité, la dimension et l'activité de l'aquifère, les intervalles perforés et l'écoulement derrière le casing sont les principaux mécanismes favorisant et augmentant la production d'eau dans les réservoirs de gaz avec un water drive.
- Les valeurs de débit produit actuellement sont beaucoup plus importantes que ceux calculés par la corrélation Trimble & Derosse.
- L'interprétation qualitative des Log CBL-VDL nous a conduits à constater la présence de quelques anomalies dans la cimentation de puits OT-142 intervalle (2344 à 2346m).
- Les Plugs ont montré leur efficacité aux périodes suivant la date de leur pose. L'eau immédiatement réduite, apparaîtra plus tard dans presque tous les cas similaires, ce signe indique qu'elle provient de l'aquifère qui est en ascension permanente. La comparaison des résultats des well test entre les 02 dernières compagnes montre les puits affectés par les venues d'eau d'une part et l'efficacité des bouchons d'autre part.
- Les venues d'eau sont donc inévitables dans ce cas, il faut juste essayer de les fuir une fois arrivées. La solution uniquement adoptée est la pose de Bouchon (Plug) et l'isolation des intervalles inondés si ces derniers ne constituent pas la partie prenante de la production totale du puits, sinon la fermeture est recommandée.



Recommendations

Recommandations

- La présence d'une défaillance du casing ou du ciment doit être prématurément identifiée en utilisant les différentes diagraphies conçues à cet effet.
- L'effet de présence des fractures pouvant provoquer les chenaux favorisant les venues d'eau à l'intérieur du puits doit être diagnostiqué géologiquement si la fracture est naturelle, ou fracturation hydraulique.
- Parmi les solutions développées pour la lutte contre la production d'eau, une étude technico-économique sur leur faisabilité est requise.
- Un side track n'est pas vain, donc une étude technico-économique pourra être faite pour retarder les venues prématurées.
- Réaliser une simulation afin de mieux identifier et voir le phénomène du water coning.
- L'état de la cimentation nécessite d'être revue, des outils CBL & UBI apporteront des détails très clairs sur l'existence ou non de channeling.
- La fermeture du puits peut être réaliser d'une façon temporaire afin de stabiliser le cône d'eau.



Bibliographies

Bibliographies

- [1] Desbrand, R., Diagraphies dans les sondages. Edition Technip,1982.
- [2] Parijat Mukerji ,The Defining Series: Production Logging principles ,2013
- [3]Afshin Davarpanah*, Behnam Mirshekari, Taraneh Jafari Behbahani and Mahmoud Hemati, Application of production logging tools in estimating the permeability of fractured carbonated reservoirs: A comparative study, Department of Petroleum Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, Article in Journal of Petroleum and Gas Engineering, July 2017
- [4] Documentation de Group Expro, Production LoggingTools,2002
- [5] Documentation de Sonatrach DP, Département géologie (service diagraphies), 2016.
- [6]Rick Von Flatern, 12-PE-004___Well Intervention—Maintenance and Repair.Senior Editor,2014
- [7] Petrowiki, 2018. Production logging (15 January 2018 modified)
- [8]Documentation de Sonatrach DP, Département géologie (service diagraphies),2014
- [9] Tracs International, Planning a Production Tool job self-learning,2005
- [10] Colin Whittaker Depth, Fundamentals of Production Logging, 2016
- [11] Schlumberger. 14-PR-0010. Ps Platform., 2014
- [12] BOUDOUR Seif Eddine, HADJI Sami, TARRAZ Ala Eddine -THEME L'importance de PLT dans le programme de Water Shut-Off., Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017
- [13] Abdullah Taha and Mahmood Amani, Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions, Article in ChemEngineering, 14 May 2019
- [14] K. Aminian, Water Production Problems and Solutions-Part I, Petroleum & Natural Gas Engineering Department West Virginia University, 2004
- [15] Minou Rabiei, Excess Water Production Diagnosis in Oil Fields Using Ensemble Classifiers, October 2011
- [16] Tarek Ahmed, Reservoir engineering handbook /.—4th ed., 2010
- [17] F. Azar-Nejad, W.S. Tortike, S.M. Farouq Ali, Water and Gas Coning in the Oil Reservoirs with Steady State and Transient Flow (Part I: Vertical Wells), University of Alberta, 1996
- [18] R. Recham, M. Touami Sonatrach, S.O. Osisanya, Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells—A Reservoir Simulation Study of Hassi R'Mel Field, Algeria, Paper presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, 2000
- [19] SHEN Wei-jun, LIU Xiao-hua, LI Xi-zhe, LU Jia-liang, Water coning mechanism in Tarim fractured sandstone gas reservoirs, Central South University Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015
- [20] Firdavs Aliev, Water coning Graduation Project, Istanbul Technical University, May 2014

Bibliographies

- [21] Miguel Armenta, Mechanisms and control of water inflow to wells in gas reservoirs with bottom water drive, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, 2003



Annexes

Annexe A : Log PLT du puits OT-142.

