



جامعة كاسدي مزاب - ورقلة
Université Kasdi Merbah - Ouargla



N° d'ordre :

N° de série :

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

Département de production des hydrocarbures

Mémoire

**Pour obtenir le Diplôme de master
Option : production professionnelle**

Presenté par :
CHABOUNIA Imad, DEFFAS Abd el ghafour

Thème

La nouvelle technique de perforation avec pure
charge et son influence sur la productivité dans le
champ ourhoud

Soutenu le : **25/05/2016**

Devant le jury :

Président:	Mlle Tekha Mebarka	Univ. K.M Ouargla
Examineur:	Mr Khabbaz Mohamed elghali	Univ. K.M Ouargla
Encadreur :	Mr CHETTI Djamel Eddine	Univ. K.M Ouargla

2015/2016

REMERCIEMENTS

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

Nous tenons à remercier Mr .CHETTI Djamel eddine notre promoteur pour son grand soutien et ses conseils considérables.

Nous remercions les membres du jury Mlle .Tekha Mebarka et Mr.Khabbaz Mohamed elghali pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions également tous les professeurs du Département.

Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepte nos grands et sincères remerciements.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Celui qui n'a cessé de m'aider avec son indéfectible soutien :

Mon cher père (allah yrahmo).

Très chère mère.

A tous mes oncles.

A tous mes frères.

A tous mes amis.

mon cher pays « l' Algérie ».

Chabounia imad



Dédicace

Je dédie ce travail à :

Celui qui n'a cessé de m'aider avec son indéfectible soutien :

Mon cher père celle qui m'a aidé vers la réussite.

Très chère mère.

A tous mes oncles.

A Mes frères : ala ;aymen ;raouf.

A ma sœur : amira.

A Tous mes amis : raouf ;abdo ; fateh .

A mon cher pays « l'Algérie».

Deffas abd el ghafoure



Liste des figures

Fig- I .1: Situation géographique du champ Ourhoud	2
Fig- I .2: Structure du champ	4
Fig- I .3: Gisement de Ourhoud (Vue 3D)	5
Fig- I .4: Développement De Réservoir	7
Fig- II .1: Essai d'injection (Fall off)	12
Fig- II .2: Essai en débit (Drawdown)	13
Fig- II .3: Essais de fermeture (Builup)	14
Fig- II .4: les déferents variables de fond de puits	15
Fig- II .5: L'effet de l'endommagement sur la productivité	17
Fig-III.1: les pistolets perforant dans le fond de puits	18
Fig-III.2: Les étapes d'explosion des charges creuses	19
Fig-III.3 : Canons transporters par câble	20
Fig-III.4: Support de charges pour tubing descendu par câble	21
Fig-III.5: Canons descendus à l'aide de tubings	21
Fig-III.6: Perforation en overbalance	22
Fig-III.7: Perforation en underbalance	23
Fig-III.8: Les tunnel créé par les différent charges	24
Fig-IV.1: la différence entre les trous créé	25
Fig-IV.2: Les différentes étapes de perforation avec PURE charge	26
Fig-IV.3: Variation de la pression (Perforation conventionnelle)	27
Fig-IV.4: Variation de la pression (perforation avec PURE charge)	27
Fig-IV.5: La répartition des charges	28
Fig-IV.6: Montage avec wire line	29
Fig-IV.7: Montage avec coiled tubing	30
Fig-IV.8: Variation de la production par rapport à la pénétration	31
Fig-IV.9: Variation de la production par rapport à l'endommagement	31
Fig- V .1: L'orientation des charges	32
Fig- V .2: Les résultats de l'MDT	37
Fig- V .3: Test build up	39
Fig- V .4: Graph log-log P(t)	39
Fig- V .7: Graphe semi-log P($\Delta t + dt/dt$)	40

Fig- V.8: Variation de la production

42

Fig- V.9: Variation de l'indice de productivité

42

Liste des Tableaux :

Tableau-I.1 : caractéristiques du Réservoir	4
Tableau -I.2 : les caractéristiques de huile	5
Tableau -I.3 : les caractéristiques d'eau	6
Tableau -V.1 : Le tableau ci-dessous indique les caractéristiques de puits	33
Tableau -V.2 : les paramètres de tous les intervalles perforé	36
Tableau-V. 3: Les résultats de l'enregistrement de MDT	38
Tableau -V.4 : Les résultats obtenus par le Saphir	41

Symboles – Abréviations :

API : système d'unité international.

BOP : obturateur de sécurité.

Bo : facteur volumétrique FVF en (m³/stm³).

CCL: Cement control Log.

GOR : GAZ OIL RATER.

h: hauteur [ft].

IP: indic de productivité.

K: perméabilité.

K_c: perméabilité de la zone écrasée.

K_i: perméabilité de la zone vierge ou non endommagée.

K_e : perméabilité de la zone endommagée.

h: hauteur [ft].

m : pente logarithmique en (kg/cm²/cycle).

MDT : Modular Formation Dynamics Tester.

P_G : pression de gisement (psi).

P_f : pression de fond (psi).

P_{fs} : pression de fond statique (psi).

P_{fa} : pression de fond dynamique (psi).

ΔP_s: chute de pression supplémentaire due au Skin en (kg/cm².psi).

P: pénétration.

Q : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

μ: viscosité [cp].

r_e: rayon de drainage [ft].

r_w: rayon du puits [ft].

S: facteur de skin.

SKIN: facteur d'endommagement.

SRO: surface read out.

TAGI: Triassic Argileux Gréseux Inférieur.

TVD: la profondeur verticale de puits.

TCP: Tubing Conveyed perforating.

VDL: Variable Density Log.

WAG : water and gas.

I.1 Situation Géographique :

Le champ de pétrole Ourhoud (autrefois appelé Qoubba), est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 420km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et à 1300km au Sud-est d'Alger.

Le champ Ourhoud, découvert en juillet de l'an 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263,4Km².



FigI-1 : Situation géographique du champ Ourhoud

I.2 Situation géologique :

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère, sous-saturée dans les grès du TAGI, piégée dans une structure anticlinale faillée.

L'intervalle de production du réservoir TAGI est situé immédiatement au dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100mètres dans la région de Qoubba ; le point le plus élevé de la structure se situe à -2772 m/NM, et le contact huile/eau est interprété à -3056 m/NM.

La hauteur utile moyenne est d'environ 31,5m. Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200 md.

L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0,8115 au stockage.

La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de référence de -2978 m/NM et la température de gisement est de 102°C.

I.3 Formation TAGI :

Cette formation résulte d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux; l'épaisseur totale du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres.

Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales,

I.3.1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :

Le TAGI inférieur a environ 32-58mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tubes provisoire en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

I.3.2 Le TAGI moyen (Middle TAGI) :

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés. Les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

I.3.3 Le TAGI supérieur (Upper TAGI) :

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.-à-d, là où le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42mètres.

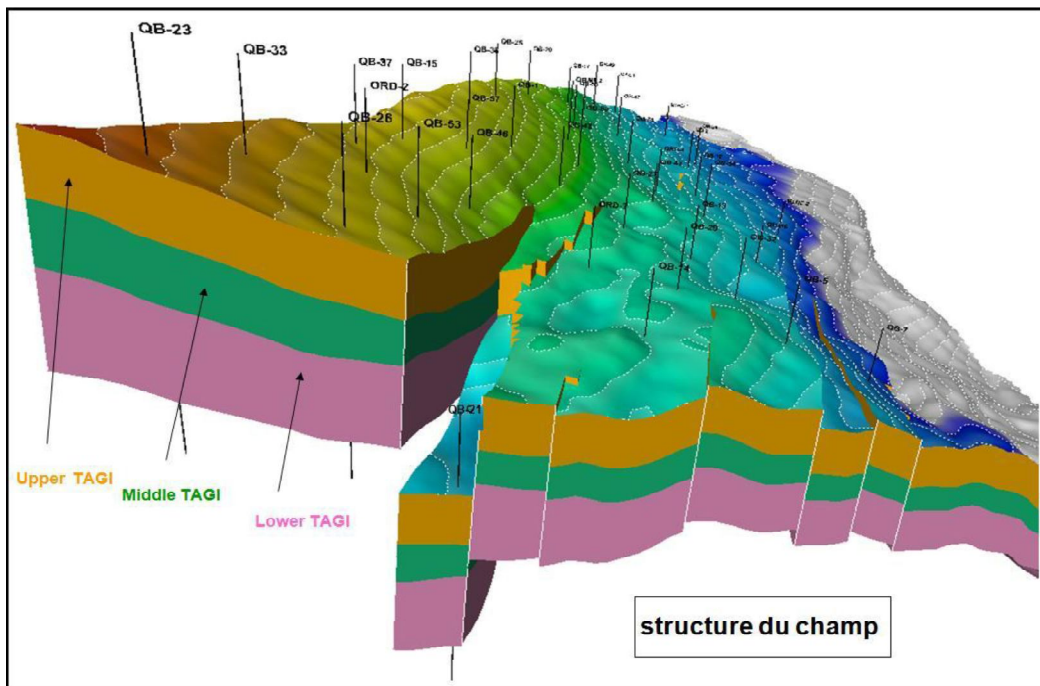


Fig I-2 : Structure du champ

I.4 Caractéristiques du réservoir :

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres.

Le maximum de l'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100m, alors que le minimum est à l'Ouest de la partie du champ, 89m dans la partie Sud-Ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m.

Tableau I-1 : caractéristiques du Réservoir

Température de réservoir	102°C
Pression de réservoir	348 bars
Porosité moyenne	16 %
Perméabilité moyenne	200 mD
Degré API	42,5
GOR	64 m ³ /m ³
Gradient de pression	1,02 psi/m



Organisation Ourhoud

Gisement de Ourhoud : Vue en 3D

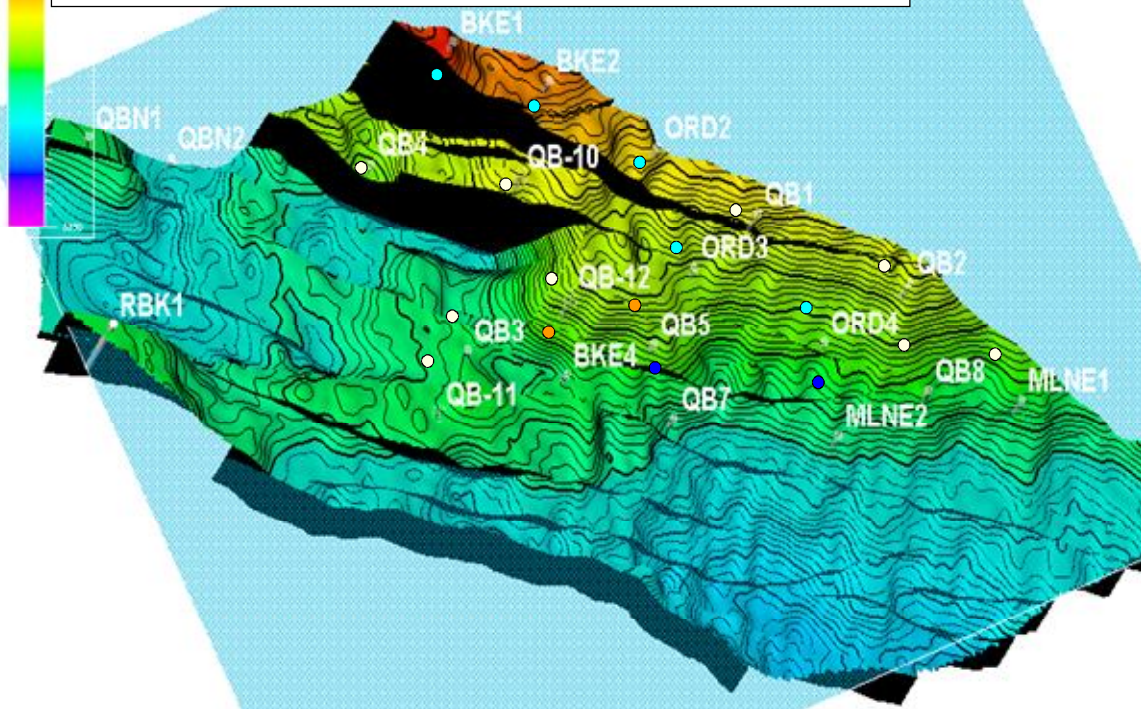


Fig I-3 : Gisement de Ourhoud (Vue 3D)

I.5 Caractéristiques pétro-physiques de réservoir :

I.5.1 Huile :

Tableau I-2 : caractéristiques de huile

Pression initiale de gisement	5000 Psi
Pression de bulle	1247 Psi
Température de gisement	102 °C
Facteur volumétrique de fond (FVF)	1,233
GOR dissolution initiale	64 m ³ /m ³
Densité d'huile de stockage	0,813 g/cm ³
Viscosité d'huile	0.68 Cp
Compressibilité	7,14x10 ⁻⁶ Psi ⁻¹

I.5.2 Eau :*Tableau I-3 : caractéristiques d'eau*

Compressibilité	$4,3 \times 10^{-8} \text{ Psi}^{-1}$
Viscosité	2,75 Cp à 25°C
Salinité moyenne	352,925 g/l
Densité	1,224 Kg/l à 20°C
Résistivité	5,94 Ohm/Cm ² /m à 20°C
PH	4,5

I.5.3 Gaz :

➤ Compressibilité : $1,16 \times 10^{-4} \text{ Psi}^{-1}$.

I.6 Historique de production :

La production au champ Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface.

La production d'huile a atteint 230 000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau pourrait se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellite, il contribuera à porter la production nationale à 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui a commencé le 25/01/2003 et le 20/02/2003 respectivement.

L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs.

La production actuelle (jusqu' à juin 2009) représente 16% du volume, assurée par 113 puits (Annexe 2 et 3) dont :

- 56 producteurs d'huile.
- 10 producteurs d'eau : Albian / Barremian.
- 08 producteurs d'eau : Miopliocène.
- 29 injecteurs d'eau.
- 04 injecteurs de gaz.
- 04 observateurs.
- 02 WAG.

I.7 Récupération secondaire à Ourhoud :

Le scénario de maintien de pression consiste à produire l'eau de l'Albien/Barrémien et puis l'injecter dans les puits injecteurs d'eau qui se trouvent dispersés et au périphérique. Il existe aussi la réinjection de gaz dans le sommet du réservoir. Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté à la zone à huile dans la direction Est-Ouest, étant donné que l'existence des failles orientées de Nord-est / Sud-ouest et que l'injection périphérique dans l'aquifère ne peuvent pas servir de support à la production du centre de champ. En conséquence, l'injection d'eau dans l'aquifère au périphérique n'est pas adéquate pour un maintien de pression complet de réservoir; ainsi, une injection dispersée sur la structure est requise [1].

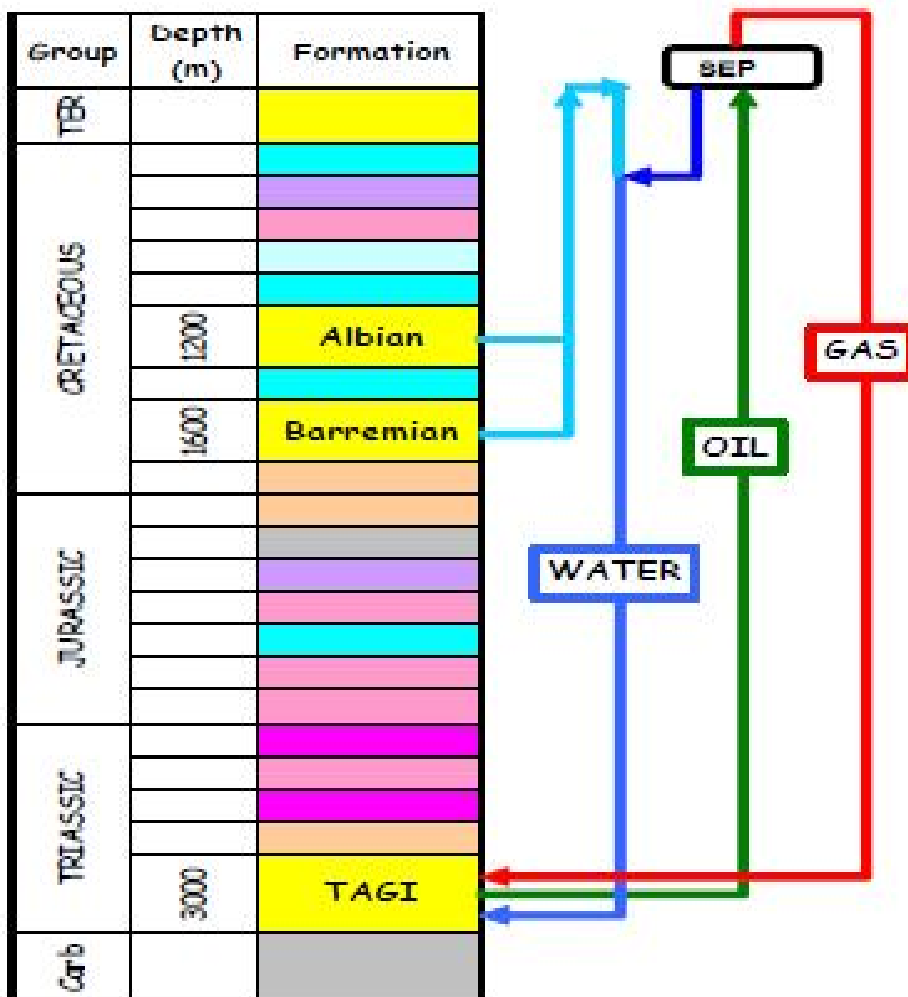


Fig I-4 : Développement De Réservoir

I.8 Problème d'exploitation:

Après la mise en production du champ Ourhoud en fin de l'année 2002, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide. L'expérience a montré que ce genre de problèmes n'apparaît, qu'après un certain nombre d'années d'exploitation d'un champ pétrolier.

Les causes de ces dépôts sont différentes : elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas des sulfates de calcium (CaSO_4) dans l'eau d'Albien et les asphaltènes dans le brut, comme elles peuvent être dues au système d'exploitation lui-même, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, les oxydes de fer, l'argile et enfin les dépôts organiques résultants des traitements chimiques, (tous produits de traitement confondus). [5]

II.1 Qu'est ce qu'un endommagement ?

L'endommagement représente toutes les incrustations, minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'à la surface.

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en nous basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

II.2 Les raisons principales de l'endommagement:

Les différentes causes de l'endommagement dans le champ d'OURHOUD sont les suivantes :

II.2.1 Endommagement dû à la formation:

Cet endommagement est la cause principale de l'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement, parmi lesquels nous citerons [2]:

II.2.1.1 Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voir même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond.

II.2.1.2 Dépôts organiques (asphaltènes) :

Les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfs, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression).
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'entassement des asphaltènes.

II.2.1.3 Dépôts des sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

II.2.1.4 Migration des fines :

Les particules qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

II.2.1.5 Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion.

Ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.

II.2.2 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over,...) :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère:

II.2.2.1 Le colmatage des perforations :

Au cours des opérations de WorkOver ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

II.2.2.2 Changement de mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

II.2.2.3 Water Block :

Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR élevé.

Le water block a autant de chances de se produire que :

- * La perméabilité de la couche est plus faible.
- * La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases; l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions interfaciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gas).

II.2.3 Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

II.2.3.1 Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

II.2.4 Endommagement dû à l'injection d'eau :

- ✓ Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

II.3 Interprétation de l'endommagement au moyen des Essais de Puits :

II.3.1 Les Essais de puits :

II.3.1.1 Définition :

On entend par essais de production d'un puits l'ensemble des dispositions prises pour mesurer un certain nombre de grandeurs relatives aux couches traversées.

II.3.1.2 But des Essais :

Le but des essais est :

- Evaluer la capacité de production, ou potentiel, de chaque puits.
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.

- Déterminer le taux de production efficace de chaque puits.
- A partir de ces résultats confrontés avec les conditions économiques, déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement.

II.3.1.3 Objectifs des essais :

- Déterminer la nature et les caractéristiques de l'effluent (fluide produit).
- Mesurer les volumes de cet effluent produit par le puits dans des laps de temps déterminés.
- Mesurer la pression régnant dans le gisement.
- Mesurer les pressions en cours de production.
- Evaluer la perméabilité des couches aux abords du puits (zone altérée).

II.3.1.4 Les différents types d'essais de puits :

❖ Essai d' injection (fall off test):

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente et après la fermeture diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place.

L'objectif de fall off test réalisé sur un puits injecteur est de déterminer les paramètres suivants :

- La capacité du puits, le skin du puits S et rayon d'injection r_i .
- La perméabilité dans la zone d'injection k_w et dans la zone à huile k_o .

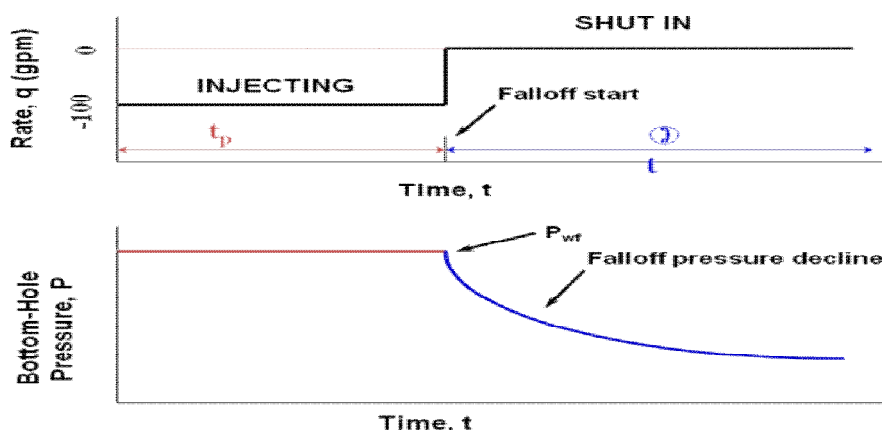


Fig II-1: Essai d' injection (Fall off)

❖ Essai en débit (Drawdown) :

L'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à un débit qui doit être maintenu constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement.

L'objectif principal de Drawdown est d'obtenir :

- Le skin total.
- La perméabilité effective ou totale du réservoir.
- L'aire de drainage.
- La position des failles.
- Rayon de drainage de l'écoulement.

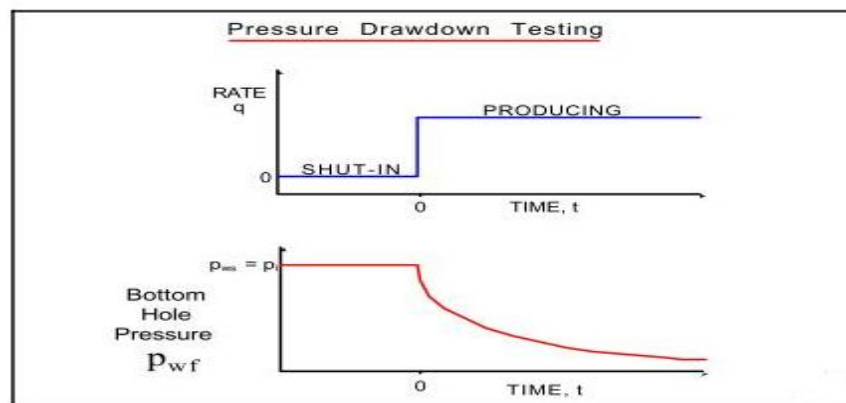


Fig II-2 : Essai en débit (Drawdown)

❖ Essai en fermeture (Build Up ou la remontée de pression) :

Le test build up est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture du puits et l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps. L'essai BU décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits [3].

L'objectif de ce test est d'évaluer et d'analyser:

- La pression statique du réservoir P_{ws} .
- La perméabilité effective de réservoir.
- L'endommagement aux abords du puits.

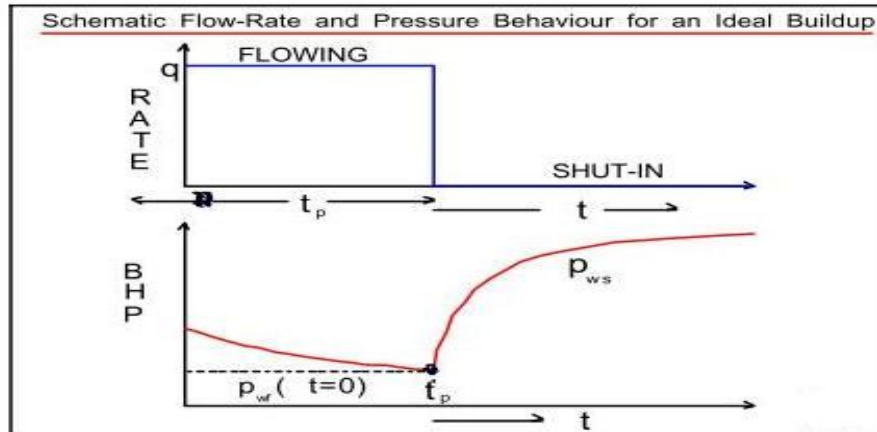


Fig II-3 : Essais de fermeture (Buildup)

II.4 Signification Physique de L'endommagement :

II.4.1 Modification de la perméabilité :

La perméabilité représente la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de la traverser, donc elle détermine la capacité de production.

La loi de DARCY appliquée à un fluide pour un écoulement radial circulaire permanent, dans un milieu homogène entre la paroi d'un puits de rayon r_w et sa limite extérieure de drainage de rayon r_e , permet d'écrire la relation suivante :

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{4\pi K_i h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \dots \dots \dots (2.1)$$

Q_f : débit volumétrique.

μ : viscosité de fluide.

r_w : rayon de puits.

r_e : rayon de drainage.

K_i : perméabilité du milieu.

h : hauteur de la couche.

P_G : pression de drainage du puits.

P_{wf} : pression à la paroi du puits.

II.4.2 Chute de pression supplémentaire :

Dans le cas d'un colmatage du réservoir, on aura deux couronnes cylindriques de limites à r et R et deux perméabilités respectives K_e et K_i .

K_i : perméabilité de la zone vierge ou non endommagée.

K_e : perméabilité de la zone endommagée.

r_w : rayon du puits.

r_e : rayon d'endommagement.

Le rayon d'endommagement r_e représente la zone endommagée, pratiquement le volume du traitement principal est basé sur 1 à 1.5 m de pénétration radial.

Donc d'après l'équation (1) on obtient la chute de la pression due au colmatage de la formation par la formule suivante :

$$P_G - P_{wf} = \frac{\mu Q_f}{2\pi h} \left[\frac{1}{K_e} \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{1}{K_i} \ln \frac{r_e}{r_w} \right] \dots \dots \dots (2.2)$$

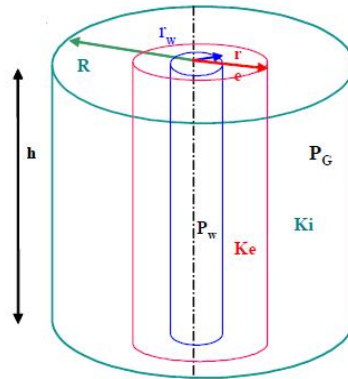


Fig II-4: les différents variables de fond de puits

II.5 Expression de l'endommagement :

Des auteurs ont défini un coefficient sans dimension S appelé « effet de paroi ». Ce dernier est défini par la relation suivante :

Les pertes de charge dues à l'effet de paroi sont la différence entre la p_{wf} idéal et la p_{wf} réel

$$\Delta P_s = \Delta P_{wf \text{ idéal}} - \Delta P_{wf \text{ réelle}} \dots \dots \dots (2.3)$$

Ces pertes de charge sont calculées à partir de l'équation suivante :

$$\Delta P_s = \frac{141,2 q_o \mu_o \beta_o}{K h} S \dots \dots \dots (2.4)$$

On peut déterminer cette chute à partir des résultats des tests de remontée de pression (Build Up), qui nous donnent l'évolution de la pression du réservoir en fonction du temps pendant la fermeture du puits d'après la formule suivante :

$$\Delta P_s = 0.87 S * m.$$

Avec: $m = \mu B_o Q / 2\pi K h.$

ΔP_s : chute de pression supplémentaire due au Skin en (kg/cm².psi).

S : Skin (facteur sans dimension).

Bo : facteur volumétrique FVF en (m³/stm³).

m : pente logarithmique en (kg/cm²/cycle).

$$S = 1,151 \left[\frac{(P_{ws} - P_{wf \ 1hr})}{m} - \log \frac{K}{\mu \cdot \phi \cdot c \cdot r_w \cdot 2} - 0,894 \right] \dots \dots \dots (2.5)$$

D'après l'équation (5), on remarque que le Skin est en fonction de plusieurs paramètres.

$$P_s = S \left[\frac{\mu Q_f}{2\pi h K} \right] \dots \dots \dots (2.6)$$

Si l'on introduit l'effet de paroi dans l'expression de la pression de fond du puits en système infini, on obtient :

$$P_{wf}(t) = P_G - \frac{\mu Q_f}{4\pi K h} \left[\ln \left(\frac{K h}{\phi \mu c r_w} 2 \right) + 0,80907 + 2S \right] \dots \dots \dots (2.7)$$

Ceci signifie que la pression de fond de puits est inférieure de $S = \frac{\mu Q_f}{2\pi K h}$ à la pression sans effet de parois.

II.6 L'effet de l'endommagement sur l'index de productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement , c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \dots \dots \dots (2.9)$$

Il existe deux types d'IP :

- ✓ IPr : productivité réelle en m³ /h/ Kg /cm².
- ✓ IPth : productivité théorique de même dimension.

$$IP_{th} = \frac{Q}{P_G - P_f - P_s} \dots \dots \dots (2.10)$$

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est en fonction de la perméabilité et de la conductivité (KH).

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'IP.

Si un réservoir présente : S > 0 Alors ΔP_s est élevé, K réduit, IP faible, d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

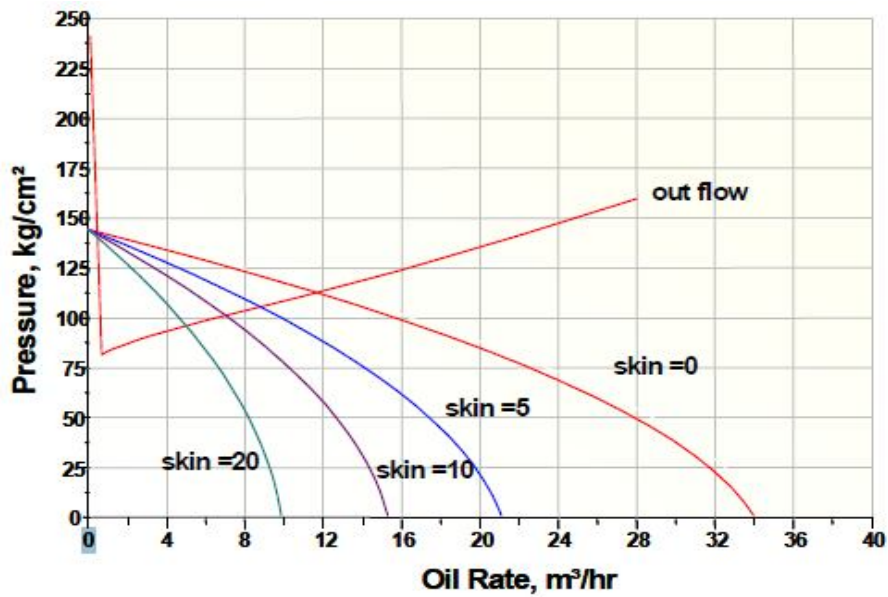


Fig II-5 : L'effet de l'endommagement sur la productivité

Pour un puits d'huile L'équation d'IPR:

$$q = \frac{Kh(P_G - P_{wf})}{141.2\mu\beta\left(\ln\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \dots\dots\dots (2.11)$$

q : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

K : perméabilité (md).

r_w : rayon du puits (ft).

h : hauteur du réservoir (ft).

r_e : rayon de drainage (ft).

μ : viscosité d'huile (cp).

S : skin total.

P_G : pression de gisement (psi).

P_{wf}: pression de fond dynamique (psi).

III.1 Introduction :

L'opération de perforation est nécessaire et obligatoire sur les puits cuvelés, elle a pour objectif d'établir la communication entre le puits et la formation en réalisant des trous à travers le casing, le ciment et la formation pour permettre le passage du fluide entre la formation et la colonne ou le contraire.

III.2 La perforation conventionnelle :

La technologie précédente utilise un pistolet perforant pour faire les tunnels. Le pistolet cylindrique est descendu en bas du cuvelage ou de la colonne de production jusqu'à ce qu'il soit vis-à-vis de la zone du réservoir. Les balles ou les explosifs sont portés par le perforateur et visent les parois du fond du puits, après le tir les trous deviennent doux et ronds (fig-3.1). La charge formée par la vitesse élevée crée une pression très élevée de choc de 1.5 million de livre par pouce carré; à l'entrée du tunnel 150.000 livres par pouce carré pulvérisent la roche adjacente, détruisent la cimentation entre les grains, et créent des tunnels qui sont en général 0.25 à 0.4 pouce de diamètre et de 6 - 12 pouces de longueur.

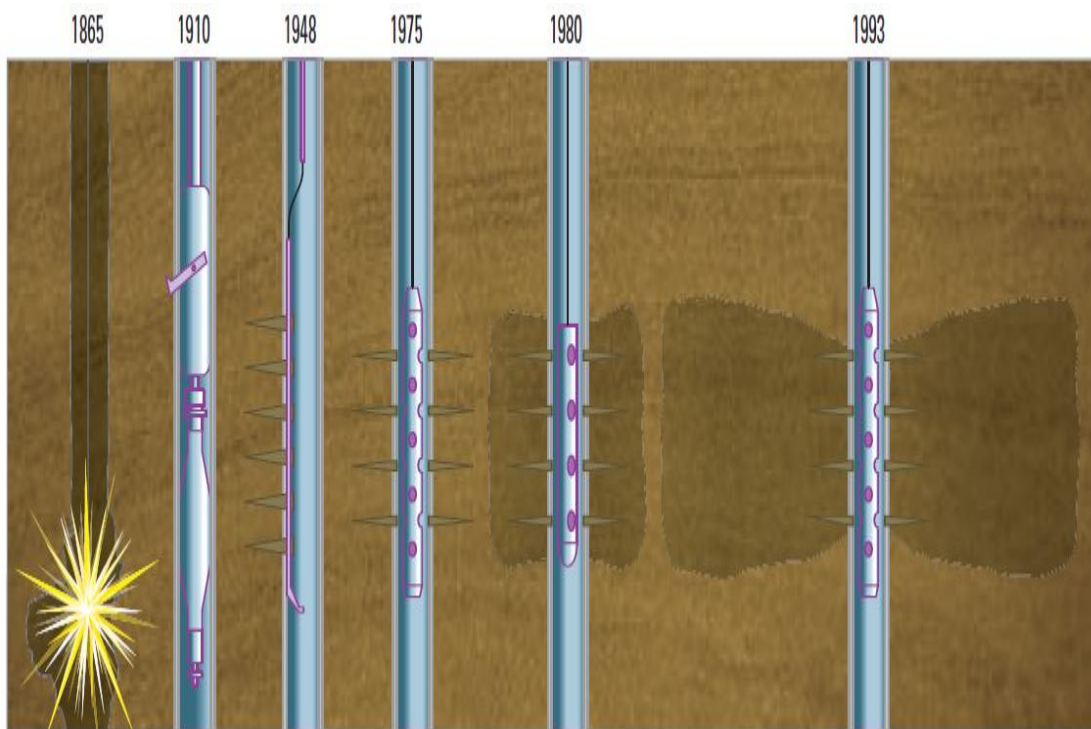


Fig III-1 : les pistolets perforant dans le fond de puits

Une fois que les charges en place, sont misent dans le canon, et sont descendues dans le puits, la détonation commence à la 1^{ère} phase qui correspond à l'amorçage du détonateur. Ceci génère une onde de choc se déplaçant à 7000m/sec à travers le détonateur.

À ce moment, la zone touchée par les charges se dilate sur l'extérieur pendant que le liner est compressé à l'intérieur. L'action combinée des deux forces génère une augmentation de la vélocité à l'arrière du liner, ce qui fait violement partir un jet de particule qui perfore à la fois le casing, le ciment et la formation.

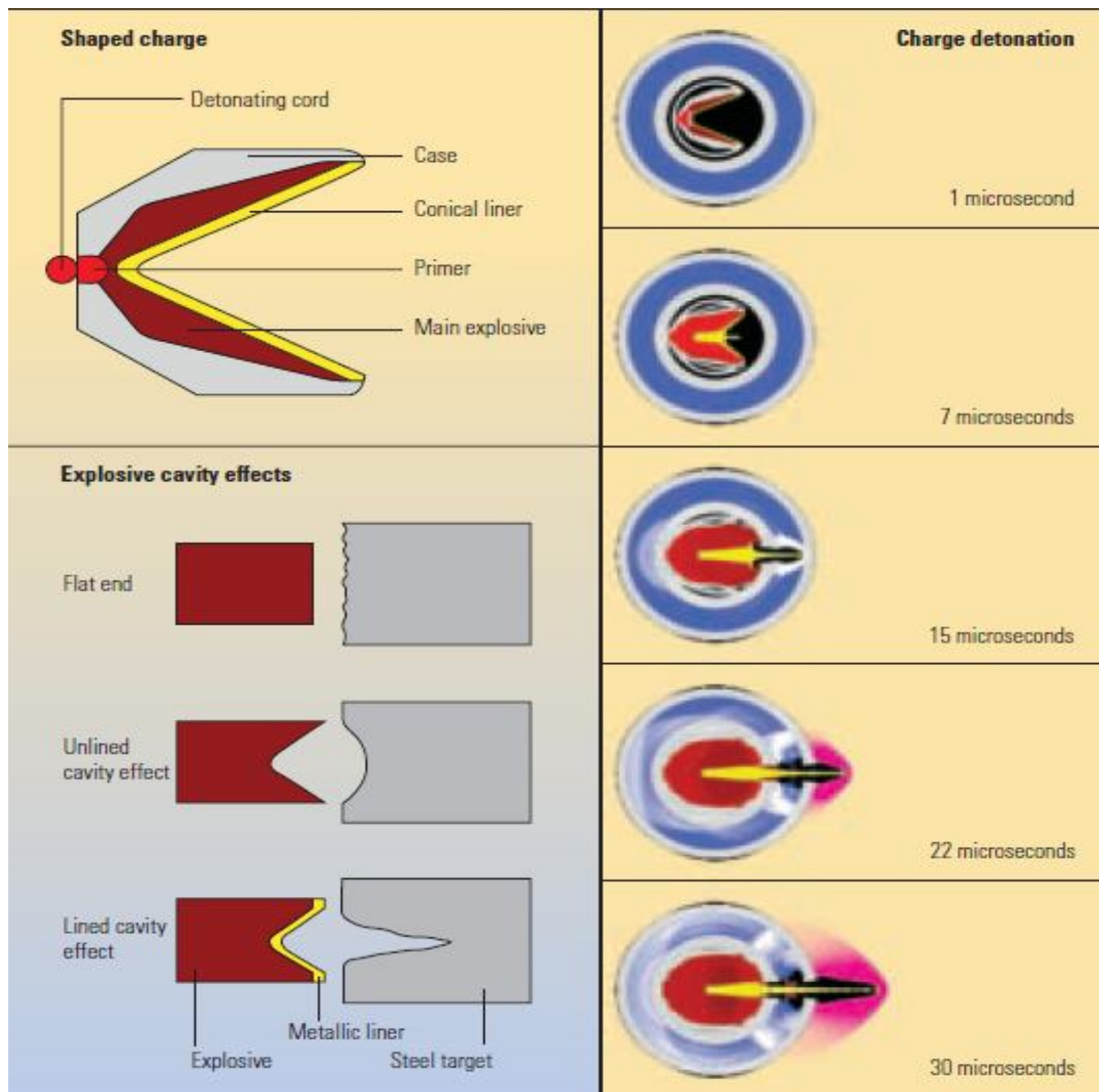


Fig III-2 : Les étapes d'explosion des charges creuses

III.2.1 Type de canon :

III.2.1.1 Canons transportés par câble “wire line conveyed guns”:

Ces types de canons sont généralement descendus dans le puits avant l’installation de la colonne de production. En conséquence, un déséquilibre hydrostatique ne peut normalement pas être appliqué, bien que dans des complétions simples à gros diamètres et certains canons de ce type peuvent être descendus à l’intérieur du tubing avec un déséquilibres hydrostatiques.

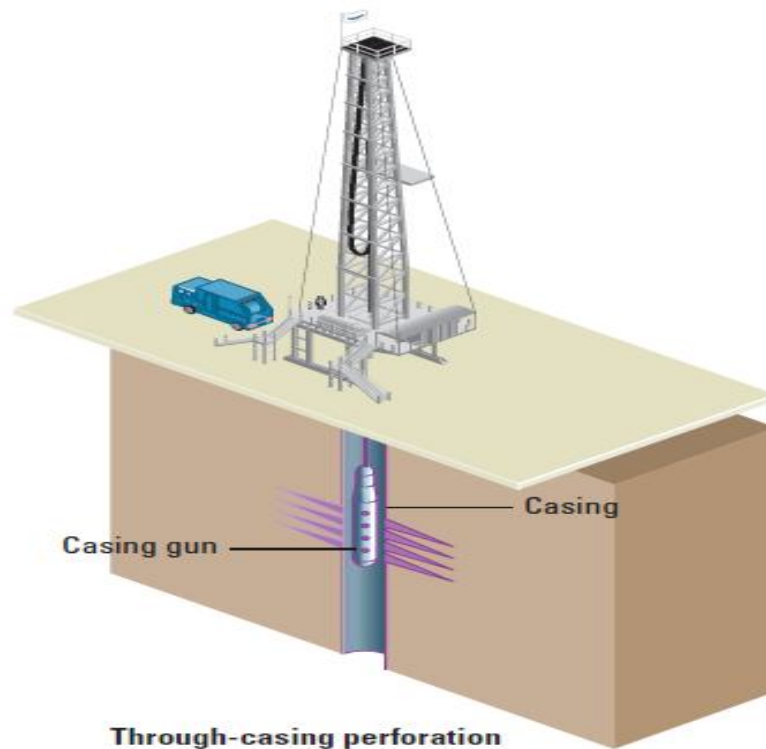


Fig III-3: Canons transporters par cable

III.2.1.2 Support de charges pour tubing descendu par câble “through-tubing Hollow Carrier Guns ” :

Ces canons sont une version plus petite que les canons de casing qui peuvent être descendus dans les tubings; la dimension des charges est donc plus petite, d’où des performances inférieures à celles des autres canons. Les perforations se font seulement sur 0° ou 180° avec un maximum de 4 charges par foot sur un canon de 2.1/8” et de 6 charges par foot pour un canon de 2.7/8” de diamètre extérieur.

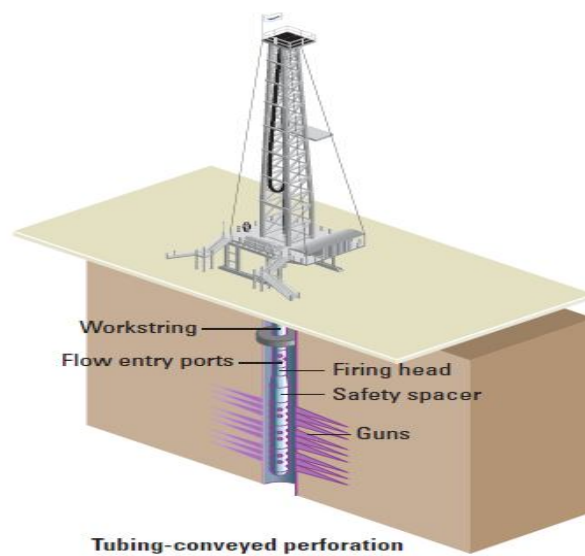


Fig III-4 : Support de charges tubing descendu par câble

III.2.1.3 Canons descendus à l'aide de tubings "Tubing Conveyed Perforating" :

Les canons TCP sont une variante des canons de casing qui sont descendus à l'aide de tubings permettant d'installer une longueur de canon beaucoup plus importante. Une longueur de plus de 1000ft est possible (spécialement utile dans les puits horizontaux) ainsi que la perforation sous une extrême dépression sans risque pour les canons de remonter hors du trou.

Dans les opérations de complétion ces canons peuvent être descendus et suspendus à la bonne profondeur avant l'installation de la colonne de production ou être descendus au travers du tubing à l'aide d'une unité coiled tubing.

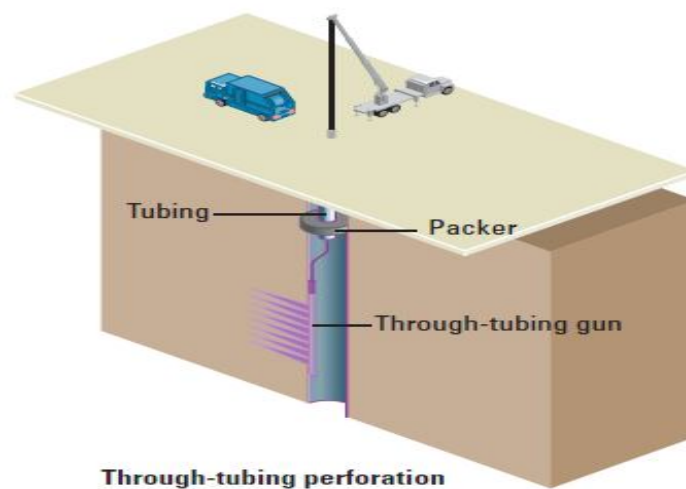


Fig III-5 : Canons à l'aide de tubings

❖ Avantages de TCP :

- ✓ Suppression d'une opération au câble électrique ;
- ✓ Possibilité de perforer sous dépression avec des charges de caractéristiques équivalentes aux canons de casing de gros diamètre.

Les principaux problèmes associés avec les TCP sont :

- ✓ Le positionnement des canons est plus difficile.
- ✓ Le puits doit être foré plus profond pour loger la longueur des canons s'ils sont largués au fond du puits après la mise à feu.
- ✓ Une mise à feu ratée a un cout très élevé.
- ✓ La détection de la mise à feu est incertaine.

III.2.2 Performance des charges :**III.2.2.1 Pénétration :**

En général, le plus important est le résultat, il doit au minimum dépasser l'espace endommagé lors du forage. Toutefois, pour obtenir un impact à forte densité, les canons peuvent être limités par la dimension des charges qui peuvent être installées, ce qui aura un effet sur la pénétration.

III.2.2.2 Perforation en surpression "overbalanced" :

Si le puits doit être perforé en surpression, un contrôle strict du fluide utilisé sera alors nécessaire pour s'assurer qu'il est compatible avec le type de formation et les fluides du réservoir. Les fluides doivent aussi être propres pour éviter tout dommage dans la formation.



Fig III-6 : Perforation en overbalance

III.2.2.3 Perforation en sous pression “underbalanced”:

Pour optimiser le nettoyage des perforations, une situation de sous pression peut être utilisée. Un niveau de déséquilibre basé sur un nombre important d'études sur le gisement là où des perforations de type TCP doivent être utilisées [7].



Fig III-7 : Perforation en underbalance

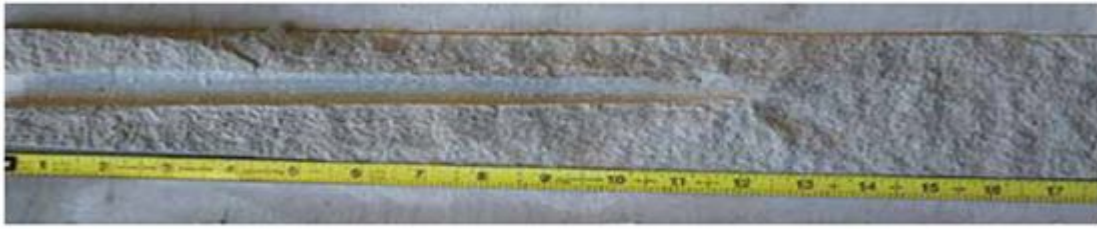
III.2.2.4 Type de charges :

Les différents types de charge utilisés pour la perforation sont plus nombreux; parmi lesquelles on cite 3 types selon l'historique de découverte :



➤ La powerjet est la plus utilisée car elle a plusieurs avantages :

- Pénétration Plus grande
 - Augmentation de la productivité et le rayon effectif du puits.
 - Réduit la chute de pression au travers de perfs.
- Retarde la déposition des paraffines et asphaltènes.
- Amélioration de la qualité des Perforations.
 - Plus grande densité de coup avec la même pénétration.
 - Meilleure pénétration par coup.



Tunnel créé par les charges classique



Tunnel créé par la power jet

Fig III-8 : Les tunnels créés par les différentes charges

III.3 Les problèmes majeurs :

- ✓ Le problème d'escorte militaire n'est pas toujours disponible pour transporter les canons explosifs; à cause de ce problème cette opération n'est pas toujours disponible.
- ✓ Cette opération nécessite une opération de stimulation car elle endommage les abords des puits ($skin > 0$) donc on aura une perte d'argent, une perte de temps et une perte de production.

IV.1 Pourquoi la PURE charge a-t-elle été créé ?

Traditionnellement l'underbalance (sous pression) existe avant la détonation des armes à feu. Cependant nous voulons l'underbalance (sous pression) immédiatement après la création des tunnels de perforation, mais cet objectif n'est pas atteint par 95% de l'ensemble des perforations car le puits tend souvent à l'overbalance juste après la détonation des charges et revient à l'underbalance plus tard (les perfs sont déjà endommagées).

IV.2 Technique de pure charge :

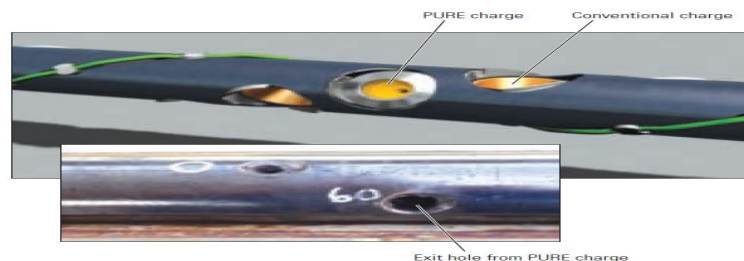
Cette technique de perforation est une innovation de Schlumberger, elle se base sur un principe simple qui est : perforer et nettoyer en même temps.

L'utilisation de perforation avec un nouveau système de perforation dit PURE charge a permis de créer un tunnel de perforation profond, propre et large, afin de minimiser ou d'éliminer l'endommagement du réservoir créé par perforation (skin perforation) , cela nous permet d'améliorer la productivité ou l'injectivité.

Une perforation profonde, un grand diamètre et un tunnel propre ont un effet sur l'écart de pression dynamique qui se produit dans un puits lors de la perforation. Immédiatement après la détonation des fusils de perforateur; le PURE CHARGE impose une grande sous-pression (underbalance) transitoire dans le puits de forage juste après quelques centaines de millisecondes de détonation des guns de perforation. Cette pression aspire tous les déchets dus à l'explosion des canaux, ces déchets sont accumulés dans les canaux, pour être récupérés en surface.

IV.3 Principe de travail :

En plus des frais de la méthode conventionnelle ou classique, les systèmes de perforation PURE peuvent inclure des chambres PURE spéciales et charges PURE intercalés le long d'un train de canaux.

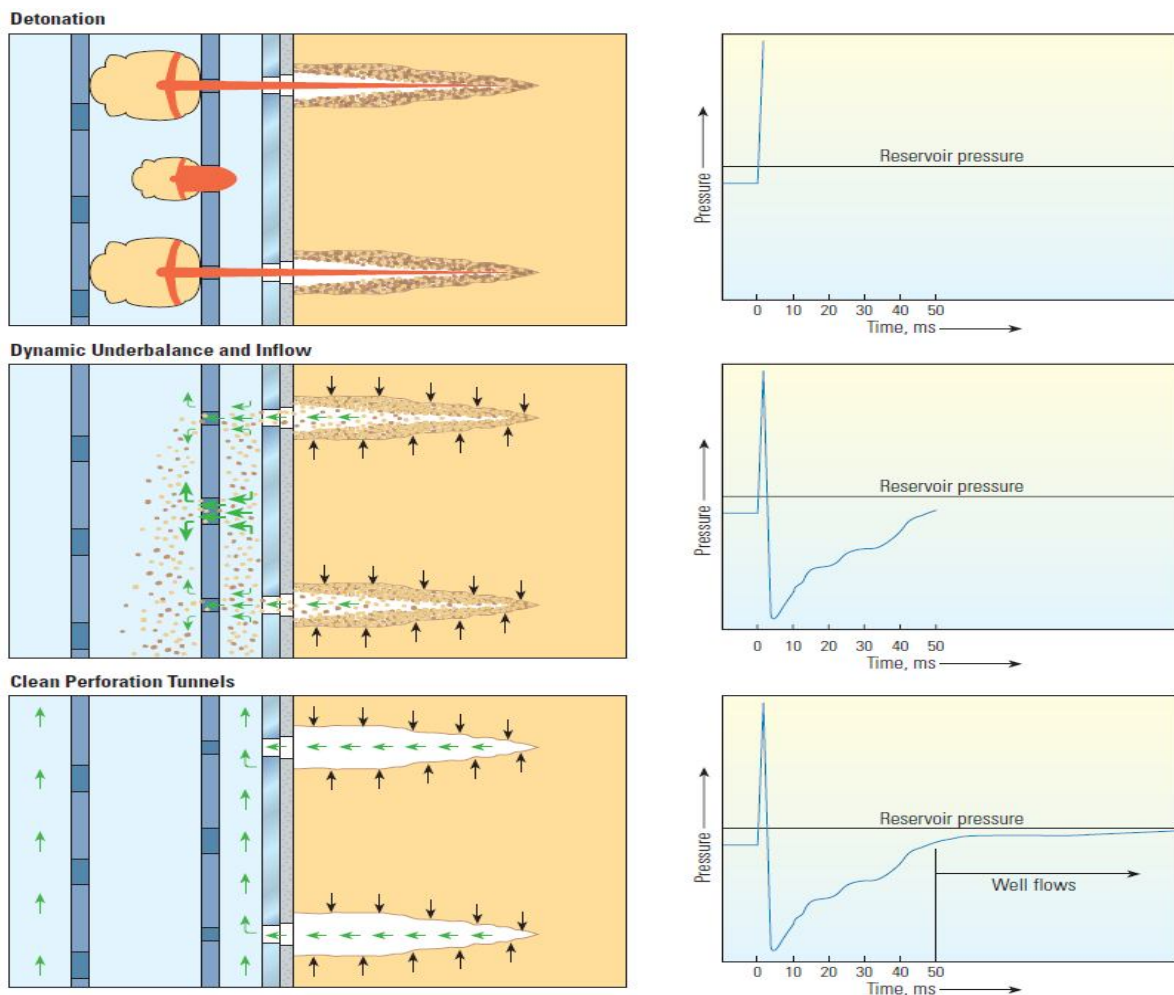


FigIV-1 : la différence entre les trous créés

Les explosives PURE ne pénètrent pas dans le tubage du sondage, mais créent des trous supplémentaires ouverts afin de maximiser la différence de pression transitoire et optimiser le nettoyage de la perforation, la détonation des charges génère des tunnels de perforation dans la formation (0 à 100ms).

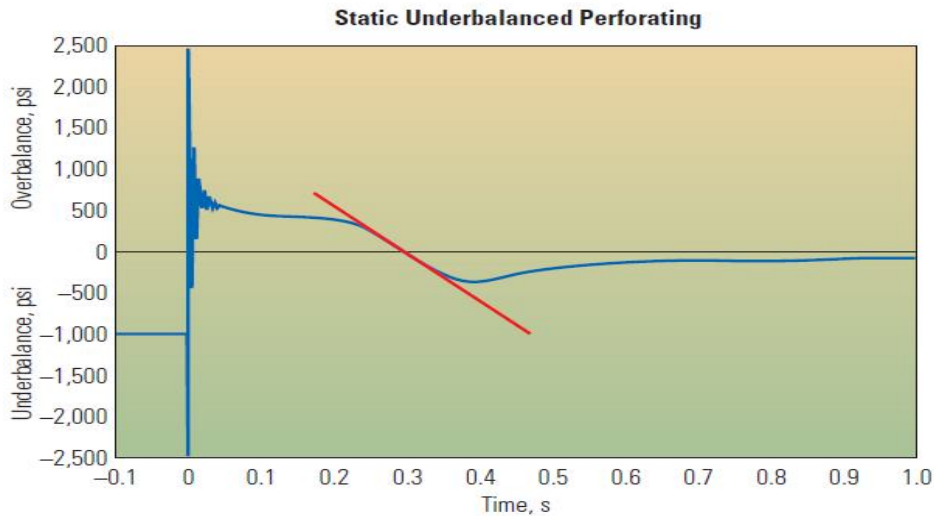
La Conception PURE utilise les conditions de puits et les paramètres de canaux pour créer instantanément une dépression à travers un intervalle optimal perforé (100 à 200 ms).

La Rupture de la traction de la zone écrasée (crushed zone) autour des tunnels de perforation et des flux de poussée de la formation supprime les dommages induits et les débris résiduels (300 à 400 ms) post perforations. L'application rapide de pression différentielle élevée est la clé de perforation PURE [6].



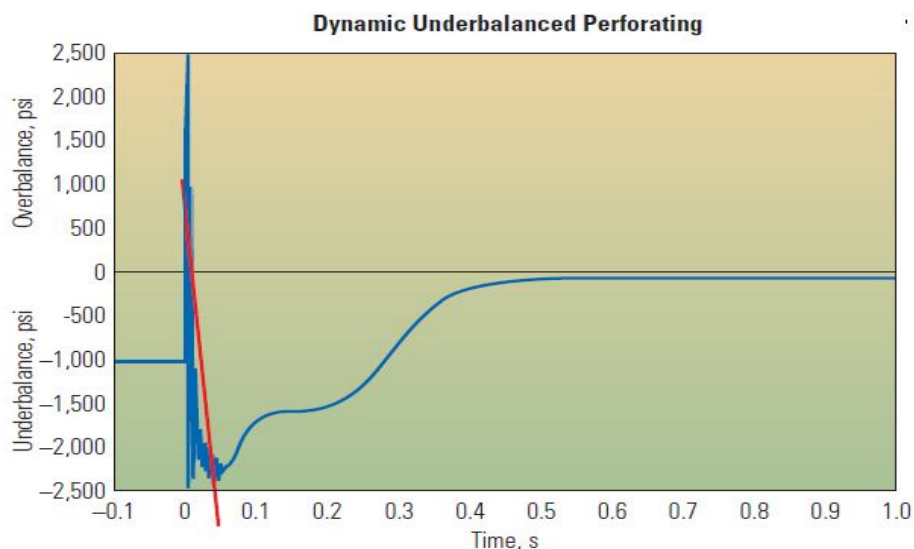
FigIV-2 : Les différentes étapes de perforation avec PURE charge

IV.4 La différence entre la perforation conventionnelle et la perforation avec PURE charge :



FigIV-3 : Variation de la pression (Perforation conventionnelle)

Au début le puits est dans un état d'underbalance. Après la détonation des charges creuses on obtient une augmentation de la pression de fond et le puits va à l'overbalance. Pour que ce puits revienne à l'underbalance, il met du temps et lorsqu'il revient, la valeur de la pression n'est pas suffisante pour le nettoyage des tunnels; ce système est appelé underbalance statique.



FigIV-4 : Variation de la pression (perforation avec PURE charge)

Avant la perforation avec PURE charge, la pression de réservoir est supérieure à la pression de fond. Après la détonation des charges creuses la pression de fond augmente et on aura l'overbalance mais, la détonation des PURE charges, après la première détonation, conduit à une baisse de pression et le puits revient à l'underbalance. Cette dépression est suffisante pour le nettoyage des tunnels : on appelle ce système l'underbalance dynamique.

IV.5 Montage durant l'utilisation du système " PURE charge" :

Le montage des canaux du système " PURE charge " est le même que pour la perforation traditionnelle, le seul changement se trouve au niveau de la répartition des charge, ainsi que l'utilisation d'un enregistreur de la différence de pression lors de la détonation, généralement on trouve 3 charges creuses et une PURE charge [8].

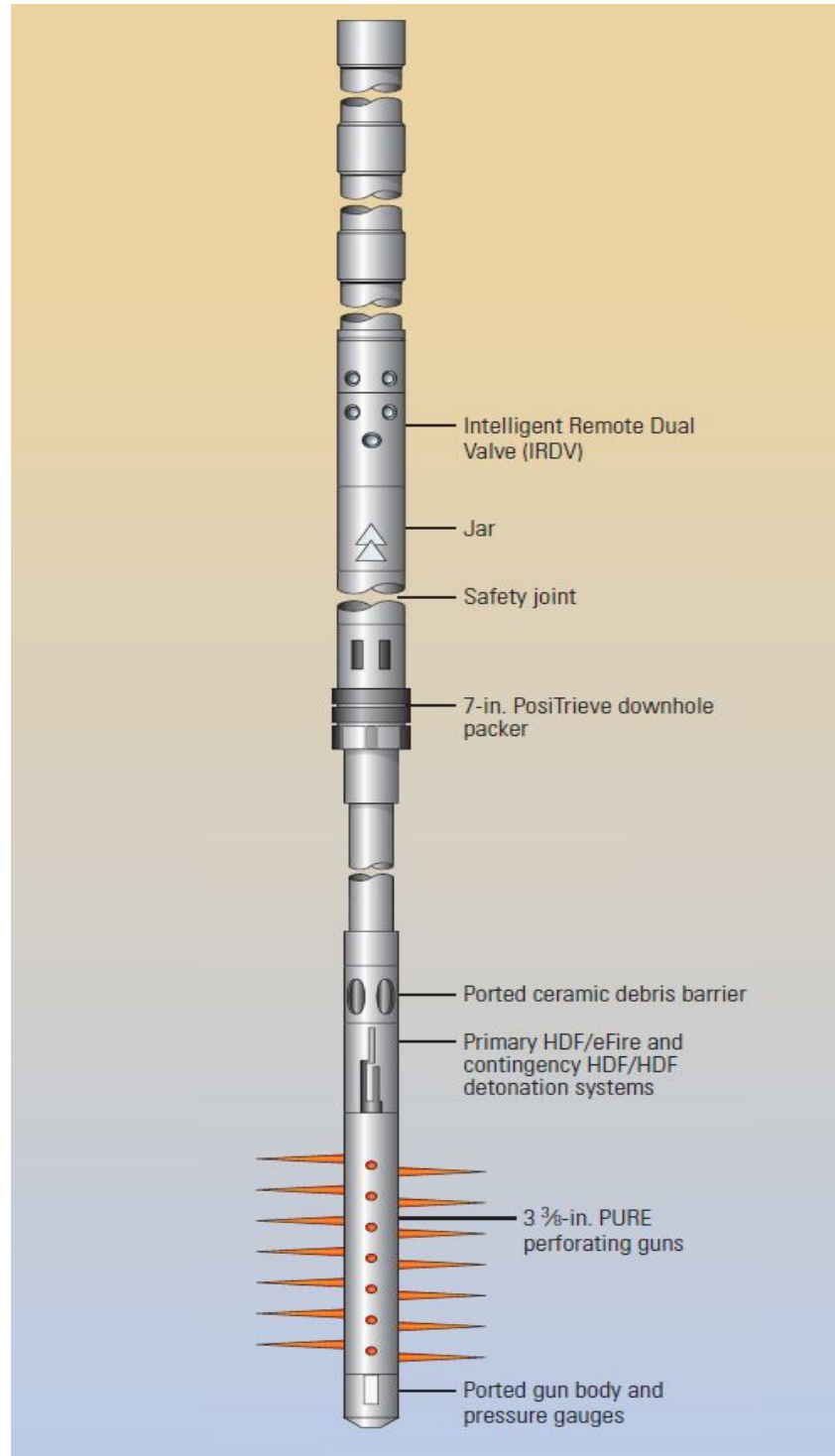


FigIV-5 : La répartition des charges

Le " wire line" ou encore "electrical line " : c'est le moyen traditionnel par lequel on descend des charges explosives pour accomplir une opération de perforation de la couche productive. Le wire line présente un avantage primordial à savoir la lecture directe de données en surface dite en anglais surface read out, connu en industrie pétrolière par l'abréviation (SRO) et aussi par son avantage sur le plan logistique comparé à d'autres moyens.

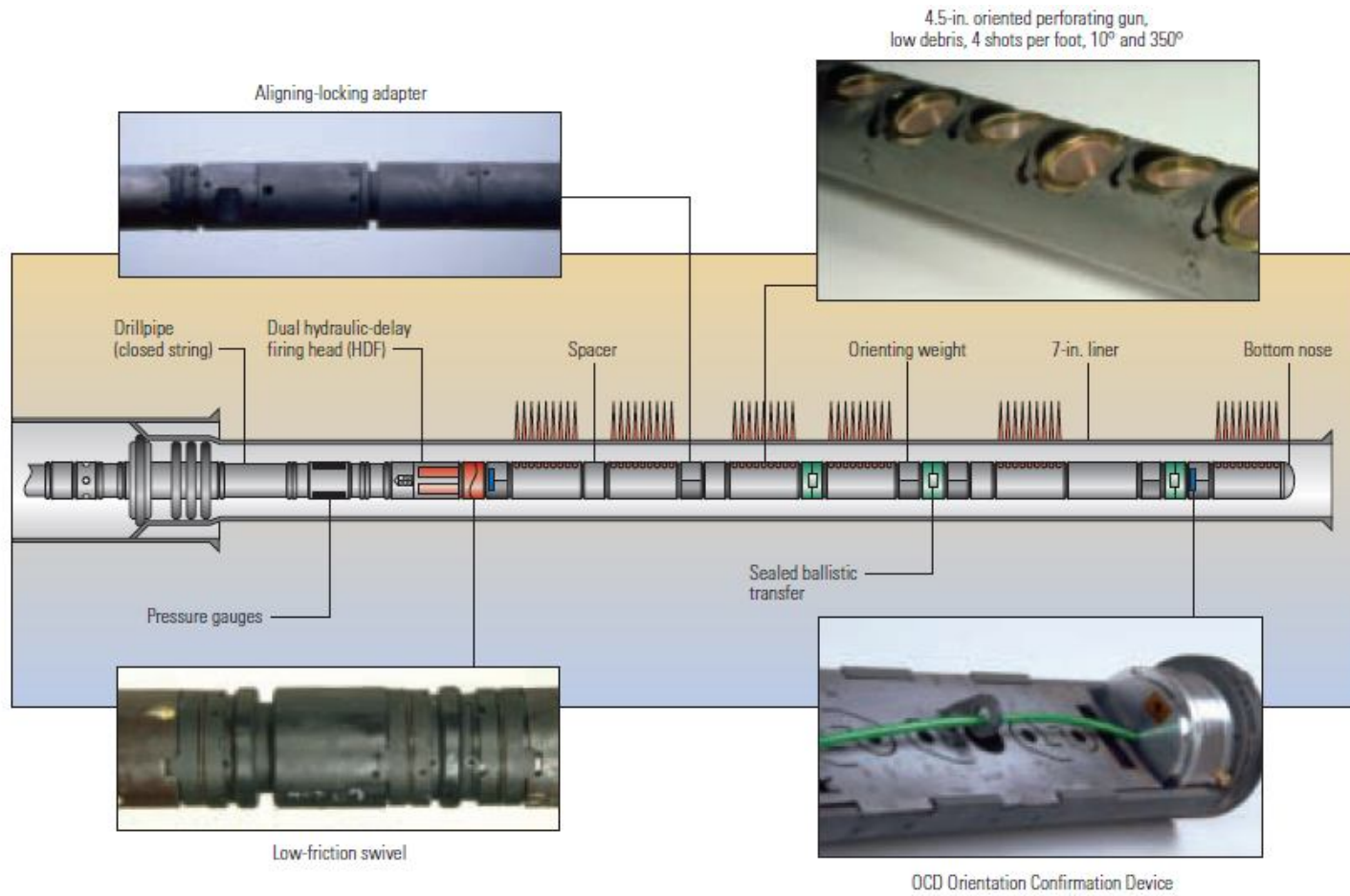
Les charges de perforation sont tout d'abord classées selon qu'elles soient utilisées avant ou après la complétion. Aujourd'hui n'importe quel type de système de perforation peut être descendu en utilisant le "wire line" avec une large variété des outils d'explosives peu importe le type de canaux utilisés. Ces systèmes sont optimisés pour une combinaison des canaux et respectant l'environnement des abords du puits, le réservoir et les fluides en place ainsi que la géométrie de la complétion.

Dans le cas des puits horizontaux on utilise le coiled tubing pour réaliser l'opération de perforation. le coiled tubing a plusieurs avantages, parmi lesquelles, transport facile, le temps de montage et démontage réduit et la vitesse de manœuvre élevée.



Montage
line

FigIV-6 :
avec wire

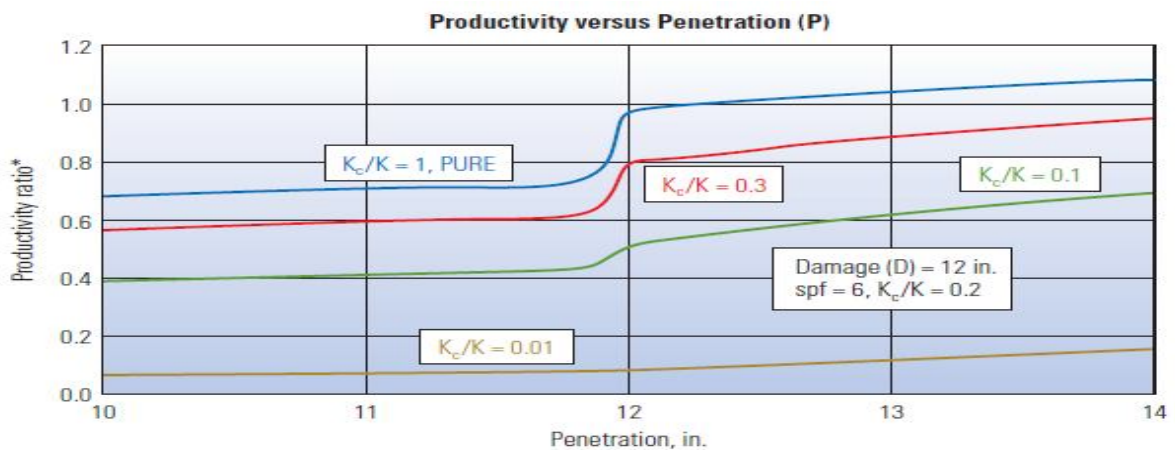


FigIV-7 : Montage avec coiled tubing

IV.6 Analyse des perforations :

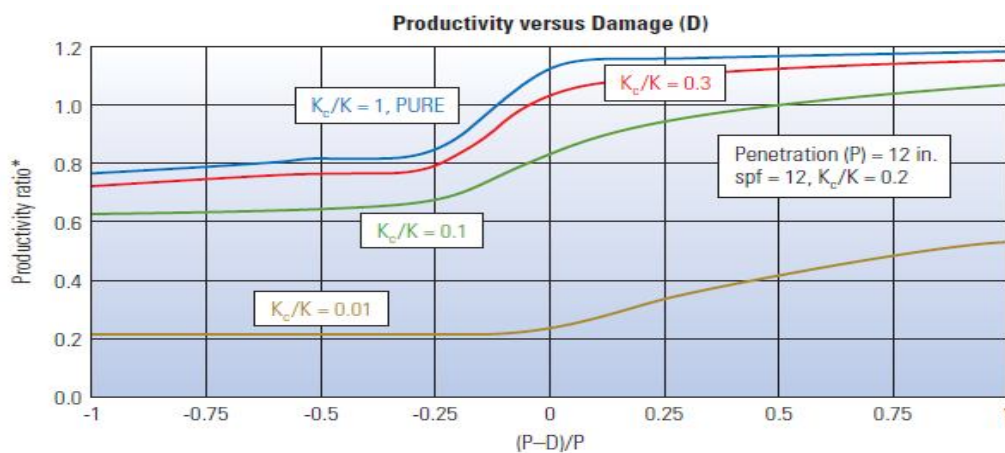
Les analyses démontrent que le taux de perméabilité de la zone écrasée à la perméabilité d'une formation intacte (k_c/k) a une influence significative sur le rendement des puits.

D'après le premier graphe on remarque lorsqu'on augmente la pénétration, la productivité augmente mais l'augmentation dans le cas PURE est la plus élevée car la PURE charge nettoie les perfs et ramène la perméabilité de la zone endommagée presque égale à la perméabilité de la zone intacte.



FigIV-8: Variation de la production par rapport à la pénétration

On déduit d'après le dernier graphe, que la PURE charge est plus efficace et donne un débit de production plus élevé même si on augmente la densité des charges creuses. Le nettoyage de perforations par PURE ($k_c/k = 1$) améliore la productivité et est meilleure que l'augmentation de la densité des charges (12 spf) ou la longueur de perforation.



FigIV-9: Variation de la production par rapport à l'endommagement

V.1 Présentation du puits QB-69 :

Le puits QB-69 est un puits horizontal producteur d'huile, ce puits a été foré le 15/06/2007 et mit en production le 11/03/2008 (Annexe 6 et 7).

Le puits est complété par 5^{1/2}" tubes et 4^{1/2}" liner. Il produit actuellement environ 850 m³/j d'huile .Depuis le bord du puits 98m sont perforés sur 250m de la section.

Il est prévu d'augmenter la production jusqu'à 2000 m³/j, en réalisant un total de 100.7m de perforations qui sera ajouté à plus de 300 m de section horizontale.

Les armes utilisées seront PURE 2^{7/8}" chargé de PowerJet Omega 2906, HMX avec une densité de tir de 3spf orienté vers le haut dans un arc de 120 degrés (-60 / 0/60 °) en forme.

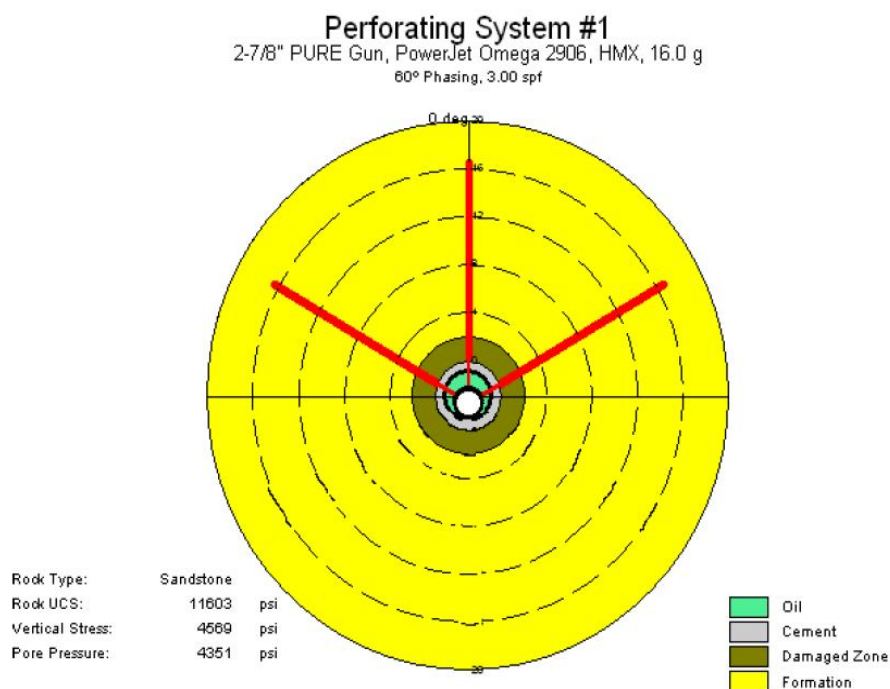


Fig V-1 : L'orientation des charges

D'après la figure ci dessus la perforation est réalisée à la partie supérieure de la section avec un arc de 120° ; cette méthode est utilisée pour éviter la venue d'eau (contacte avec l'aquifère).

Tableau V-1 : Le tableau ci-dessous indique les caractéristiques du puits

Les paramètres	Value	Unit
OH nombre de bits	6	inches
Fond de puits (TVD)	3275	Meters
Fond de puits (MD)	3704	Meters
Fluide de forage autour de pistolet	Oil	
Densité de Fluide forage	0,73	g/cm ³
Pression de puits au sommet de pistolet	3843	Psi
Ecart entre perforation	90	degrees
Le niveau de liquide	0	meters

V.2 Déroulement de l'opération :

Premier jour :

1. Mettre en place les équipements de surface (pompes, cistres, collecteurs.....)
2. Rincer les conduites avec l'eau et effectuer un test de pression 5000 Psi.
3. Effectuer un test de BOP selon la procédure de Schlumberger.

Deuxième jour :

1. Le puits est perforé aux intervalles suivants avec PURE charge 2^{7/8}" chargés à 2 spf et PowerJet Omega 2906 chargés à 3 spf , sauf intervalle C (3631-3637 m) qui sera perforé avec le même PowerJet Omega 2906 chargés à 2,5 spf,
2. Reconfirmer les intervalles à être perforés et réviser les données de diagraphie et les points de référence.
3. Mesurer la longueur d'enregistrement de CCL à Top tir.
4. Tester le fonctionnement de CCL et la tête de tir, et confirmer le signal dans un camion.
5. Retirer tous le personnel non essentiel de l'emplacement du puits.

Remarque: L'ingénieur de Schlumberger est responsable pour s'assurer que tous les contrôles de sécurité ont été respectés avant d'armer les canons.

6. Dernière vérification pour l'isolation et la continuité.
7. Fermer les vannes de tête de puits.
8. Préparer le premier Gun.
9. Ouvrir le BOP et déployer le Gun 1 dans le puits.
10. Faire le même travail pour les autres Guns.
11. Graisser la ligne électrique.
12. A 100m contrôler la communication à l'arme à feu, si le résultat est excellent continuer la descente.
13. Continuer la descente, réduire la vitesse en passant par des restrictions, en entrant dans 4,5" liner et dans la section dévié 4^{1/2}" (2930 m) et observer une perte de poids jusqu'au fond du puits.
14. Déterminer la position du CCL nécessaire pour chacune des armes à feu 1-12.
15. Corrélation de la profondeur à environ 10m/min à l'équipement de complétion et référencement à la CBL- VDL -GR- CCL effectuée le 13 Juin 2007.
16. Descente à 3700m, ralentissement au début de ligne et au le début de la déviation de 2930m, corrélation de la profondeur si l'ajustement est nécessaire.
17. Superposer le journal de corrélation dans le journal de référence pour vérifier la profondeur.
18. Lieu Gun1 haut tir à 3693,00 m MDRT. Feu Gun1 utilisant SCSA.
19. Lieu Gun2 haut tir à 3672,50 m MDRT. Feu Gun2 utilisant SCSA.
20. Lieu Gun3 haut tir à 3670,00 m MDRT. Feu Gun3 utilisant SCSA.
21. Lieu Gun4 haut tir à 3631,00 m MDRT. Feu Gun4 utilisant SCSA. (Intervalle chargé à 2,5 spf).
22. Lieu Gun5 haut tir à 3622,00 m MDRT. Feu Gun5 utilisant SCSA.
23. Lieu Gun6 haut tir à 3577,00 m MDRT. Feu Gun6 utilisant SCSA.

24. Lieu Gun7 haut tir à 3575.00 m MDRT. Feu Gun7 utilisant SCSA.
25. Lieu Gun8 haut tir à 3566,00 m MDRT. Feu Gun8 utilisant SCSA.
26. Prendre les précautions nécessaires lors de la récupération des armes en supposant qu'ils n'ont pas tiré.
27. Une fois CT à la surface, bien Arrêter dans la vanne maitresse supérieure, Purger la pression CT.

Troisième jour :

1. Répétez les étapes 8 à 17 pour la marche n ° 2.
2. Lieu Gun 09 top tir à 3558,00 m MDRT. Feu Gun09 utilisant SCSA.
3. Lieu Gun10 haut tir à 3550.00 m MDRT. Feu Gun10 utilisant SCSA.
4. Lieu Gun11 haut tiré à 3540,00 m MDRT. Feu Gun11 utilisant SCSA.
5. Lieu Gun12 haut tir à 3535,00 m MDRT. Feu Gun12 utilisant SCSA.
6. Lieu Gun13 haut tir à 3493,00 m MDRT. Feu Gun13 utilisant SCSA.
7. Lieu Gun14 haut tir à 3488,00 m MDRT. Feu Gun14 utilisant SCSA.
8. Lieu Gun15 haut tir à 3458,00 m MDRT. Feu Gun15 utilisant SCSA.
9. bien fermer.
10. Prendre les précautions nécessaires lors de la récupération des armes en supposant qu'ils n'ont pas tiré.

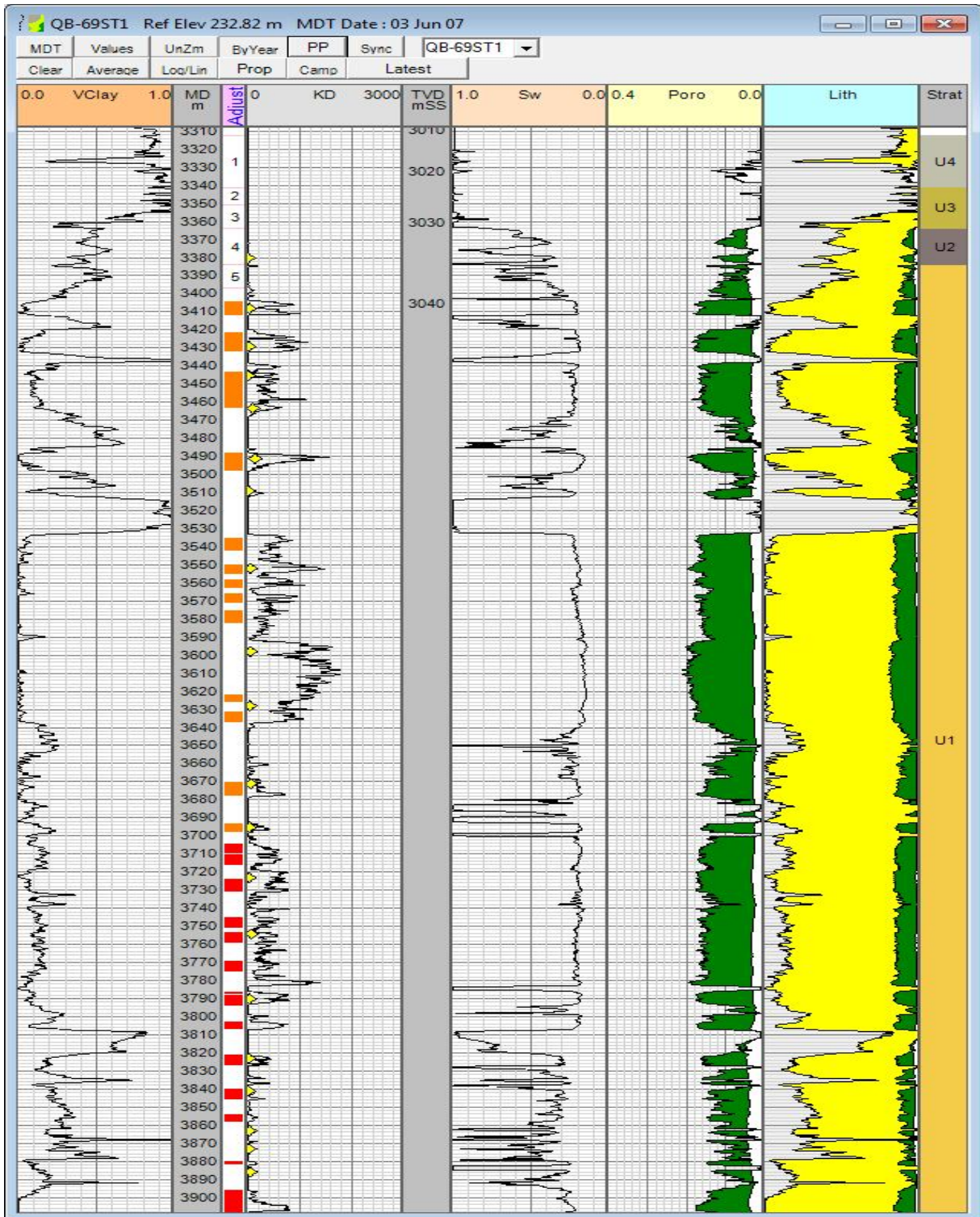
Quatrième jour: Faire le même travail pour les guns de (16 jusqu'à 22).

Le tableau ci-dessous donne tous les intervalles perforés avec la méthode pure charge, le nombre de canaux utilisé pour chaque intervalle, la longueur de chaque intervalle et la densité des charge creuses et des charges PURE.

Tableau V-2 : les paramètres de tous les intervalles perforés

Intervalle	Nombre de gun	System des guns	Top	Bottom	Longueur (m)	pénétration	(spf)	PURE charge	(spf)
1 (A)	1	PURE 2 7/8"	3693	3698	5,0	50	3	2	0,5
2 (B)	2		3672	3678	5,0	54	3	2	0,5
	3		3670	3672	2,5	25	3	2	0,5
3 (C)	4		3631	3637	6,0	49	2,5	0	0
4 (D)	5		3622	3626	4,0	39	3	3	0,5
5 (E)	6		3577	3582	5,0	50	3	2	0,5
	7		3575	3577	2,0	21	3	2	0,5
6 (F)	8		3566	3571	5,0	50	3	2	0,5
7 (G)	9		3558	3563	5,0	50	3	2	0,5
8 (H)	10		3550	3555	5,0	50	3	2	0,5
9 (I)	11		3540	3542	2,0	20	3	1	0,5
	12		3535	3540	5,0	49	3	2	0,5
10 (J)	13		3493	3498	5,0	50	3	2	0,5
	14		3488	3493	5,0	50	3	2	0,5
11 (K)	15		3458	3463	5,0	50	3	2	0,5
	16		3453	3458	5,0	50	3	2	0,5
	17		3448	3453	5,0	50	3	2	0,5
	18		3443	3448	5,0	50	3	2	0,5
12 (L)	19		3426	3432	5,0	54	3	2	0,5
	20		3421	3426	5,0	54	3	2	0,5
13 (M)	21		3406	3412	5,2	51	3	2	0,5
	22		3404	3406	2,5	25	3	2	0,5

V.3 L'enregistrement de MDT (Modular Formation Dynamics Tester):



FigV-2 : Les résultats de l'MDT

Tableau V-3 : Les résultats de l'enregistrement de MDT

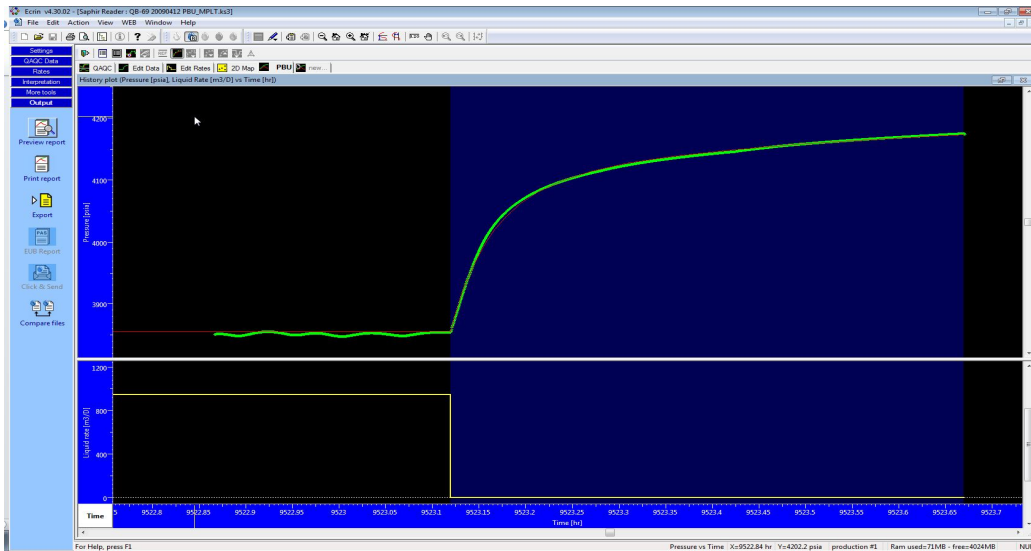
ZONE	1	2	3	4	5	6
Top (MD)	3693	3670	3631	3622	3575	3566
Bas (MD)	3698	3678	3637	3626	3582	3571
Type de fluide de réservoir	OIL					
Densité de fluide de réservoir g/cm ³	0,81					
Fluide de réservoir viscosité cp	0,65					
Type de roche	Grés					
Porosité	14,8	15,6	17,7	18,5	16,1	16,8
Perméabilité	200	290	770	1010	370	540
Température ° C	102					
Pore pression psi	4351.14					
Roche force psi	11603.05					
Formation sur charge psi	4568.7					

ZONE	7	8	9	10	11	12
Top (MD)	3558	3550	3535	3488	3443	3420
Bas (MD)	3563	3555	3542	3498	3463	3432
Type de fluide de réservoir	OIL					
Densité de fluide de réservoir g/cm ³	0,81					
Fluide de réservoir viscosité cp	0,65					
Type de roche	Grés					
Porosité	171	183	17	168	16,1	16,8
Perméabilité	600	950	530	600	370	570
Température ° C	102					
Pore pression psi	4351.14					
Roche force psi	11603.05					
Formation surchargée psi	4568.7					

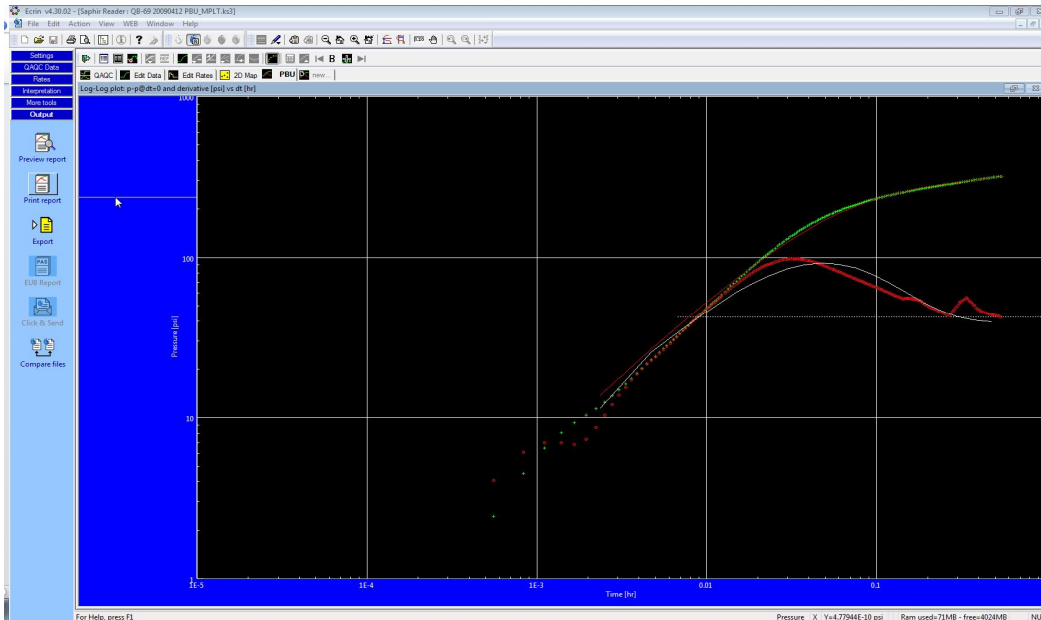
V.4 Test build up :

Pour calculer le skin et la perméabilité, on réalise un test build up avec logiciel saphir qui nous permet d'obtenir directement les résultats sans faire des calculs et sans utiliser les formules de well test.

V.4.1 Les résultats de test build up:



FigV-3 : Test build up



FigV-4: Graph log-log P(t)

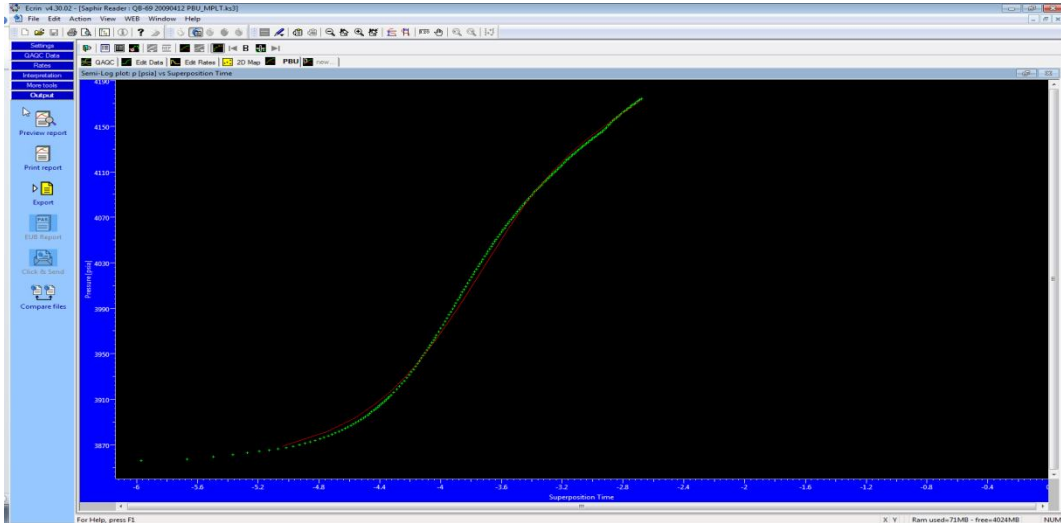


Fig V-5 : Graphe semi-log $P(\Delta t + dt/dt)$

V.4.2 Calcul de Skin :

On obtient les données suivantes :

$P_i = 4432 \text{ Psi}$

$h = 21,96 \text{ m}$

$C = 0,0483 \text{ bbl/Psi}$

$r_w = 4\frac{1}{2}'' = 0,1143 \text{ m}$

$\phi = 11\%$

$\beta_0 = 3,49$

$\mu = 0,69$

$Q_0 = 900 \text{ bbl/hr}$

$P_{wf} = 3850 \text{ Psi}$

$P_{1hr} = 4289 \text{ Psi}$

- On commence par le calcul de la pente :

$$m = \frac{P_2 - P_1}{\log t_2 - \log t_1} = \frac{4115 - 4060}{3,6 - 3,2} = 137,5 \text{ md} \dots \dots \dots (5.1)$$

On utilise ce résultat pour calculer la perméabilité :

$$K = \frac{162,6 Q_0 \mu_0 \beta_0}{h m} = \frac{162,6 \cdot 900 \cdot 0,69 \cdot 3,49}{21,96 \cdot 137,5} = 116,70 \text{ md}$$

- Calcul de mouabilité :

$$k h = 116,70 \cdot 21,96 = 2562,73 \text{ md.m}$$

- Calcul de Skin :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf \text{ à } \Delta t=0}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots (5.2)$$

$$S = 1,151 \left[\frac{4289 - 3850}{137,5} - \log \frac{116,70}{0,69 \cdot 0,11 \cdot 0,0483 \cdot 0,1143^2} + 3,23 \right] = 0,041$$

Tableau V-3 : Les résultats obtenus par le Saphir

	Résultat	Unité
Pi	4431,67	Psia
K.h	2570	md.m
K	117	md
S	0,039	-
C	0,0483	bbl/Psi

V.5 Variation de débit et indice de productivité :

D'après le premier graphe on voit bien que la production augmente après la réalisation des nouveaux tunnels avec la méthode PURE charge, et lorsque le débit de production augmente l'indice de productivité augmente aussi, le deuxième graphe montre aussi l'efficacité de la perforation avec PURE charge sur l'indice de productivité.

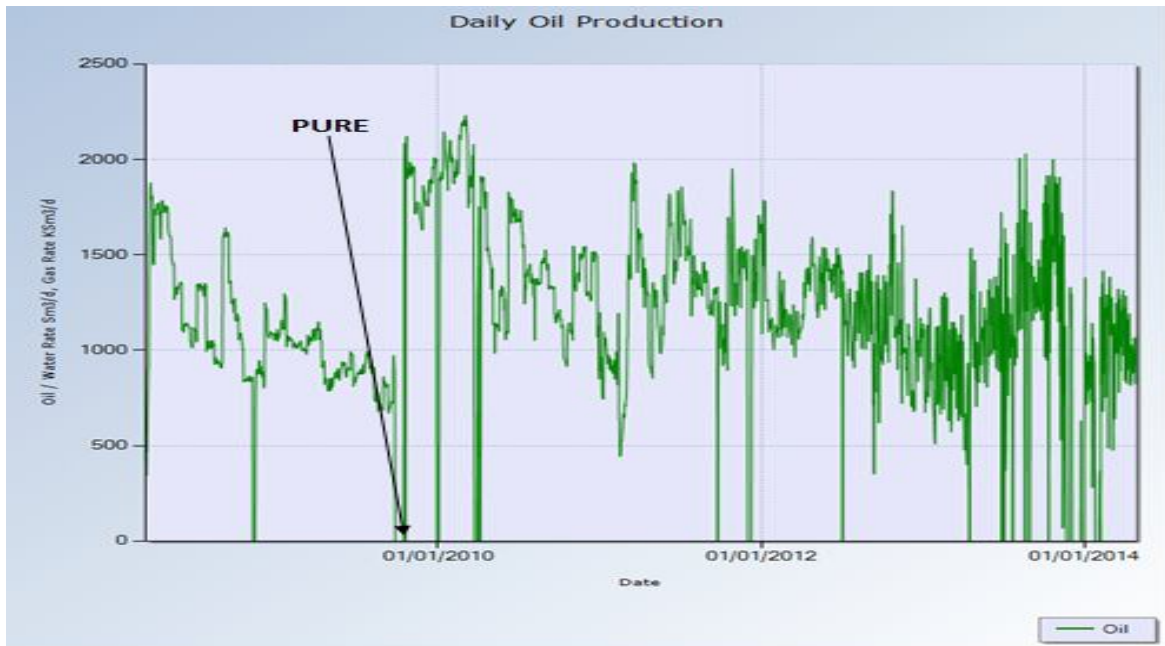


Fig V-6 : Variation de la production

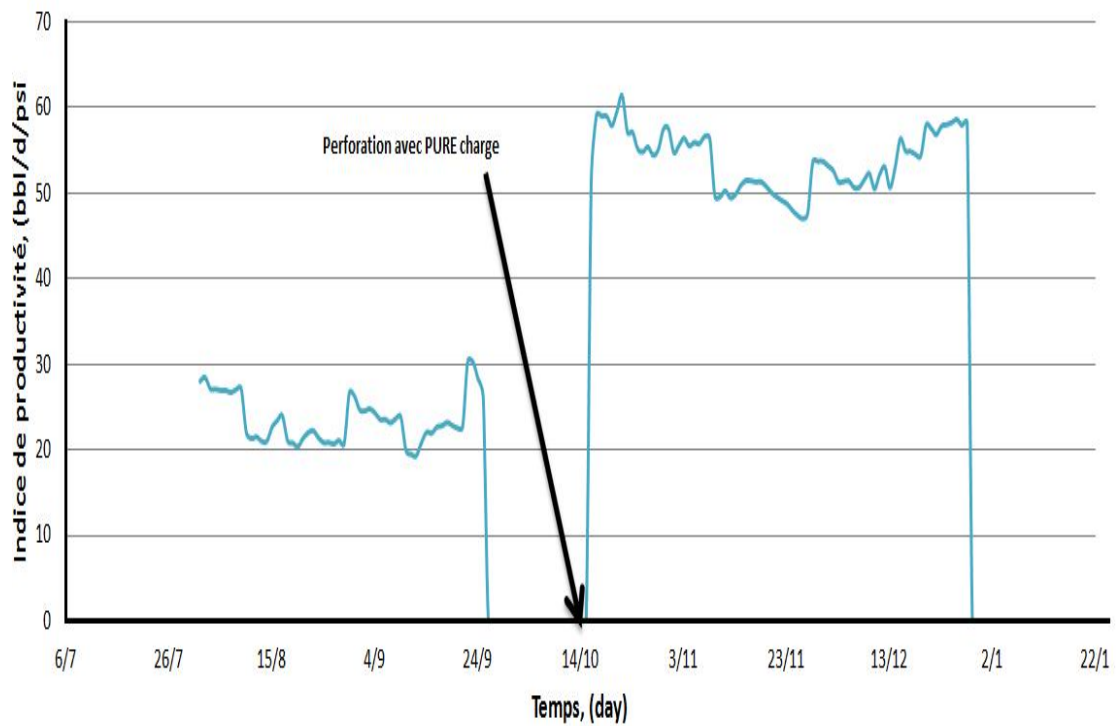


Fig V-7 : Variation de l'indice de productivité

Conclusion

L'objectif de notre travail est l'étude de l'efficacité de la méthode de pure charge et son influence sur la productivité. A la lumière des résultats obtenus, on peut conclure que :

- L'ancienne méthode de perforation ou méthode conventionnelle pose le problème de l'endommagement des tunnels de perforation.
- La perforation avec la méthode de PURE charge nous permet d'éliminer ou de minimiser l'endommagement des perfs.
- L'utilisation de la méthode PURE charge est efficace pour les puits producteurs.
- L'analyse de MPLT montre que la perforation avec PURE charge augmente le débit de production ($Q=2000$ bbl/day) du puits QB 69.
- Les tests sur le puits montrent l'efficacité de la technique PURE charge pour le puits producteur QB-69. Le test build up confirme l'efficacité de PURE charge car il nous donne un Skin qui est proche de zéro ($S= 0,04$) et inférieur au Skin calculé avant la perforation avec PURE charge ($S= 8$).

Recommandation

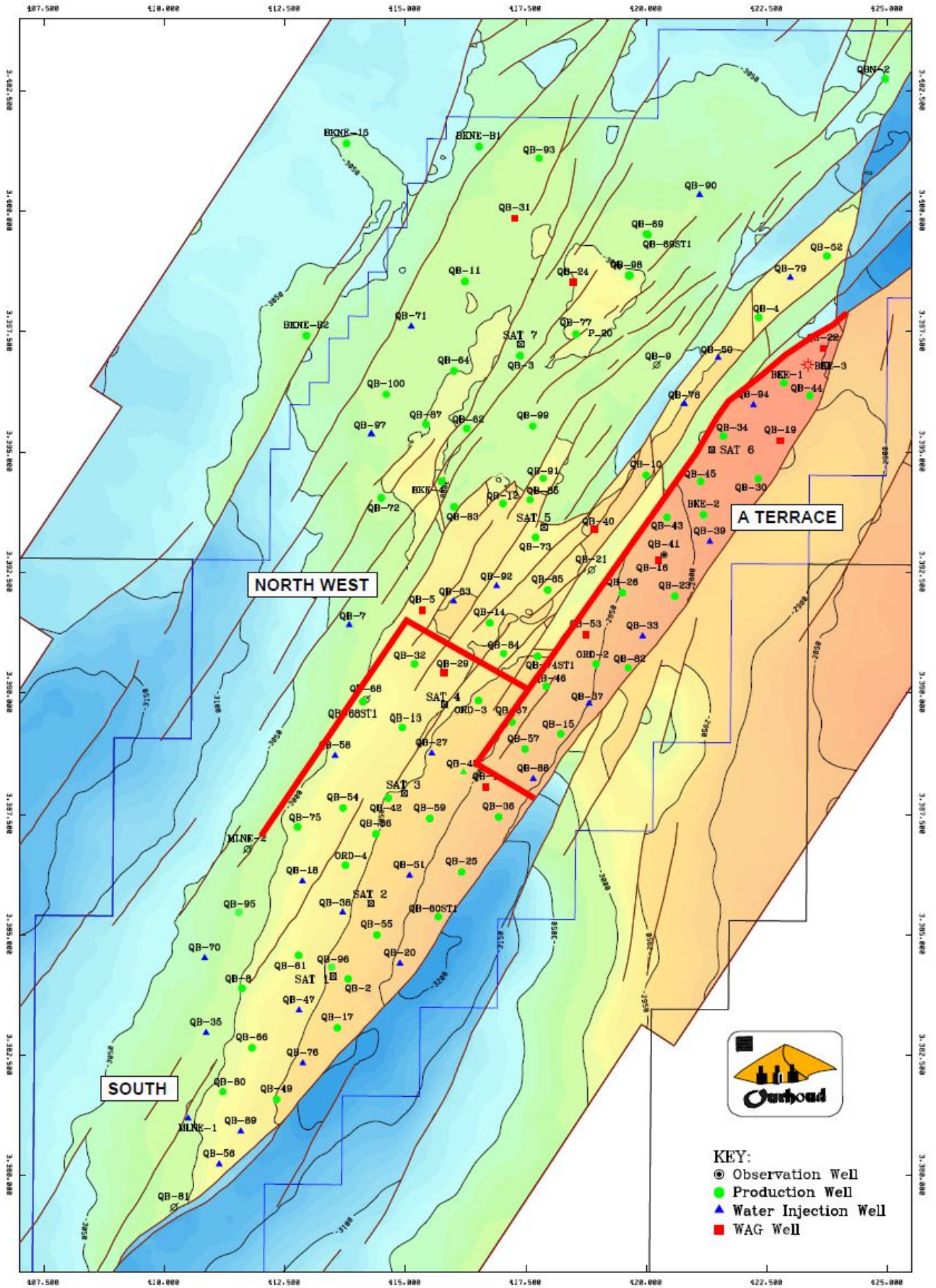
- On recommande d'utiliser le Power jet Nova avec la PURE charge pour avoir des tunnels plus longs et propres. Cette combinaison nous permet d'augmenter la productivité le maximum possible.

Bibliographie

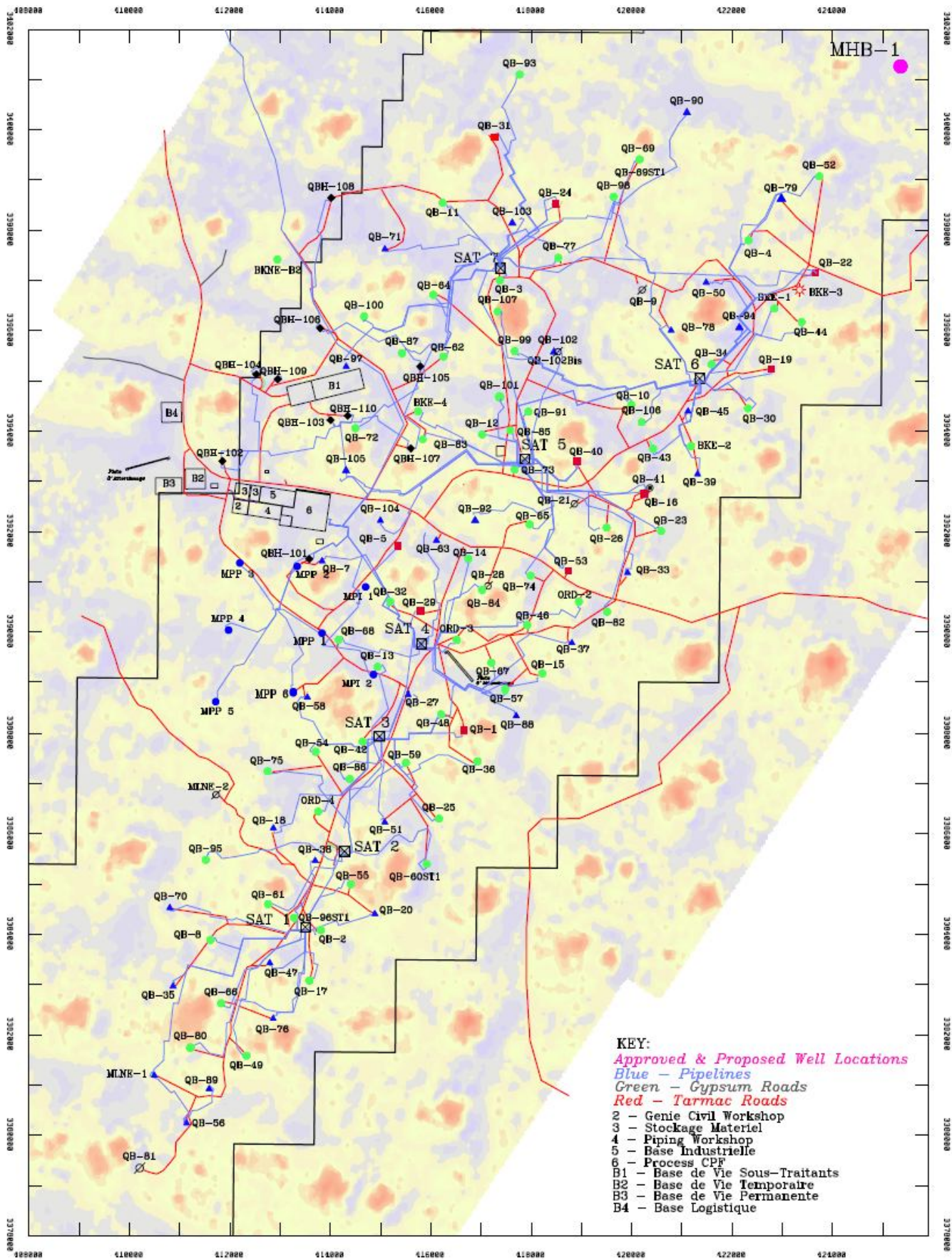
- [1].Perrin, Denis, and Georges Gaillot. *Techniques d'exploitation pétrolière: La Production de fond*. Editions OPHRYS, 1995.
- [2].Fiorentino calpo. *Formation damage, gas and oil magazine* 2009.
- [3].G.Bourdarot. "*Les essais de puits; méthodes et interprétation*" Editions Technic, 1996, IFP.
- [4]. A. Daniel, J.Hill, and Christine Economides, Michael, Ehlig-Economides. "*Petroleum production systems.*" (1994).
- [5].R.Cossé, "*Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière* ", Paris 1988.
- [6].Bruyere, Frederic, et al. "*New Practices to Enhance Perforating Results.*"Oilfield Review,dated Autumn (2006).
- [7].Bakker, Eelco, et al. "*The New Dynamics of Underbalanced Perforating.*" US Patent Application Publication No 2003 (2003): 0089498.
- [8].The search for perfect perforations 2006, Schlumberger.
- [9]. l'MDT, rapport sur le puits de la région Ourhoud 2011.

Age	Group	Formation	Lithology	Core	Stones	Description	Potential Hazards	Casing String	Cement	Mud	Logging	Suggested Bits		
TERTIARY	C R E T A C E O U S	Top mB MDL	Quaternary	0				30" 167.6 lbft 102L0	Cement 30" conductor with a 1.3 SG (15.8ppg) Class "G" slurry				30" RB	
		Mio - Pliocene		100		Predominantly unconsolidated sand with occasional, minor, intercalated limestone beds or "berms".	Shallow fresh water aquifers	30" Cas. set 2m into nearshore berm				GR to surface	25" RB: One run	
		Senonian Carbonate		400		Dolomitic limestones / dolomites with occasional interbedded gypsum and claystone. The contact with the overlying Tertiary sediments is marked by a distinct lithology change.	High potential for lost circulation in fractured carbonate. Do not pump water as this will promote losses and hole collapse. Mix and pump mud system with good plastering properties.	18.68" 87.6 lbft 166 8TC		Fresh Water Bentonite 6.0-6.8PPG (11-12 SG)				
		Senonian Anhydrite		500		Interbedded anhydrite and dolomitic limestones with occasional intercalated claystone. The contact with the above formation is defined by a distinct lithology change.	C/Sg set 10m into Senonian Anhydrite, whichever is deepest.	18.68" Cas set 10 into top Sen. Anhy.	Cement 18 5/8 to surface with a 1.38 SG (13.2ppg) Class "G" lead slurry until returns to surface. Follow with a 1.30 SG (15.8ppg) Class "G" tail slurry					
		Senonian salt		700		A massive halite section with occasional metric size intercalations of white anhydrite, and red brown to blue gray claystones. A massive (approx. 20m thick) anhydrite bed marks the base of the sequence.	Potential encroachment of the salts into the wellbore. Pumping CaCl2 water sweeps has proven effective. Increasing mud weight to be balanced against losses in Aptian.							
		Turonian		800		The upper interval is dominated by limestone, with the lower section being composed of dolomitic claystones.	Not a reservoir in our field							
		Cenomanian		1000		Interbedded halite, claystones, anhydrite and dolomitic limestones above a central massive, 30m halite unit, with an underlying sequence of interbedded claystones and dolomitic limestones, grading to dolomites.								
		Albian		1200		Interbedded claystones and sandstones make up this section, with the sequence becoming predominantly arenaceous towards the base.	Potential freshwater influx (3.4 ppg) - To avoid losses, circulate clean before drilling Albian and drill with reduced ROP. Vigilant monitoring of pit levels is required while drilling (flow check each connection). Good cementation is essential as cross flow may result in severe erosion and dissolution of the Senonian salt section.							
		Aptian		1300		Composed of a carbonate sequence of interbedded dolomites and calcareous dolomites.								
		TERTIARY	C R E T A C E O U S	1320.6	Barremian	1400		The top section of this formation consists of sandstone interbedded with siltstone and claystone. The middle section consists predominantly of claystone and siltstone. The next section is composed of interbeds of claystone with thin sandstone beds. The bottom section consists predominantly of sandstone (sand) with thin claystone beds and occasional dolomite beds. In general sandstones grade to siltstones and these in turn grade to silty claystones.	Potential freshwater influx (9.2 - 9.3ppg). Drill with reduced ROP. Check pit level (flow check each connection). Good cementation is advocate.			Oil Based Mud, 6.6 - 10.1 PPG (1.15 - 1.21 SG)		
1360.4	Barremian			1500										
1701.7	Neocomian			1700		Composed of silty claystones with intercalated sandstones and occasional associated thin Coal beds, locally pyritic.								
1876.1	Malm			2100		Interbedded claystones, siltstones and sandstones with occasional thin intercalated limestones, dolomitic limestones, coals and anhydrite beds.	Base extremely hard. Reduce drilling parameter to prevent damage to bit.	13.98" Cas. set 10m into sand anhydrite in the Low Anhydrite.						
2206.1	Dogger Shale			2300		Consists predominantly of claystone with thin intercalations of sandstone, and rare thin beds of anhydrite. There were also a number of thin limestone beds right at the bottom of the section.	Do not set casing in the weak Dogger formation (high mud weight in next section).							
2458.6	Lias Anhydrite			2400		Interbedded anhydrite, halite and claystone, with occasional beds of dolomitic limestone. The halite interbeds only occur in the lower half of the section. An anhydrite bed associated with a pronounced stow drilling break marked the top of this section.	Casing must be set a minimum 10m into the Lias Anhydrite formation (100% Anhydrite). In doubt, always drill deeper.	13.98" Cas. set + 10m into sand anhydrite in the Low Anhydrite.	Cement 13 3/8 Cag in one stage. Pump 1.33 SG salt-CRETE lead cement slurry followed by a 1.30 SG Class "G" tail slurry (volumes determined after running EMG & arm caliper log)					
2620	Lias Salt			2500		Halite, with minor claystone beds, and rare traces of anhydrite. The top marked by a fast drill break in top halite bed.	Tight hole during trip, short wiper trip while drilling the section or reaming with two singles each connection.							
2682.4	Horizon "D"			2600		Dolomitic limestone with thin bands of claystone. Thin bed of anhydrite at base of formation. The top is marked by a slower ROP, coinciding with the change from halite to dolomitic limestone. Characteristically overpressured.	Potential CaCl2 water flows at pore pressure up to 16 ppg (1.52 sg)							
2717.8	Lias S1 / S2			2700		Halite, with interbeds of anhydrite and claystone. In the upper half of this section, halite was the main lithology, whereas in the lower half, anhydrite became predominant.	Tight hole during trip. Interbedded Claystones exhibit plastic flow characteristic due to geo-pressure by massive Liasic salt intervals. Short wiper trip or reaming with two singles each connection have proven more effective than fresh water pills. Careful attention should be paid to the caliper log to decide if the wiper trip is required. Keep a record of the formation drilled relative to the stabilisers in the BHA to determine if the tight hole is due to claystone or salt formations.	8.68" 83.8 lbft 286.4 47 lbft P110 New Van		Oil Based Mud, 15-16.8PPG (1.91-1.98SG)				
2866.3	Lias S3			2800		Massive halite with thin claystone beds. The claystones are slightly more frequent towards the base. The top is marked by an increase in ROP, associated with the lithology change from anhydrite to halite.	54 feet above the triassic argilux varies in thickness and can be missing altogether. Ideally the log should be set + 10 m above the Trias argilux and conductor circulating bottom up in preference to drilling into the Argilux.							
TERTIARY	C R E T A C E O U S	3081.6	Horizon "D2"	3000		Anhydritic claystone with minor beds of halite that diminished to the base.								
		3102.7	Trias Argilux	3100		Variocoloured claystone with occasional thin beds, nodules and/or laminae of amorphous anhydrite, minor silt claystone and limestone layers at the base.	High risk of losses with mud weight above 15 ppg	9.68" Cas set 10m above Trias Argilux	Pump 1.98 SG (15.8ppg) Class "G" slurry (TOC @ 150m inside previous show)					
		3154	Trias Carbonate	3100		Claystone, with numerous thin interbeds of limestone.	Overpressured to a different degree in every well resulting in high gas reading, hole caving or coring problems. Once the logs are run the hole will also be seen to be overgauge. In some cases drastically. Mud weight up to 11 ppg (1.32sg) may be required.							
		3211.6	TAGI Reservoir	3100		Interbedded fluvial sandstones and claystones.								
		3287	Hercyn Uncon. Carboniferous Shale	3100		Characteristically composed of very dark grey to black shale with occasional thin sandstone layers and traces of dolomitic limestone.		6.12" OR 7" Liner set at Bottom	Pump 1.30 SG (15.8 ppg) Class "G"	Oil Based Mud, 16.8-18.8PPG (2.08-2.28SG)		3A-AIT-A3-PED-A OS 3B-MDT-OR 3C-3U-4 3D-V3Pto 9 (500g show) 3E-CBL-VOL-OR 3F-COLLiner 6 (10-mg 6.8) 3F-CMR-OR (Optional)	8.12" PDC One run (+ Core barrels?)	
TERTIARY	C R E T A C E O U S	Top mB MDL												

Annexe- 1 : Stratigraphie du champ Ourhoud



Annexe- 2 : Secteurs de champ



Annexe-3 : Carte de topographie et d'infrastructure



WELL DEPARTMENT SINGLE OP WELLHEAD

WELL : QB69	BLOCK / SAT : 404	DATE COMPLETED : 17 / 06 / 2007
FIELD : Ourhoud	COUNTRY : Algeria	

TREE SCHEMATIC			DESCRIPTION		
			Tree Cap	Make / Type	9.1/2" OTIS quick release ACME thread
				Size / Rating	5 1/8", 6650 psi WP
				Lift Threads	5 1/2" 20ppf New VAM
				S/N	0604171
				Fittings	PN° 419 177
			Swab Valve	Make	FMC / PN° 100 000 1985
				Type	Model 125 Gate Valve, FE
				Size	5 1/8"
				S/N	06 03 215 F
				Rating	6650 psi WP
			Kill Wing Valve	Trim	EE / FMC WB
				Make	FMC / PN° 100 000 1986
				Type	Model 120 Gate Valve, FE
				Size	3 1/8", c/w 3" WECCO1502 outlet
				S/N	06 03 219 F
Actuator Valve	Rating	6650 psi WP			
	Trim	EE / FMC WB			
	Make				
	Type				
Actuator Assy.	Size				
	Rating				
Upper Master Valve	Trim				
	Make / P/N	FMC / PN° 100 000 1984			
	Type	Model 125 Gate Valve, FE			
	Size	5 1/8"			
	S/N	06 04 42 F			
Lower Master Valve	Rating	6650 psi WP			
	Trim	EE / FMC WB			
	Make / P/N	FMC / PN° 100 000 1984			
	Type	Model 125 Gate Valve, FE			
	Size	5 1/8"			
Adaptor Assembly	S/N	06 04 36 F			
	Rating	6650 psi WP			
	Trim	EE / FMC WB			
Tubing Hanger	Make / Type	Cameron / PN: 211 4902-02-02			
	Size / Rating	SN/ 110 367 310-04			
	Fittings	TRSSV Port / Test Port / Vent Port			
Casing Hanger	Make / Type	Cameron / PN/ 211 4900-02-02			
	Size / Rating	SN: 110 376 581-01			
Remarks	Make / Type	Cameron			
	Size / Rating	13 5/8" x 9 5/8" / 5000psiWP			
Upper 'C' Section	Tbg Hgr OD 9 5/8", Threaded Btm 5 1/2" NV, Box, and ACME Left thread for running tool,				
	Make / Type	Cameron			
	Size / Rating	20 3/4" / 3000 psi WP R-74			
Middle 'B' Section	Outlet 5	Valve	FL Gate valve, 2 1/16" / 2" NPT threaded		
	Outlet 6	Fittings	2" bullplug, 1/2" NPT bleeder plug		
	Outlet 3	Valve	Gate valve, 2 1/16" 5000 psi WP / R-24		
Lower 'A' Section	Outlet 4	Fittings	2" bullplug, 1/2" NPT bleeder plug		
	Outlet 1	Valve	Gate valve, 2 1/16" 5000 psi WP		
	Outlet 2	Valve	Gate valve, 2 1/16" 5000 psi WP		

AUTHOR :	Aouatia Hocine	DATE :	19-Jun-07
----------	----------------	--------	-----------

Annexe- 4 : La tête de puits QB-69

Résumé

Dans les puits cuvelés, il est nécessaire de réaliser une opération de perforation. Les méthodes qui consistent à utiliser des charges explosives posent un problème majeur qui est l'endommagement des tunnels de perforation donc chute de la productivité. Pour préserver les tunnels et diminuer l'endommagement on utilise la méthode pure charge. La présente étude est une comparaison entre deux méthodes de perforation conventionnelles et pure charge.

La méthode pure charge avec Power jet nova a prouvé son efficacité par des résultats positifs : augmentation de production et élimination du skin.

Mots clés : perforation, pure charge, Power jet nova, skin, endommagement.

Abstract:

In the lined wells, it is necessary to achieve an operation of perforation. The methods that consist in using exploding loads pose a major problem that is therefore the damage of the perforation tunnels and fall of the productivity. To preserve the tunnels and to decrease the damage one uses the pure method charges. The present survey is a comparison between two methods of perforation conventional and pure load.

The pure method loads with Power jet nova proved his efficiency by positive results: increase of production and elimination of the skin.

Word keys: perforation, pure load, Power jet nova, skin, damage.