

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

DEGHICHE Bilal, GUERAR Abd elmounaim

-THÈME-

Étude de l'endommagement de la couche réservoir cas de puits ONRS-2

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : A. R. REMITA	M. Assistant	Univ. Ouargla
Rapporteur : S. HADJADJ	M. Conférence	Univ. Ouargla
Examineurs : A. ALI ZERROUKI	M. Conférence	Univ. Ouargla

Remerciement

Je souhaiterais remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :

*Je tiens à remercier **Mr SADOK HADJADJ** qui n'a ménagé aucun effort pour m'orienter et me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire.*

*Je tiens à remercier **Mr. A. R. REMITA** pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette mémoire.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mr Ali ZERROUKI** qui a accepté d'examiner mon travail.*

*Le présent travail a été effectué au service d'Exploration et Production au sien de la société **SONATRACH** à **HASSI R'MEL**.*

*Mon plus grand respect va à toute la famille de service d'Exploration et Production, Ma profonde gratitude va à **Mr HELLAI SAID** pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.*

*Je tiens remercier également le chef département **Mr ABDELATIF BEN SASI**.*

Merci encore à tous....



Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.

A mes chères sœurs.

A mes chers frères.

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Guerar Abd Elmounaim



Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

*Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années d'étude à :
Ceux qui méritent le plus ma reconnaissance, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutien et bonheur dans la vie :*

Pour toi, très chère mère Fatiha, pour toi très respectueux père Mohammad, vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'aviez entouré de nobles sentiments.

Pour la belle chose dans ma vie : mes chères sœurs Dikra et Alaa.

*A toutes mes chères amies qui ont montrés le sens de l'amitié :
Ayoub, Rami, Youcef, Hachim, Tariq, Fadlo Allah, Mohammad El Bachir, Raïd.*

A ma grande famille : Deghiche.

Bilal

ملخص :

من بين المشاكل الكبيرة التي نواجهها في مجال استغلال الحقول النفطية هو انخفاض الضغط مما يؤدي إلى تراجع إنتاج هذه الحقول. هذه المشاكل هي نتيجة مباشرة للضرر الذي لحق بطبقة الإنتاج التي سببها التدخلات على البئر أثناء عمليات الحفر والانجاز.

هدف من دراستنا هي تقييم تلف المكمن لبئر واد نومر جنوب-2، وفهم خصائصه بشكل أفضل. و ذلك عن طريق تفسير اختبار البئر باستخدام برنامج سفير من نوع كابا (SAPHIR de KAPPA).

أظهرت النتائج أن المشكلة الرئيسية هي انخفاض ضغط المكمن. علاوة على ذلك فإن ضياع الحمولة الناتج عن الاختراق الجزئي هو العامل الأكثر أهمية في ضياع الحمولة الكلي.

الكلمات المفتاحية : التضرر , التفسير , ضياع الحمولة , شبه ضياع الحمولة , تنقيب , الاختراق الجزئي , برنامج (Saphir).

Résumé :

Dans le domaine de l'exploitation des gisements pétroliers nous rencontrons des problèmes major qui engendrent la chute de pression et un faible rendement de production de ces gisements. Ces problèmes sont la conséquence directe de l'endommagement de la couche productrice qui est doué à des interventions sur le puits lors des opérations de forage et de complétion.

L'objectif de notre étude est d'évaluer l'endommagement de la couche réservoir du puits OUED NOUMER SUD-2 et de mieux comprendre sa caractérisation. Cela se fait par l'interprétation des essais de puits en utilisant le logiciel SAPHIR de KAPPA.

Les résultats montrent que le problème principal est la chute de pression de gisement. De plus, le skin du a la pénétration partielle est le facteur le plus important dans le skin total.

Mots clé : l'endommagement, interprétation, skin, pseudo-skin, perforation, pénétration, logiciel Saphir de kappa.

Abstract:

In the oilfield we come across major problems of exploitation which cause the drop of pressure and a low production yield of reservoir. These problems are direct results of the damaged formation layer which is due to the well intervention while drilling and completion operations.

The objective of our study is to evaluate the reservoir damage of the well OUED NOUMER SUD-2, and to better understand its characterization. This is done by interpreting the well test using KAPPA's SAPHIR software.

The results show that the main problem is the pressure drop of reservoir. Moreover, the skin due to partial penetration is the most important factor in the total skin.

Keywords: Damage, interpretation, skin damage, pseudo-skin, perforation, partial penetration, Software Saphir.

Sommaire

Remerciement	
Dédicace.....	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale	1

Chapitre I : Notions fondamentales et généralité

I.1- : Partie géologique

I.1.1. Situation Géographique	2
I.1.2. Cadre Géologique et Géodynamique	3
I.1.3. Prévisions litho-stratigraphiques	3
I.1.4. Rappel des résultats pétroliers de la région	8

I.2- : Notion sur l'endommagement

Introduction.....	10
I.2.1. Généralité sur les endommagements.....	10
I.2.1.1. Définition de l'endommagement	10
I.2.1.2. Localisation de l'endommagement	10
I.2.1.2.a. Au fond du puits	10
I.2.1.2.b. A la paroi du puits	10
I.2.1.2.c. Aux abords du puits	10
I.2.1.2.d. Accumulations de particules	11
I.2.2. Les différentes causes de l'endommagement	11
I.2.2.1. Durant la phase de forage	11
I.2.2.2. Durant la phase de complétion	12
I.2.2.3. Durant la phase d'exploitation	12
I.2.2.4. Durant le Work-over	13
I.2.2.5. Durant la stimulation	13
I.2.2.6. Durant l'injection d'eau	14
I.2.3. Détection des endommagements	14

I.2.4. Skin d'endommagement	14
I.2.4.1. Pseudo skin	14
I.2.4.1.a. Skin de perforation	14
I.2.4.1.b. Skin dû à la pénétration partielle	15
I.2.4.1.c. Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation)	15
I.2.4.1.d. Skin due à l'écoulement multiphasique	16

I.3- : Théorie des essais des puits et méthodes d'interprétation

Introduction.....	17
I.3.1. Principe des essais de puits	17
I.3.2. Objectifs des essais de puits	17
I.3.3. Les différents types des essais de puits	18
I.3.3.1. Test au cours de forage (Drill-Stem-Test)	18
I.3.3.2 Essai en débit (Test Draw Down)	19
I.3.3.3 Essais en fermeture (Test Build Up)	19
I.3.3.4. Autres tests	20
I.3.4. Equations de base des essais de puits	20
I.3.4.1. Types des fluides dans le réservoir	20
I.3.4.1.a. Fluides incompressibles	20
I.3.4.1.b. Fluides peu compressibles	21
I.3.4.1.c. Fluides compressibles	21
I.3.4.2. Régimes d'écoulement	21
I.3.4.2.a. Ecoulement permanent (steady state flow)	21
I.3.4.2.b. Ecoulement transitoire (unsteady state)	21
I.3.4.2.c. Ecoulement semi permanent (Pseudo-steady-state)	21
I.3.4.3. Géométrie du réservoir	22
I.3.4.3.a. Ecoulement radial circulaire (comportement homogène)	22
I.3.4.3.b. Ecoulement linéaire et bilinéaire	22
I.3.4.3.c. Ecoulement sphérique et hémisphérique	23
I.3.4.4. Nombre de fluides débordants dans le réservoir	23
I.3.4.5. Loi de Darcy	23
I.3.4.6. Equation d'état	23
I.3.4.7. Loi de conservation de la masse (équation de continuité)	24
I.3.4.8 .Equation de diffusivité	24

I.3.4.9. Solution de l'équation de diffusivité	24
I.3.4.10. Effet de capacité de puits (wellbore storage)	25
I.3.5. Présentation des méthodes d'interprétation	25
I.3.5.1. Méthodes conventionnelles	25
I.3.5.2. Méthodes modernes	26
I.3.5.2.a. Planches des courbes types	26
I.3.5.2.b. Méthode de la dérivée	27

Chapitre II : Techniques expérimentales

Introduction.....	28
II.1. Description du logiciel «SAPHIR de KAPPA»	28
II.2. Méthodologie d'utilisation de logiciel «SAPHIR de KAPPA».....	29
II.3. Interprétation par méthode Horner (semi log plot)	34
II.4. Calcule des différents Pseudo-Skins	34
II.4.1. Calcule du Skin de pénétration partielle.....	34
II.4.2. Calcule du Skin de perforation.....	35
II.4.3. Calcule du Skin de l'écoulement multiphasique	36
II.4.4. Calcul de skin d'endommagement (Skin mécanique)	36

Chapitre III : Etude de cas puits ONRS-2

III.1. Cas du puits ONRS-2	37
III.1.1. Données du puits	37
III.1.2. Interprétation des résultats des tests	38
III.1.2.a. Résultats de DST (mesure de fond)	38
III.1.2.b. Résultats de jaugeage (mesure en surface)	40
III.1.2.c. Analyse du test DST ONRS-2	40
III.1.2.c.1 Interprétation par saphir	40
III.1.2.c.2 Interprétation par méthode Horner de puits ONRS-2.....	42
III.1.2.d. Calcule des différents Pseudo-Skins de puits ONRS-2.....	44
III.1.2.d.1. Calcule du Skin de pénétration partielle de puits ONRS-2.....	44
III.1.2.d.2. Calcule du Skin de perforation de puits ONRS-2.....	44
III.1.2.d.3. Calcule du Skin de l'écoulement multiphasique de puits ONRS-2.....	45
III.1.2.d.4. Calcul de skin d'endommagement de puits ONRS-2.....	45
Conclusion.....	46
Recommandations.....	46

Références.....	47
Annexe	48

Liste des figures

Chapitre I : Présentation Générale

I.1- : Partie géologique

Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya	02
Figure I.2 : Colonne stratigraphique de la région Oued Noumer	09

I.2- : Notion sur l'endommagement

Figure I.3 : Localisation du colmatage.....	11
Figure I.4 : Skin de perforation.....	15
Figure I.5 : Effet de pénétration partielle.....	15

I.3- : Théorie des essais des puits et méthodes d'interprétation

Figure I.6 : Principe des essais de puits	17
Figure I.7 : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.....	18
Figure I.8 : Essai en débit (Draw Down)	19
Figure I.9 : Essais en fermeture (Build Up)	20
Figure I.10 : Ecoulement radial circulaire	22
Figure I.11 : Ecoulement linéaire	22
Figure I.12 : Ecoulement bilinéaire	22
Figure I.12 : Ecoulement sphérique A et hémisphérique B.....	23
Figure I.13 : Courbes types pression et dérivative pour un réservoir infini avec le wellborestorage et l'effet de skin	27

Chapitre II : Techniques Expérimentales

Figure II.1 : L'interface du logiciel kappa Saphir (4.02.04).....	29
Figure II.2 : L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits.....	29
Figure II.3 : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits.....	30
Figure II.4 : L'introduction ses caractéristiques du réservoir.....	30
Figure II.5 : Choix de la nature de l'effluent.....	31
Figure II.6 : La définition des données PVT.....	31

Figure II.7 : Introduction des enregistrements de débit et de pression.....	32
Figure II.8 : Charge les data au saphir	32
Figure II.9 : Changement des unités.....	33
Figure II.10 : Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage.....	33
Figure II.11 : Exemple de méthode Horner (pente m).	34

Chapitre III : Etude de cas puits ONRS-2

Figure III.1 : Schémas représentatif du train de test de puits ONRS-2.....	38
Figure III.2 : Graphe de pression et température en fonction du temps.....	39
Figure III.3 : Graphe de pression en fonction du temps par logiciel Saphir.....	40
Figure III.4 : History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr]).....	41
Figure III.5 : Graphe de la pression et de sa dérivée de puits ONRS-2	41
Figure III.6 : Courbes semi-log d'Horner	42

Liste des tableaux

Chapitre III : Etude de cas puits ONRS-2

Tableau III.1 : Coordonnées UTM de puits ONRS-2	37
Tableau III.2 : Fiche technique du forage de puits ONRS-2	37
Tableau III.3 : Information sur la boue de puits ONRS-2	37
Tableau III.4 : Phases de forage de puits ONRS-2	37
Tableau III.5 : Tableaux des pressions de fond de puits ONRS-2.....	39
Tableau III.6 : Résultats de jaugeage de puits ONRS-2.....	40
Tableau III.7 : Données de réservoir de puits ONRS-2.....	40
Tableau III.8 : Les résultats obtenus par logiciel Saphir.....	42
Tableau III.9 : Calcule du skin de pénétration partielle.....	44
Tableau III.10 : Données de calcul du skin de perforation ONRS-2.....	44
Tableau III.11 : Résultats de calcul du skin de perforation de puits ONRS-2.....	44

Liste des abréviations

a_0, a_1, a_2 : Constantes en fonction de l'angle de perforation ;

b_1, b_2 : Des coefficients;

B_0 : Facteur volumétrique du fond (m^3/m^3);

BHA : Bottom Hole Assembly ;

BHT : Bottom Hole Temperature ;

C : La capacité du puits (STB/psi) ;

C : Le coefficient de compressibilité ;

C_e : Compressibilité équivalente ;

C_t : La compressibilité totale ;

c_2, c_1 : Constantes en fonction de l'angle de perforation ;

DST : Drill Stem Test ;

FFP : Final Flow Pressure ;

FHP : Final hydrostatic pressure ;

FSIP : Final Shut-in Pressure ;

GOR : Gas oil ratio Stm^3 ;

h : Epaisseur ;

h_w : hauteur des perforations ;

IFP : Initial Flow Pressure ;

IHP : Initial hydrostatic pressure ;

ISIP : Initial Shut-in Pressure ;

K : La diffusivité hydraulique ;

k : Perméabilité (md) ;

k_H : La perméabilité horizontale (md) ;

k_V : La perméabilité verticale (md) ;

l_{perf} : Longueur des perforations ;

m : La pente ;

MDH : Miller Dyes Hutchinson ;

P_{1h} : La pression de fond après une 1 heure de la fermeture de puits (psia) ;

P : Pression ;

P_b : Pression de bulle ;

P_b : Pression en tête de puits;

P_D : Pression adimensionnelle ;

P_g : Pression de gisement ;

P_w : Pression dans le puits ;

P_{wf} : Pression du fond de puits (kg/cm²) ;

P_{ws} : La pression statique du réservoir ;

Q : Débit (STB/D) ;

q_o : Débit d'huile (m³ /h) ;

r_e : Rayon de drainage du puits (m) ;

r_w : Rayon du puits (ft) ;

r'_w : Rayon du puits effectif ;

S : Surface ;

S : Le facteur de skin
(sans dimension) ;

S_d : skin d'endommagement (skin mécanique) ;

S_{inc} : Skin d'inclinaison du puits ;

S_m : Skin multiphasique ;

S_o : Saturation d'huile (%) ;

S_p : Skin de perforation ;

S_{pp} : Skin de pénétration partielle ;

S_t : Skin total ;

S_V : Skin de l'effet de convergence verticale ;

S_w : Saturation de l'eau ;

S_{wb} : Skin de l'effet de well bore ;

T : Température ;

t_D : Temps adimensionnel ;

V : Volume ;

ΔP : Variation de pression appliquée au puits ;

Δt : temps de fermeture du puits en (heure) ;

ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits ;

ρ : Masse volumique (kg/m³) ;

$\frac{k}{\mu}$: Le rapport de la mobilité ;

μ : Viscosité (cp) ;

μ_o : Viscosité d'huile (cp) ;

∅ : Porosité (%)



Introduction générale



Après avoir foré le puits et atteint le roche réservoir, la complétion se poursuit pour acheminer l'hydrocarbure à partir de son emplacement initial jusqu'en surface. Cet écoulement est freiné par plusieurs types de pertes de charges, en diminuant la productivité de puits et la chute de pression. Il existe plusieurs facteurs qui provoquent des pertes de charges, freinent l'écoulement et l'endommagement des abords du puits. On distingue diverses causes d'endommagement, endommagement dû à la formation, endommagement dû aux perforations, invasion du filtrat de ciment, endommagement dû à la stimulation et endommagement dû à l'injection d'eau.

Il est nécessaire d'effectuer un essai de puits pour définir l'endommagement et sa caractérisation. Ils permettent aussi d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, les limites de réservoir, nature de réservoir, perméabilité effective, l'indice de productivité, facteur d'endommagement et la pression de gisement P_g ...etc.

Ces dernières années, les méthodes d'interprétation des essais de puits ont connu une évolution très rapide. Parmi celles-ci, les méthodes conventionnelles qui sont des méthodes introduites dans le logiciel Saphir de Kappa. Ce logiciel nous donne plusieurs facteurs, les plus importants sont la perméabilité et le skin. Ce dernier est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits.

L'objectif de notre ce mémoire est d'évaluer l'endommagement de la couche réservoir du puits OUED NOUMER SUD-2 et de mieux comprendre sa caractérisation en utilisant le logiciel SAPHIR.

Pour cela, notre travail est réparti en (3) chapitres. Nous commençons par Notions fondamentales et généralités qui contient la présentation des caractéristiques géologiques et pétro physiques du champ d'Oued Mya, des généralités sur les endommagements et les moyens de les détecter ainsi qu'un aperçu sur les théories des essais de puits et les méthodes d'interprétation. Au deuxième lieu, nous concernons dans les techniques expérimentales sur descriptions et méthodologie d'utilisation du logiciel «SAPHIR de KAPPA». Le dernier chapitre est consacré à l'interprétation des données de chantier en utilisant le SAPHIR, en s'intéressant particulièrement au skin total et le pseudo skin.

En fin, on terminera notre étude par une conclusion qui résumera nos résultats, et des suggestions pour mener notre travail à terme et atteindre son objectif.

Chapitre I

Notions fondamentales et généralité

I.1. Partie géologique

I.1.1. Situation géographique de la région :

La province triasique est située au Nord-est de la partie septentrionale de la plate forme saharienne. Elle couvre une superficie de 400.000 km² et, est limitée :

- Au Nord par l'Atlas Saharien ;
- A l'Est par le bassin de Berkine ;
- Au Sud par le bassin d'Illizi et le môle du Mouydir ;
- A l'Ouest par le bassin de Béchar ;

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont les parallèles 31°15' et 33°00' et les méridiens 6°15' et 3°30', elle englobe les blocs :438-425-422-437-436-420-419-418-417 et 416, appartenant au district IV de la Sonatrach.

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression, allongée d'orientation Nord-est -Sud-ouest acquise au cours du paléozoïque, elle est limitée:

- Au Nord par la zone haute de Djemââ –Touggourt ;
- Au Nord- ouest, le môle de Talemzane-Hassi-R'Mel ; [1]

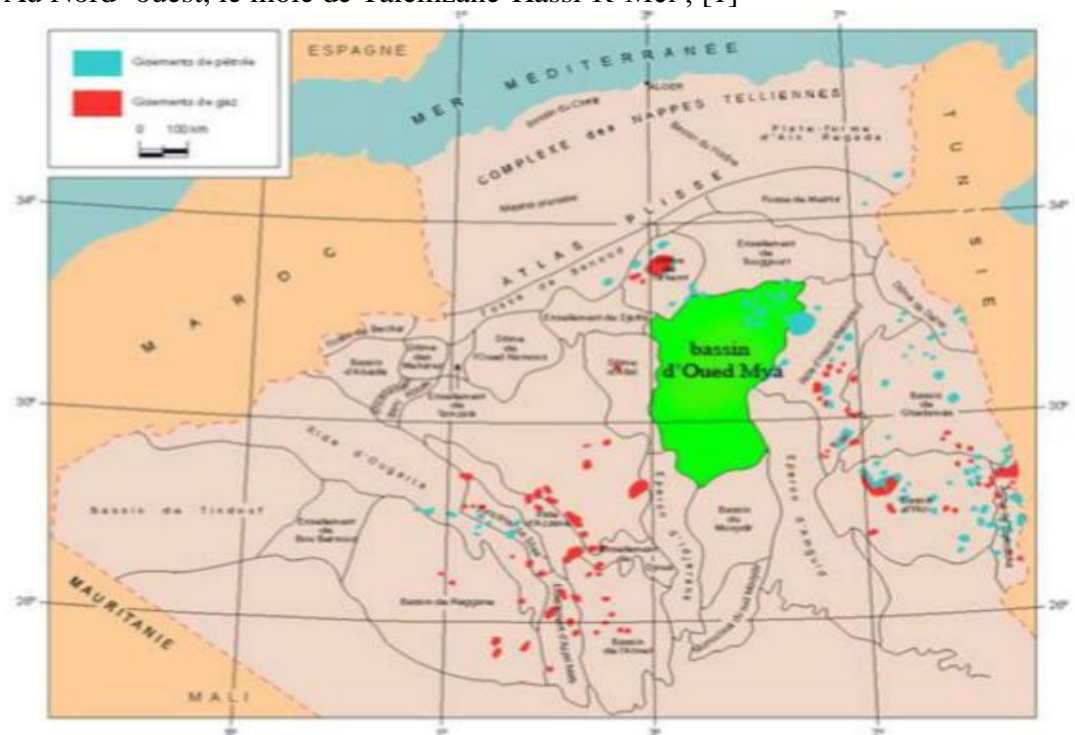


Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya. [1]

I.1.2. Cadre Géologique et Géodynamique :

La région de l'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plate-forme saharienne. La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par des dépôts sédimentaires importants, sont répartis sur une vaste superficie.

La province Triasique est un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments suivants ont été individualisés :

- La voûte de Tirlhemt et le haut fond de Talemzane ;
- Le système structural de Djamâa-Touggourt ;
- Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud ;
- Le môle de Dahar ;

Ces éléments sont séparés par des dépressions dans l'Oued Mya où l'en rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien.

Le Mésozoïque discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Du point de vue pétrolier, on distingue quatre provinces plus ou moins mature (wec, 1995) :

- Le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz recèle encore un bon potentiel découvertes ; (province triasique).
- Le Sahara Central, considéré comme un champ gazéifier important mais de récentes découvertes d'huile plus importante permettent d'espérer d'autres développements ;
- Le Sahara Ouest est considéré un champ gazeux, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues et non vérifiées ;
- Dans le Nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé à cause d'une géologie plus complexe. [1]

I.1.3. Prévisions litho-stratigraphiques :

Les prévisions litho-stratigraphiques de ONRS-2 sont calculées à partir des prévisions sismiques des horizons Aptien, Dogger argileux, Lias S1+S2, Trias S4 et la DH ainsi que les tops des puits avoisinants.

- **Mésozoïque** : (2732m)
 - **Crétacé Supérieur** : surface à 414m (262m)

Turonien : Surface à 246m (94m)

Dolomie-Calcaire beige à blanc beige, parfois blanchâtre, cristalline, compacte, dure.
Traces de Calcite blanche.

Cénomaniens : 246 à 414m (168m)

Au sommet, intercalations de calcaire dolomitique et dolomie calcaire, cristallin, moyennement dur à dur, et marne grise à gris beige, tendre à pâteuse, argile grise, gris vert, légèrement carbonatée, tendre à pâteuse, d'anhydrite blanche, pulvérulente, et de gypse blanc, blanc beige, translucide ou fibreux. A la base, argile gris-vert à verdâtre, brun rouge, légèrement carbonatée, tendre à indurée, avec intercalations de calcaire blanc beige, cristallin, crayeux, moyennement dur, et d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure. Traces de Gypse blanc translucide, fibreux et de calcite blanche. Vers la base intercalations de grès gris-vert, gris-blanc, blanc-beige, très fin à fin, argileux à silicoargileux, friable à moyennement consolidé.

- **Crétacé inférieur** : 414 à 1280m (866m)

Albien : 414 à 838m (424m)

Grès gris vert, jaune à rougeâtre, gris blanc à blanc, gris beige, très fin à fin, argileux, friable avec passée d'Argile gris vert à verdâtre, brun rouge, tendre à indurée. Trace de Calcaire dolomitique blanc beige.

Remarque : la partie basale du Cénomaniens et la partie sommitale de l'Albien représentés par des argiles verdâtres carbonatées avec intercalations de calcaires dolomitiques et grès gris verdâtres peut être attribuée au Vraconien.

Le reste est formé par une épaisse série de grès brun rouge, beige, rougeâtre, blanc, fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile verdâtre, brun rouge, rarement gris noir, sableuse, tendre à indurée. Présence de sable blanc à blanc beige, jaune, moyen à grossier, subarrondi.

Aptien : 838 à 862m (24m)

Dolomie beige à gris beige, gris clair, microcristalline, moyennement dure avec intercalations d'argile gris vert à verdâtre, gris clair, carbonatée, tendre à indurée.

Barrémien : 862 à 1145m (283 m)

Grès brun rouge à gris brun, blanc beige, gris vert, fin à moyen, par endroits grossier, siliceux à silico-argileux, par endroits argileux carbonaté, moyennement consolidé avec intercalations d'argile verdâtre à rougeâtre carbonatée, tendre à indurée et de sable blanc, beige, translucide, fin à moyen, sub-arrondi.

Traces de dolomie beige et de calcaire blanc.

Néocomien : 1145 à 1280m (135m)

Argile verdâtre, brun rouge, carbonatée, tendre à indurée avec intercalation de grès brun rouge, blanc beige, gris vert, fin à moyen, argileux à argilo-carbonaté, par endroits siliceux, friable à moyennement consolidé, et dolomie blanc beige, microcristalline, moyennement dure à dure. Traces de marne grise, tendre à indurée. Grès gris vert, blanc, fin à moyen, argilo-carbonaté, friable avec intercalations d'argile gris vert à verdâtre, légèrement carbonatée, tendre à indurée et de Sable blanc, translucide, fin à moyen, subarrondi. Traces de Dolomie blanc beige et de Pyrite.

- **Jurassique** : 1280 à 2601m (1321m)

Malm : 1280 à 1570m (290m)

Intercalations de grès gris blanc à blanc, gris vert, très fin à fin, silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile brun rouge, gris vert à verdâtre, tendre à indurée. Présence d'un banc décamétrique de dolomie à la base.

Dogger argileux : 1570 à 1671m (101m)

Argile gris vert, grise, brune à brun rouge, tendre à indurée, avec passées de Grès blanc à gris blanc, gris vert, fin à moyen, argileux, friable à moyennement consolidé et de Dolomie gris blanc à gris clair, blanc beige, moyennement dure.

Dogger lagunaire : 1671 à 1798m (127m)

Alternances d'Argile grise à gris foncé, gris vert, brun rouge, tendre à indurée et de dolomie grise à gris blanc, blanc beige, microcristalline, moyennement dure à dure. Présence d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure.

Lias Marneux : 1798 à 1814m (16m)

Marne grise à gris vert, gris foncé, tendre à indurée, avec fine passées de Dolomie gris-blanc à gris-clair, blanc-beige, moyennement dure.

Lias Carbonaté : 1814 à 1874m (60m)

Dolomie calcaire, beige à gris beige et gris blanc, microcristalline, moyennement dure avec fines intercalations d'argile gris vert à grise, brune, carbonatée, tendre à indurée.

Lias anhydritique : 1874 à 2029m (155m)

Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente, moyennement dure à dure avec intercalations de dolomie calcaire grise, microcristalline, moyennement dure à dure. Traces d'argile grise, tendre à indurée.

Lias Salifère : 2029 à 2065m (36m)

Alternances d'argile brun rouge à brune, légèrement pâteuse, tendre avec passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure à dure. Sel blanc, rosâtre, translucide à la base.

Lias Horizon "B" : 2065 à 2093m (28m)

Dolomie calcaire gris clair à gris foncé, moyennement dure à dure, avec intercalations de Marne grise, tendre à pâteuse et d'Argile brun rouge à brune, gris foncé, tendre à indurée.

Lias (S1 + S2) : 2093 à 2241m (148m)

Au sommet, alternances d'anhydrite blanche, pulvérulente moyennement dure à dure et d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée avec passées de marne grise, tendre à pâteuse. A la base, sel blanc à rosâtre, translucide avec intercalations d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure à dure et d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée.

Lias S3 : 2241 à 2519 m (278m)

Sel blanc à rosâtre, translucide avec fines intercalations d'argile brune à brun rouge, gris foncé, pâteuse, tendre à indurée.

Lias argileux supérieur : 2519 à 2601 m (82m)

Argile brun rouge à brune, rarement gris clair à gris foncé et gris vert, pâteuse, tendre à indurée avec fines intercalations de Sel blanc à rosâtre, translucide.

Trias : 2601 à 2884m (283m)

Trias S4 : 2601 à 2671 m (70m)

Sel blanc à rosâtre, translucide avec fine intercalations d'Argile brun rouge, gris vert, tendre à indurée.

Trias argileux inférieur : 2671 à 2688 m (17m)

Argile brune à brun rouge, gris vert à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec, au sommet, des passées de Sel blanc à rosâtre, translucide. A la base, Argile brune à brun rouge, rarement gris verdâtre, salifère, silteuse, légèrement carbonatée, tendre à indurée.

T2A : 2688 à 2743 m (55m)

Siltstone gris à gris verdâtre, moucheté, tendre à indure et de Grès gris noir à noir, gris à gris fonce, très fin à fin, à ciment salifère, silico-argileux, friable à moyennement dur avec passées d'Argile brun rouge, silteuse, tendre à indurée, micacée.

T1B : 2743 à 2801 m (58m)

Niveau décimétrique d'argile brun rouge, brun-chocolaté, localement gris verdâtre, légèrement silteuse, micacée, indurée. Grès fin à moyen, sub-anguleux à subarrondi, silico-argileux, moyennement consolidé avec des films et passées d'argile brun rouge, verte, micacée, silteuse, indurée.

T1C : 2801 à 2830 m (29m)

Intercalation d'argile brun rouge, brun chocolat, légèrement silteuse tendre a indurée et de grès fin à moyen sub-anguleux à sub-arrondi, silico argileux, moyennement consolidé.

Série inférieure : 2830 à 2884m (54m)

Alternance d'Argile brune à brun-rouge, devenant brun-violacé par endroits, et grise à gris-vert, fortement silteuse à Grèseuse, indurée, et fissurée, et de Grès blanc à grisblanc, rarement gris-sombre, fin à moyen, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé, et Dolomie blanc-beige, microcristalline, dure.

- **Ordovicien** : 2884 à 2933m (Epaisseur partielle : 49m)

Argiles Mic-conglomératiques : 2884 à 2933m (49m) une série d'argile intercalée par des niveaux micro conglomératiques. [1]

I.I.4. Rappel des résultats pétroliers de la région :

Dans la région de Ghardaïa les grès du Trias représentent le principal réservoir productif d'huile et de gaz à condensat, dans les gisements d'Oued Noumer, Ait Kheir, Makouda, Djorf et Sidi Mezghich. Les travaux réalisés par SONATRACH durant les dernières années ont aboutis à la découverte de plusieurs accumulations (Chaabet En Nakhla, Mezdjar, Oued Nechou, Saidet Ben Ali et Houd M'Dahb). [1]

COLONNE STRATIGRAPHIQUE TYPE DE LA REGION DE OUED NOUMER

	AGE		ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE		
MESOZOIQUE	CRETACE		<i>SENONIEN</i>		Calcaire à silex		
			<i>TURONIEN</i>		Dolomie		
			<i>CENOMANIEN</i>		Argile dolomie anhydrite		
			<i>ALBIEN</i>		Grès fin		
			<i>APTIEN</i>		Dolomie et marnes		
			<i>BARREMIEN</i>		Grès carbonaté		
			<i>NEOCOMIEN</i>		Grès, dolomie argille		
	JURASSIQUE			<i>MALM</i>		Grès Carbonate argile	
				<i>DOGGER</i>		Argile, carbonate	
				<i>LIAS MARNEUX</i>		Marnes	
				<i>LIAS CARBONATE</i>		Calcaire	
				<i>LIAS ANHYDRITIQUE</i>		Anhydrite	
				<i>LIAS SALIFERE</i>		Sel, argile	
				<i>HORIZON B</i>		Dolomie	
				<i>S1+S2</i>		Sel, anhydrite, argile	
				<i>S3</i>		Sel massif	
				<i>ARGILEUX SUP.</i>		Argile dolomitique	
	TRIAS			<i>S4</i>		sel massif	
				<i>ARGILEUX INF.</i>		Argile	
		TRIAS ARGILO-GRESUX			<i>GRES A</i>		Argile silteuse
					<i>ARGILES AB</i>		Grès argileux
					<i>GRES B</i>		Argile
					<i>ARGILES C</i>		Grès argileux et microconglomératiques
					<i>GRES C</i>		Argile silteuse
					<i>SERIE INFERIEURE</i>		Grès argileux
					<i>GRES C</i>		Argile silteuse
					<i>GRES C</i>		Grès argileux
					<i>SERIE INFERIEURE</i>		Argile silteuse
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN		<i>GRES D'OUED SARET</i>		Grès argileux		
			<i>GRES D'OUED SARET</i>		Argile		

Figure I.2 : Colonne stratigraphique de la région Oued Noumer. [2]

Introduction

L'endommagement des puits a été pris en compte depuis les premières années du forage des puits d'huile et de gaz, par conséquent beaucoup de recherches au laboratoire et même sur site ont été effectuées pour comprendre comment éliminer l'endommagement durant le forage et la complétion.

I.2. Notion sur l'endommagement

I.2.1 Généralité sur les endommagements :

I.2.1.1. Définition de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits par les incrustations que ça soient minérales ou organiques qui permet de altérer la perméabilité naturelle à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. [3]

I.2.1.2. Localisation de l'endommagement :

La figure ci-dessous représenter parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. [5]

I.2.1.2.a. Au fond du puits :

On trouve des dépôts constitués soit par des précipités (sels, paraffines, asphaltènes) soit par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements).

I.2.1.2.b. A la paroi du puits :

- **Cake externe** : Durant le forage, les particules solides minérales ou organiques sont précipités sur la paroi du trou, consolide les paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

I.2.1.2.c. Aux abords des puits :

- **Le cake interne** : Constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

- **La zone envahie (zone 3) :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
 - ✓ Formation d'émulsions ;
 - ✓ Gonflement et /ou délitage des argiles ;
 - ✓ Changement de mouillabilité ;
 - ✓ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

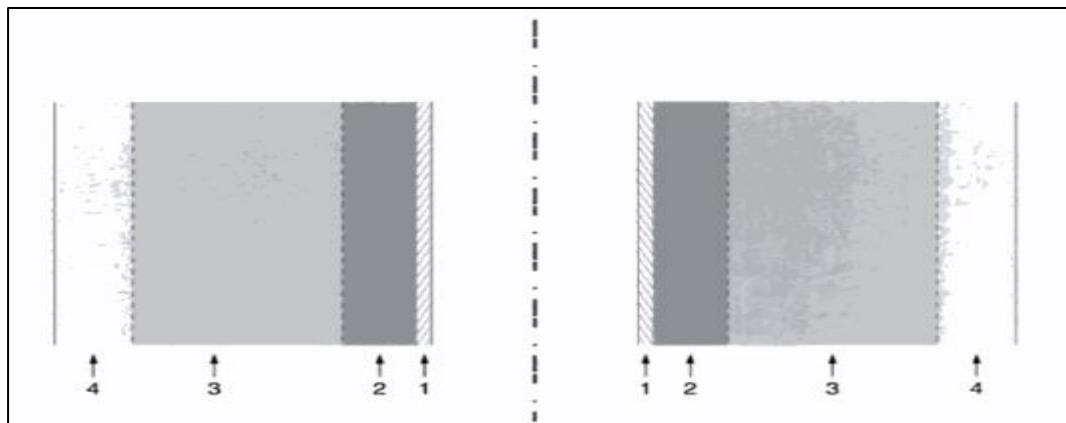


Figure I.3 : Localisation du colmatage.

- Zone 1 : cake « externe » tapissant les parois du puits ;
- Zone 2 : cake « interne » : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

I.2.1.2.d. Accumulations de particules :

Différents types de particules organiques qui résulte des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être le motif de colmatage du réservoir. [8]

I.2.2. Les différentes causes de l'endommagement :

Il y a différentes causes de l'endommagement sont : [10]

I.2.2.1. Durant la phase de forage :

➤ **Broyage de la roche réservoir :**

Cette action est de nature à bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet à ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres ;

➤ **Invasion par la boue :**

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- ✓ **Un effet physique** : les particules solides de la boue entraînent par le filtrat vont causer l'obturation des pores et une réduction de la perméabilité.
- ✓ **Un effet chimique** : qui se traduit par des émulsions entre les fluides de forage et ceux du gisement ce qui cause une baisse notable de productivité.

- Cimentation du casing ;
- Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage ;
- **Gonflement et dispersion des argiles :**

Le filtrat des fluides de forage, Work-over et de complétion peut provoquer une dispersion et un entraînement des particules d'argiles qui tuent les pores ou bien le gonflement des particules argileuses.

I.2.2.2. Durant la phase de complétion :

- **La perforation :**

La plus part 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.

- **Le fluide de complétion:**

Tout comme les fluides de forage, les fluides de complétion peuvent causer l'envahissement de la formation par les solides qu'ils contiennent mais aussi des émulsions.

I.2.2.3. Durant la phase d'exploitation :

- **Dépôts organiques :**

Ce sont des précipités lourds d'hydrocarbures, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. On cite : les paraffines, les asphaltées.

Leurs conditions de formation dépendent de :

- ✓ L'abaissement de pression et de température ;
- ✓ La teneur en éléments lourds dans le puits ;
- ✓ Pompage d'un fluide froid par rapport au brut.

- **Dépôts minéraux (scales) :**

Ils sont rencontrés dans l'ensemble du puits même dans les collectes. On cite:

- ✓ Le sulfate de calcium CaSO_4 et le sulfate de baryum BaSO_4 ;
- ✓ Le chlorure de sodium NaCl ;
- ✓ Les carbonates de calcium CaCO_3 ;
- ✓ Les produits de corrosion du fer FeS .

Leurs conditions de formation dépendant de :

- ✓ Le changement de température ;
 - ✓ La composition de l'eau ;
 - ✓ La baisse de la pression du puits ;
 - ✓ Le changement de la salinité.
- **Migrations des fines :**

Au cours de la production, des fines particules issues du réservoir peuvent être déplacées et migrées avec les fluides produits et colmater les abords du puits.

I.2.2.4. Durant le Work-over :

Les endommagements peuvent survenir au cours de Work-over, ceux-ci sont dus à l'invasion de la formation par les fluides du Work-over causants des colmatages souvent importants.

➤ **Neutralisation du puits :**

Un squeeze directe sans trop de précautions sur l'injectivité et l'utilisation d'un fluide inadéquat dont la capacité de colmatage est peut endommager la couche de réservoir et provoquer une baisse de production.

➤ **Changement de mouillabilité :**

Les surfactants peuvent provoquer des altérations de la mouillabilité soit en réduisant la taille des canaux d'écoulement (augmentation de l'épaisseur du film d'huile recouvrant les composants de la formation). Soit par la formation des films au contact huile/eau qui freinent l'écoulement.

➤ **Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de Work-over, un filtre cake se forme toujours dans les perforations causant un colmatage. Ainsi d'autres sources des particules solides pouvaient causer un colmatage des perforations (rouille du casing, tige de forage).

➤ **Les émulsions :**

La formation d'émulsion pourrait avoir lieu entre le filtrat de boue et les fluides de réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêche le passage normal d'huile. Pratiquement ils sont formés à cause de l'invasion du filtrat des fluides de Work-over, forage, complétion, ou bien les fluides de stimulation.

I.2.2.5. Durant la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation incomplète ou retardée.

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

I.2.2.6. Durant l'injection d'eau :

L'injection d'eau est très nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais l'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation:

- ✓ Des dépôts (paraffine, asphaltènes, ...) suite à la baisse des seuils de solubilité ;
- ✓ d'émulsion.

I.2.3. Détection des endommagements :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons : [7]

- Echantillonnage et analyses de laboratoire ;
- Essais de puits ;
- Historique complet des puits ;
- Analyse du système de production ;
- Diagraphie de production (PLT ...).

I.2.4. Skin d'endommagement :

L'endommagement provient surtout de la boue de forage, avec le double effet du cake et du filtrat, Le skin est un paramètre sans dimension caractérisant l'état du puits. Pour un puits endommagé $S > 0$, et pour un puits stimulé $S < 0$.

Le skin d'endommagement représente une perte de charge localisée aux abords de puits.

I.2.4.1. Pseudo skin :

Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme du skin mécanique ou d'endommagement et des pseudo-skins. Ces derniers peuvent être résulté de la complétion ou de la configuration du puits.

Le skin à plusieurs origines dont les plus importants sont : [8]

I.2.4.1.a. Skin de perforation :

Lorsque le puits produire avec un débit Q , la production au niveau de réservoir est forcée à travers les seules Ouvertures c'est-à-dire les perforations. La restriction de l'écoulement provoque une perte de charge qui se traduit par le skin S_p .

Remarque : Le poinçonnement du réservoir par l'opération de perforation nous donne un skin négatif $S_p < 0$.

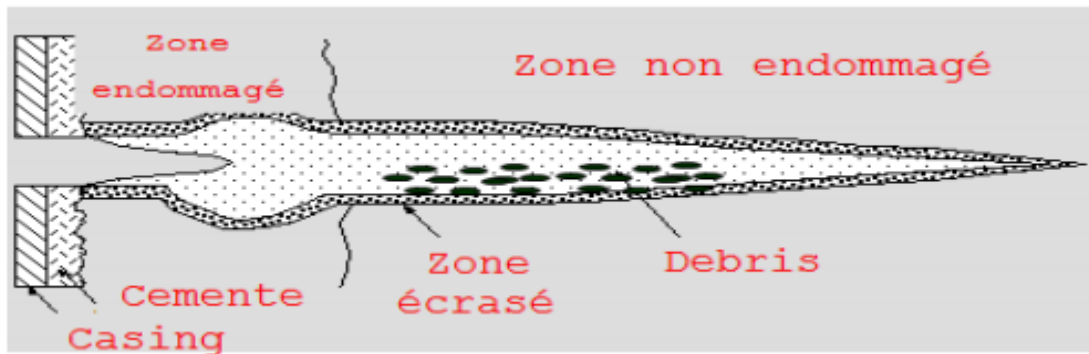


Figure I.4 : Skin de perforation. [18]

I.2.4.1.b. Skin dû à la pénétration partielle :

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable.

La pénétration partielle du réservoir peut être choisie pour :

- ❖ Eviter les venues de fluides indésirables ;
- ❖ Produire par les zones de meilleures caractéristiques.

Le skin de pénétration partielle S_{pp} dépend de :

- ❖ La fraction de la hauteur du réservoir qui a été perforée ;
- ❖ L'anisotropie de perméabilité du réservoir ;
- ❖ Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits ;
- ❖ La position des perforations.

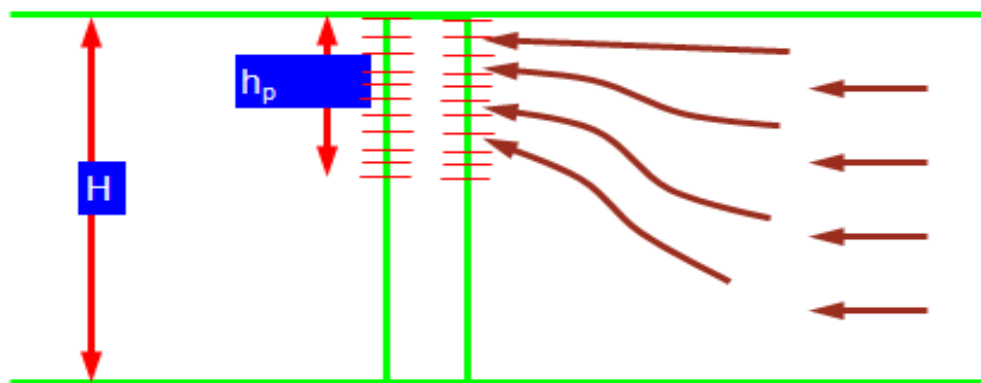


Figure I.5 : Effet de pénétration partielle. [8]

I.2.4.1.c. Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation) :

La plupart des puits traversent le réservoir avec un angle plus ou moins grand par rapport à la normale au pendage. L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Elle contribue à un skin négatif.

Trois paramètres ont une influence :

- ❖ L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage ;
- ❖ L'anisotropie de perméabilité : k_v/k_H ;
- ❖ Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.

I.2.4.1.d. Skin due à l'écoulement multiphasique :

L'écoulement à phases multiples dans le réservoir affectera la perméabilité relative aux abords du puits et sera vu comme un effet de Skin dans les résultats de test. Cela est appelé un effet de l'écoulement multiphasique dans un puits de pétrole et un effet de l'obstruction du condensat dans les puits du gaz généralement. [9]

- ✓ Alors le skin total est égal :

$$S = S_d + \Sigma (\text{Pseudo-skin}) = S_d + (S_{pp} + S_{perf} + S_m + S_{inc}) \dots \dots \dots \text{Equation I.1}$$

- S : skin total ;
- S_d : skin d'endommagement (skin mécanique) ;
- S_m : skin d'écoulement multiphasique ;
- S_{pp} : skin dû à la pénétration partielle ;
- S_{perf} : skin de perforation ;
- S_{inc} : Skin d'inclinaison

Introduction

Les essais des puits est l'une des techniques les plus réponsus dans le domaine pétrolier; c'est un outil très essentiel pour caractériser le réservoir et évaluer ses performances. Les essais de puits donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs dynamiques tels que la pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité et des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production.

I.3. Théorie des essais des puits et méthodes d'interprétation

I.3.1. Principe des essais de puits :

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une variation instantanée du débit de puits. Cette dernière provoque une perturbation du régime de pressions existantes dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits.

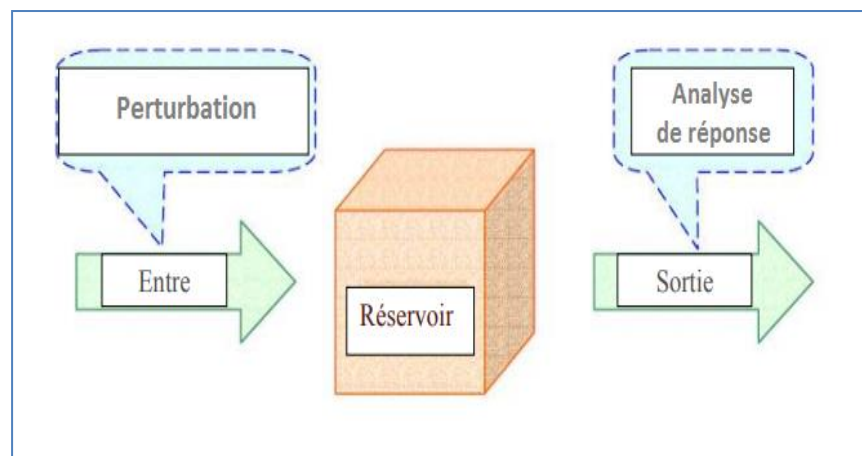


Figure I.6 : Principe des essais de puits. [9]

I.3.2. Objectifs des essais de puits :

Les principaux objectifs d'un essai de puits sont :

- Evaluer les caractéristiques pétro physiques du réservoir ;
- Evaluer l'indice de productivité pour le puits ;
- Déterminer le rayon de drainage de chaque puits pour évaluer le nombre adéquat de puits à forer dans le réservoir ;
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production (complétion ou stimulation) ;

- Déterminer l'endommagement de puits « skin » ;
- Déterminer la nature et les caractéristiques des fluides produits ;
- Estimer les réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.

I.3.3. Les différents types des essais de puits :

Ils existent plusieurs types des essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché à travers l'essai de puits :

I.3.3.1. Test au cours de forage (Drill-Stem-Test) :

Les tests en cours de forage sont des mises en production provisoires sans modifier l'équipement du puits en d'autre terme c'est une complétion temporaire du puits permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches [11], et de compléter la connaissance du gisement en déterminant T et P de gisement, Skin et potentiel de puits. [13]

Pour réaliser ce test, des outils spéciaux (BHA : Bottom Hole Assembly) sont montés à la fin du train de tiges de forage (Drill String). L'opération du test au cours de forage se décompose en plusieurs phases principales qui représentées par le diagramme ci-dessous.

- ❖ descente du train de test (BHA) ;
- ❖ Ancrage de packer et mise en débit de la formation ;
- ❖ Fermeture et enregistrement de la pression de fond ;
- ❖ Remontée du train.

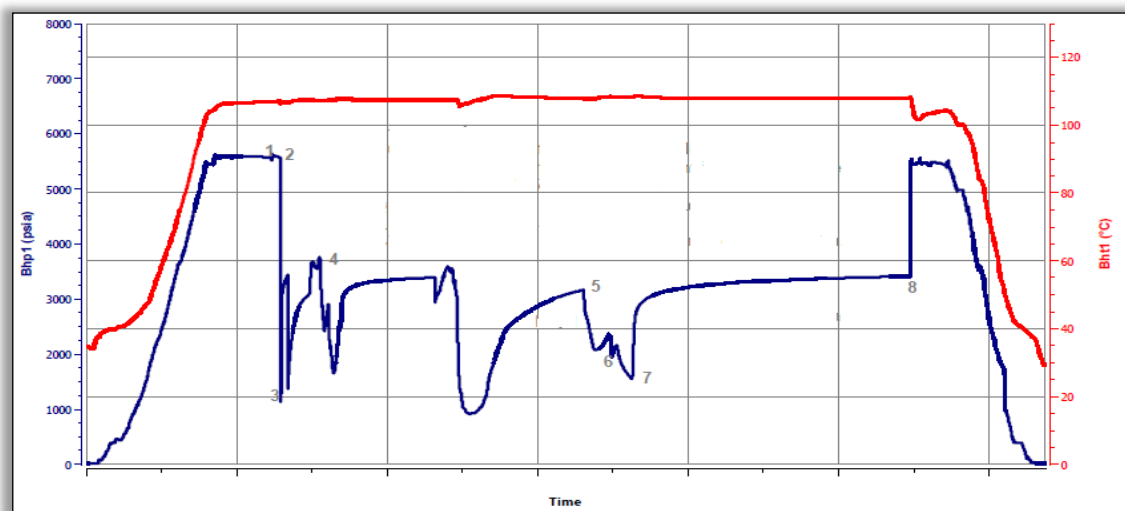


Figure I.7 : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST. [19]

1. Ancrage du packer après la descente du train de test, ce qui provoque un coup de pression (compression de la boue située sous le packer).
2. Ouverture de la vanne de fond pour un pré débit (débit à l'intérieur des tiges de forage).
3. Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression vierge (la pression de gisement).
4. Ouverture de la vanne de fond.
5. Dégorgements sur différentes duses ajustables.
6. Dégorgement sur Duse fixe 24/64".
7. Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression finale de gisement.
8. Désancrage du packer et remontée du train de test.

I.3.3.2. Essai en débit (Test Draw Down):

Est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. Ces objectifs sont obtenir la perméabilité moyenne du réservoir, évaluer le skin aux abords du puits et le profil de pression.

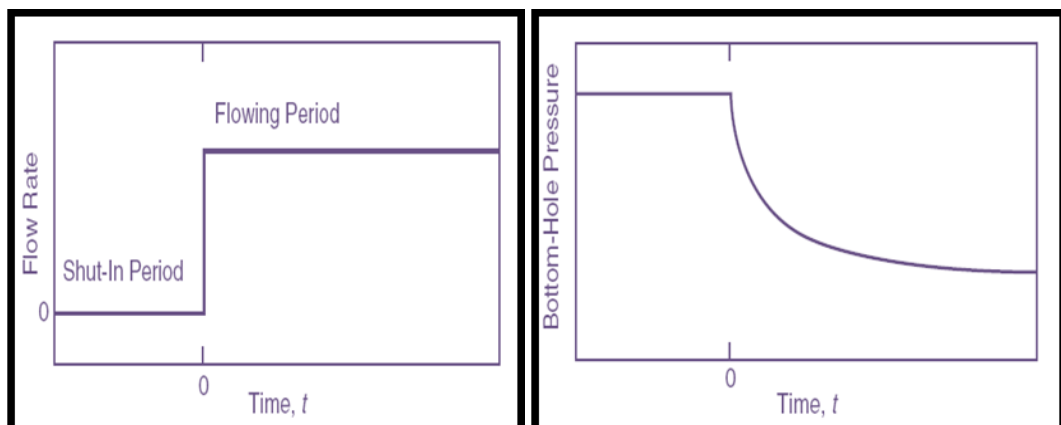


Figure I.8 : Essai en débit (Draw Down). [16]

I.3.3.3. Essais en fermeture (Test Build Up):

Décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Les objectifs de ce test sont déterminer et analyser Le taux d'endommagement de la formation, l'interférence entre puits producteurs et la présence d'une faille proche du puits.

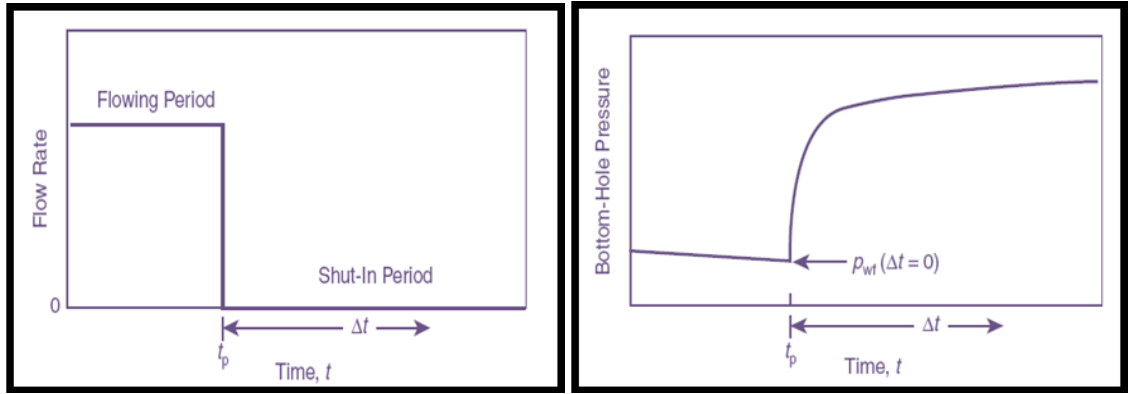


Figure I.9 : Essais en fermeture (Build Up). [16]

I.3.3.4. Autres tests :

Il existe encore plusieurs types des essais de puits qui ont des objectifs différents, parmi lesquels : fall off test, test d’injectivité, les essais de puits à pression constante, les tests de formation, les tests d’interférence ...etc. [6]

I.3.4. Equations de base des essais de puits :

Des relations mathématiques sont conçues pour décrire le comportement d’écoulement des fluides du réservoir. Les formulations mathématiques de ces relations varient selon les caractéristiques du réservoir.

Les caractéristiques primaires de réservoir qui doivent être considérées incluses :

I.3.4.1. Types des fluides dans le réservoir :

Le type du fluide du réservoir peut être classé selon le coefficient de compressibilité isotherme : [6]

En termes de volume : $C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$ Equation I.2

En termes de densité : $C = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T$ Equation I.3

Les fluides du réservoir sont classés en trois groupes : [6]

I.3.4.1.a. Fluides incompressibles :

Un fluide incompressible est défini comme étant le liquide dont le volume ou densité ne change pas en fonction de la pression : $\frac{\partial V}{\partial P} = 0$ et $\frac{\partial \rho}{\partial P} = 0$ [6]

I.3.4.1.b. Fluides peu compressibles :

Un fluide est dit peu compressible si le volume ou la densité change légèrement avec le changement de la pression : [6]

$$\rho = \rho_{réf} \cdot \exp[C(P - P_{réf})] \dots \dots \dots \text{Equation I.4}$$

I.3.4.1.c. Fluides compressibles :

Ce sont des fluides qui subissent un grand changement de volume sous l'effet de la pression est décrite par l'expression suivante: [6]

$$C = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots \text{Equation I.5}$$

I.3.4.2. Régimes d'écoulement :

Il existe essentiellement trois types de régimes d'écoulement à identifier pour décrire le comportement de l'écoulement du fluide et la distribution de la pression du réservoir en fonction du temps :

I.3.2.a. Ecoulement permanent (steady state flow):

Si la pression à chaque endroit dans le réservoir reste constante, est exprimée en tant que : [6]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0 \dots \dots \dots \text{Equation I.6}$$

I.3.4.2.b. Ecoulement transitoire (unsteady state):

Est défini comme l'état de fluide auquel le taux de variation de la pression en fonction de temps à n'importe quelle position dans le réservoir n'est nul ne constant. [6]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(x, t) \dots \dots \dots \text{Equation I.7}$$

I.3.4.2.c. Ecoulement semi permanent (Pseudo-steady-state):

Lorsque la pression à différents endroits dans le réservoir baisse linéairement en fonction du temps, c'est à dire à un taux de déclin constant. [6]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = \text{constante} \dots \dots \dots \text{Equation I.8}$$

I.3.4.3. Géométrie du réservoir :

La forme d'un réservoir a un effet significatif sur son comportement d'écoulement. Cependant, pour des intérêts pratiques, la géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des écoulements suivants :

I.3.4.3.a. Ecoulement radial circulaire (comportement homogène):

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial.

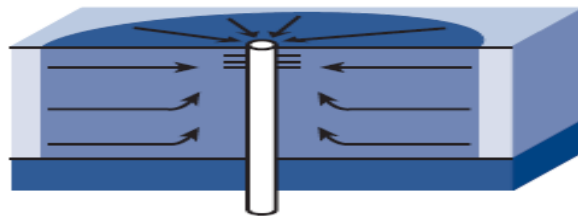


Figure I.10 : Ecoulement radial circulaire. [14]

I.3.3.b. Ecoulement linéaire et bilinéaire :

Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante. On trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle.

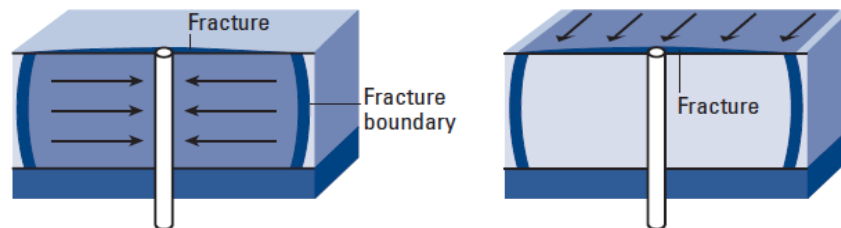


Figure I.11 : Ecoulement linéaire. [14]

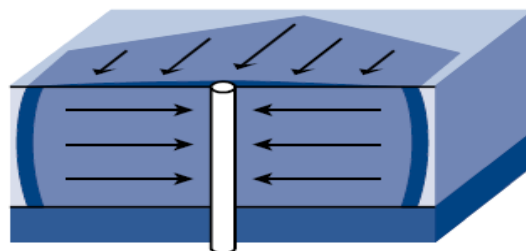


Figure I.12 : Ecoulement bilinéaire. [14]

I.3.4.3.c. Ecoulement sphérique et hémisphérique :

Selon le type de complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits. Par ailleurs, un puits équipé partiellement de perfores pourrait produire avoir aussi un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations.

Un puits qui pénètre partiellement dans la zone productrice, pourra avoir aussi un écoulement hémisphérique.

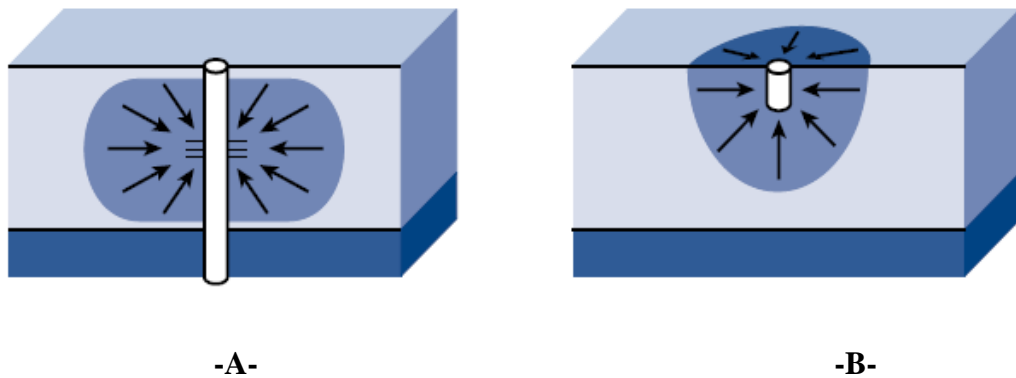


Figure I.13 : Ecoulement sphérique A et hémisphérique B. [14]

I.3.4.4. Nombre de fluides débordants dans le réservoir :

Il y a généralement trois systèmes d'écoulements :

- ❖ Ecoulement monophasé (huile, eau, ou gaz) ;
- ❖ Ecoulement bi-phasique (huile-eau, gaz-huile, ou gaz-eau) ;
- ❖ Ecoulement triphasé (huile, eau, et gaz).

I.3.4.5. Loi de Darcy :

C'est une loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Selon cette loi, le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel au gradient de pression exercée sur l'échantillon, la section de l'échantillon et la mobilité du fluide.

$$q = \left(\frac{2 \pi k h}{\mu} \right) \left(\frac{P_e - P_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right) \dots \dots \dots \text{Equation I.9}$$

I.3.4.6. Equation d'état :

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente de fluides mobiles :

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots \text{Equation I.10}$$

I.3.4.7. Loi de conservation de la masse (équation de continuité) :

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div } \rho V + \frac{\partial(\rho \varnothing S_0)}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots \text{Equation I.11}$$

I.3.4.8 .Equation de diffusivité :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir. Elle est établie par la combinaison de trois lois : l'équation de conservation de la masse, la loi de Darcy et l'équation d'état, nous obtenons l'expression suivante [15] :

$$\Delta P + C_e(\text{grad}P)^2 - \frac{\varnothing \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots \text{Equation I.12}$$

Par la mise en place ces deux hypothèses suivantes :

- ❖ Compressibilité des fluides faible et considérée comme constante ;
- ❖ Gradient de pression faible.

Si l'écoulement est radiale circulaire, l'équation de diffusivité s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots \text{Equation I.13}$$

I.3.4.9. Solution de l'équation de diffusivité :

L'équation de diffusivité peut être résolue pour les différents régimes d'écoulement en fonction des conditions aux limites. Il est plus facile d'introduire les variables adimensionnelles. L'hypothèse la plus souvent utilisée est de supposer que le réservoir est isotrope, d'épaisseur constante, homogène, et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur.

La compressibilité et la viscosité des fluides sont constantes et uniformes, en utilisant les conditions aux limites suivantes :

- ✚ La pression à l'instant initial est égale à la pression du gisement (pression uniforme) ;
- ✚ Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal ;

- ✚ Réservoir infini c'est-à-dire à la limite de la zone de drainage du puits, la pression est égale à la pression de gisement.

Donc la solution d'équation de diffusivité s'écrit :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_o\mu_o B_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \dots \text{Equation I.14}$$

N.B : L'expression (I.13) est l'équation utilisée souvent dans les essais de puits.

I.3.4.10. Effet de capacité de puits (wellbore storage) :

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits à l'endroit de fermeture (généralement en tête de puits). Le débit qui sort de la formation suit une variation progressive en raison de la compressibilité de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture.

Cette période pendant laquelle le débit font évolue est appelée période d'effet de capacité de puits (wellbore storage). La capacité du puits est définie par :

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} \text{ Exprimé en STB/psi} \dots \dots \dots \text{Equation I.15}$$

ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits.

ΔP : Variation de pression appliquée au puits.

I.3.5. Présentation des méthodes d'interprétation :

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles : [9]

I.3.5.1. Méthodes conventionnelles :

Elles ont été mises au point à partir des années 1930. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire...etc.) l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. La représentation de la pression en fonction du temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

Les méthodes conventionnelles sont basées sur le choix d'une droite, couramment appelée droite semi-log par simplification de langage mais qui est obtenue, en fait, soit par un graphique semi-log (HORNER, MDH), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition). A partir de là, deux critiques doivent être faites. Le choix de cette droite, souvent très délicat, s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cours d'un test ; puisqu'elles éliminent systématiquement tous les points antérieurs au droit semi-log.

I.3.5.2. Méthodes modernes :

Les méthodes modernes englobent les planches des courbes types qui se basent sur la dérivée de la pression.

I.3.5.2.a. Planches des courbes types :

Les courbes types sont apparues pour la première fois concernant les essais de puits en 1970.

A chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de la simulation peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée par son libellé, aux valeurs de certains paramètres. Une courbe représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit, à l'échelle logarithmique, effectuée dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellé de la courbe.

Ces courbes types sont toujours représentées en grandeur adimensionnelle (P_D , t_D , r_D et C_D) sur un papier log-log ayant sur les axes, des groupements de variables sans dimension.

Les courbes types correspondant à une représentation de la forme : $P_D = P_D(t_D, C_D, S)$

Les principaux objectifs des courbes types sont :

- ❖ Situer le début du droit semi-log ;
- ❖ Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées ;
- ❖ Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh , C , S) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log ;
- ❖ Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω , λ) ;
- ❖ Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

I.3.5.2.b. Méthode de la dérivée :

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent toujours de l'effet d'écrasement lié à la présentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression). Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage. La dérivée de la pression est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire : $dP_D / d(\ln(t_D / C_D))$ en débit. [9]

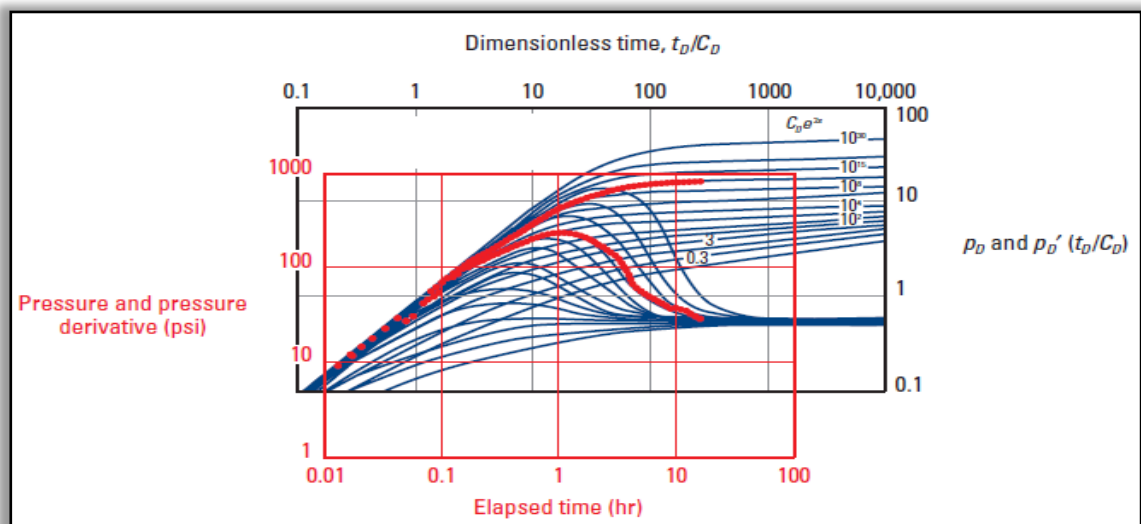


Figure I.9 : Courbes types pression et dérivée pour un réservoir infini avec le wellbore storage et l'effet de skin. [9]

Chapitre II

Techniques expérimentales

Introduction

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et le réservoir par la détermination des caractéristiques dynamique qui leurs sont propres comme la perméabilité, Skin, la pression initiale du réservoir, la conductivité kh, model du réservoir, les limites du réservoir...etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessitant ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées...etc).

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbe types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi lesquels le logiciel «SAPHIR de KAPPA» qui permet de faire des analyses des essais de puits.

L'objet de notre étude, porte sur étude d'endommagement par l'interprétation des données des essais DST d'un puits candidat à l'aide du software «SAPHIR de KAPPA».

II.1. Description du logiciel «SAPHIR de KAPPA» :

Saphir est un outil d'interprétation de Well Test basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique de production. Saphir de kappa a une gamme complète de différentes fonctionnalités.

Le but de l'utilisation du logiciel SAPHIR est de déterminer les paramètres de réservoir le régime d'écoulement dans le réservoir et le model de réservoir.

II.2. Méthodologie d'utilisation de logiciel «SAPHIR de KAPPA» :

- 1) Pour lancer le logiciel Saphir en cliquant sur son icône, il apparaît l'interface représenté dans la figure II.1 :

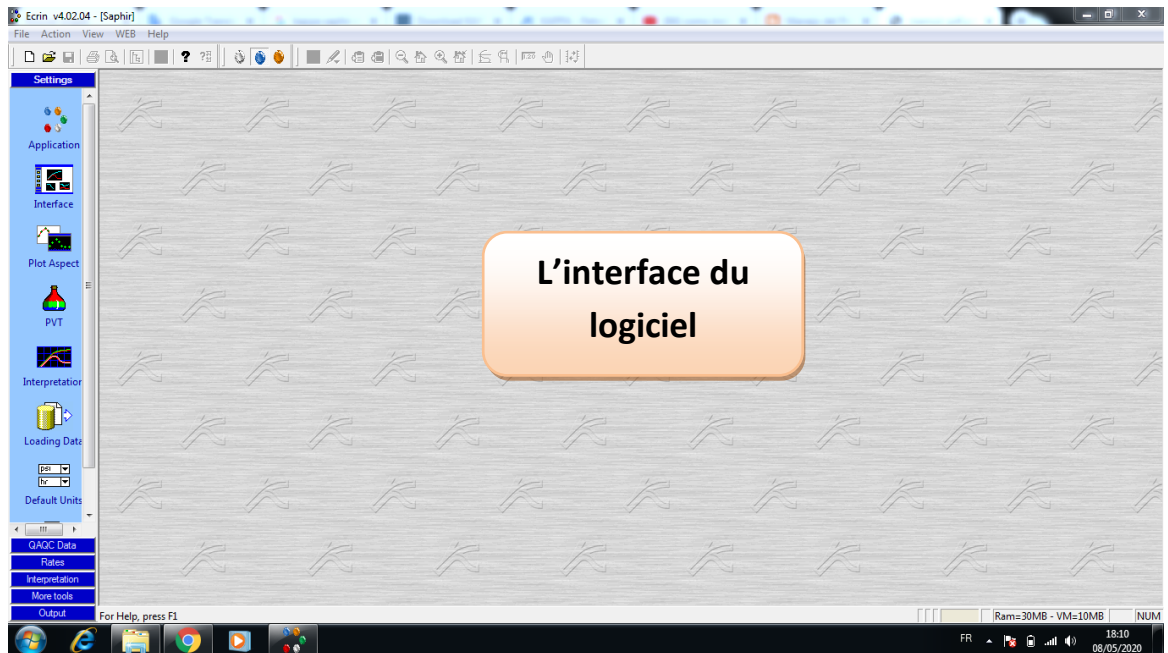


Figure II.1: L'interface du logiciel kappa Saphir (4.02.04). [17]

- 2) On clique sur 'new file' en haut à droite pour ouvrir un nouveau dossier d'un nouveau puits, et on obtient la fenêtre de dialogue suivante, Figure II.2 :

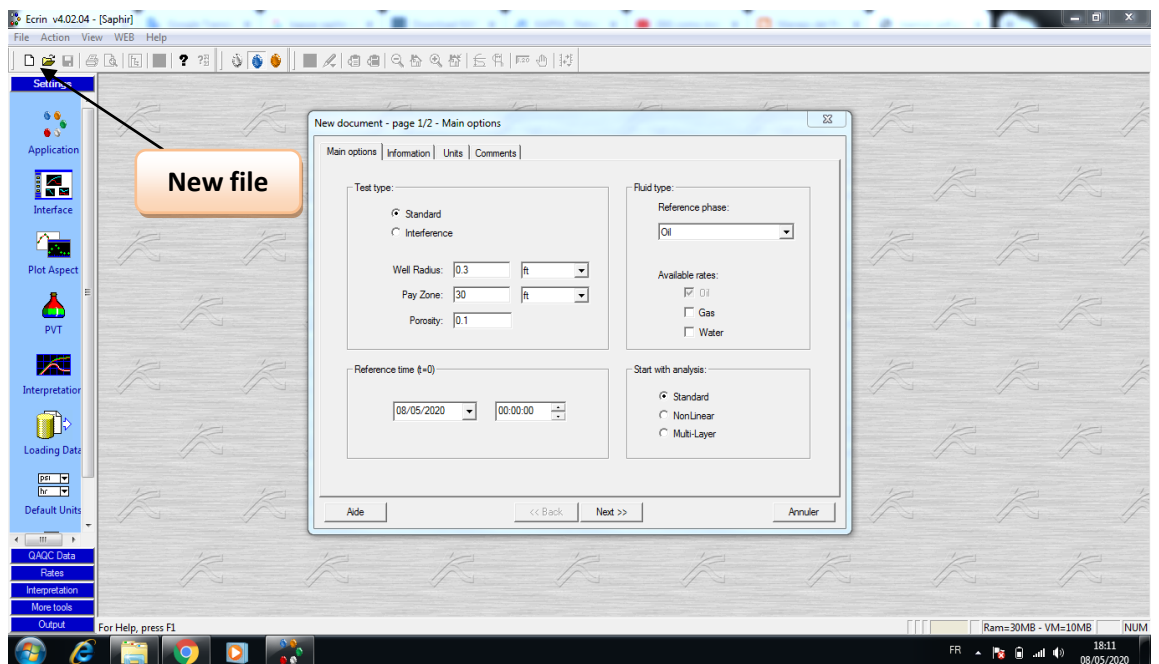


Figure II.2: L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits. [17]

- 3) Après le fait d'introduire les données nécessaires pour un nouveau puits, des données complémentaires sont demandées concernant la société de service et le client comme illustré dans la figure II.3 :

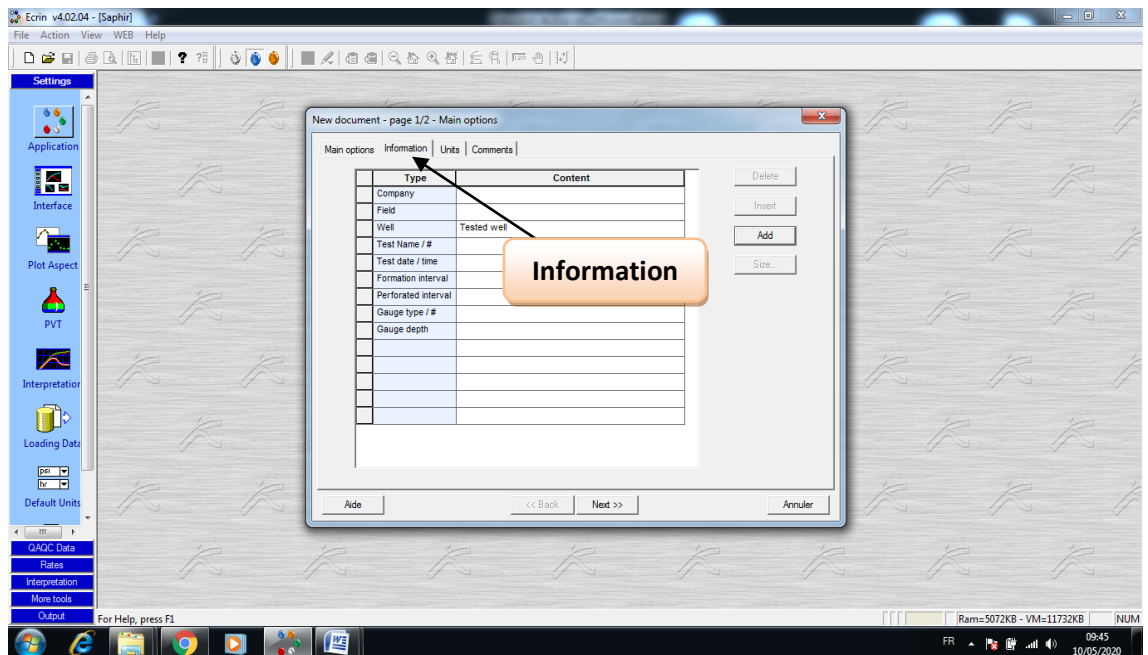


Figure II.3 : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits. [17]

- 4) Maintenant, nous devons introduire les données de puits et réservoir en étude, figure II.4:

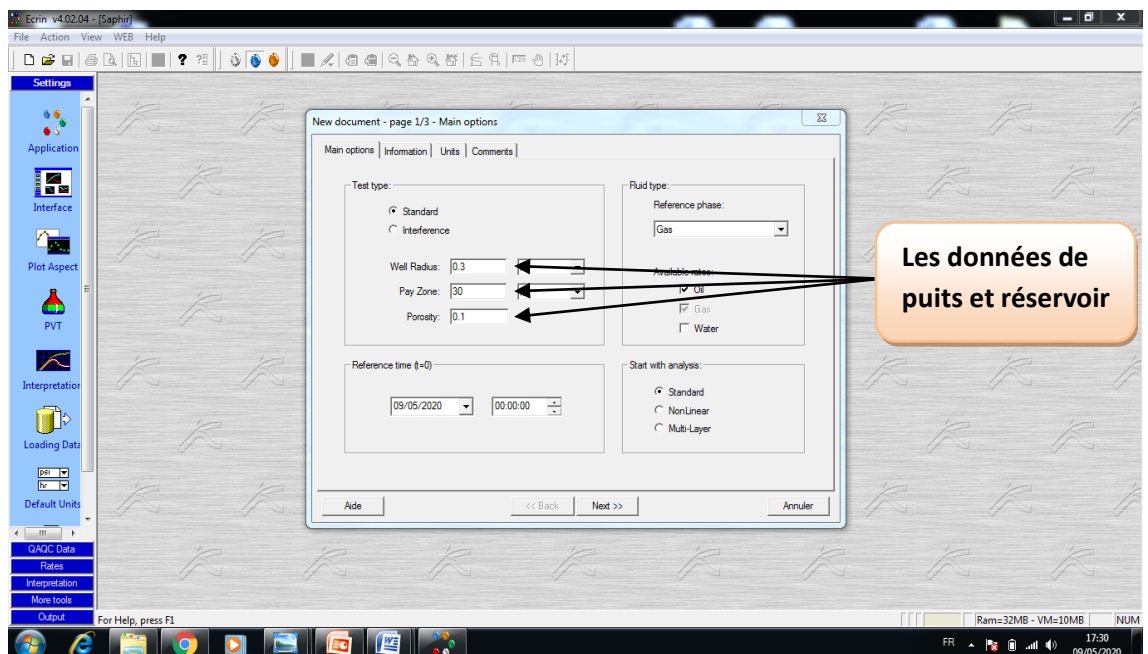


Figure II.4: L'introduction des caractéristiques du réservoir. [17]

- 5) Après cette étape, il est recommandé de définir la nature de l'effluent en jeu (gaz, huile, gaz à condensat...) figure II.5:

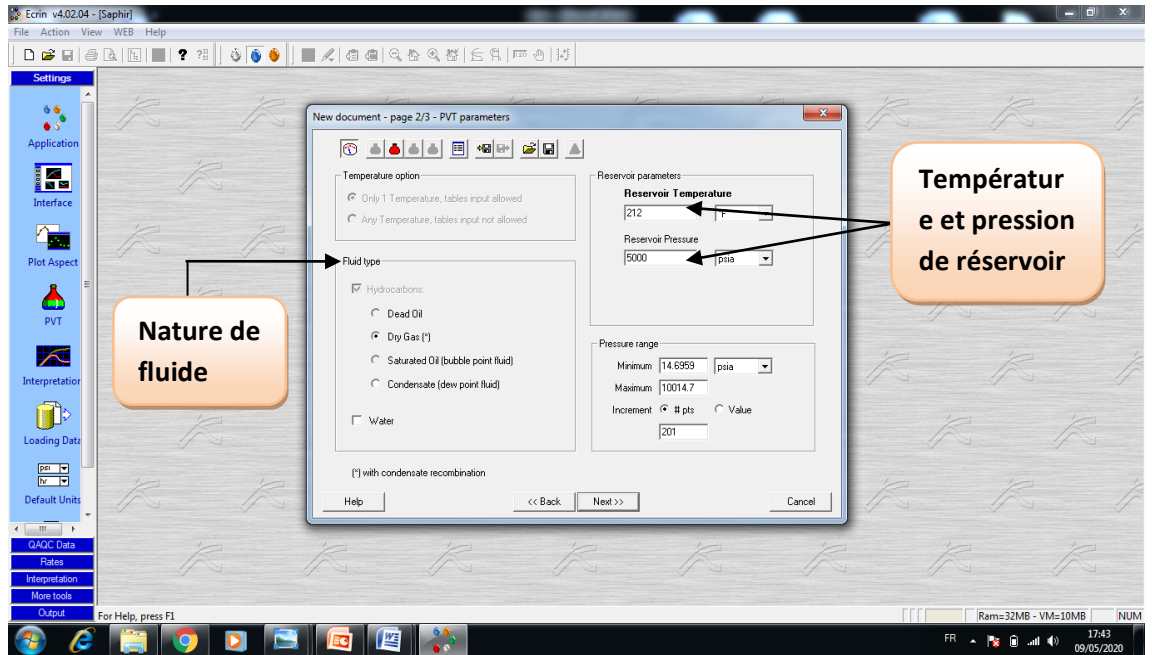


Figure II.5: Choix de la nature de l'effluent. [17]

- 6) Après cette étape, indiquer leur caractéristiques PVT en cliquant sur la fiole colorée dans la figure II.6 :

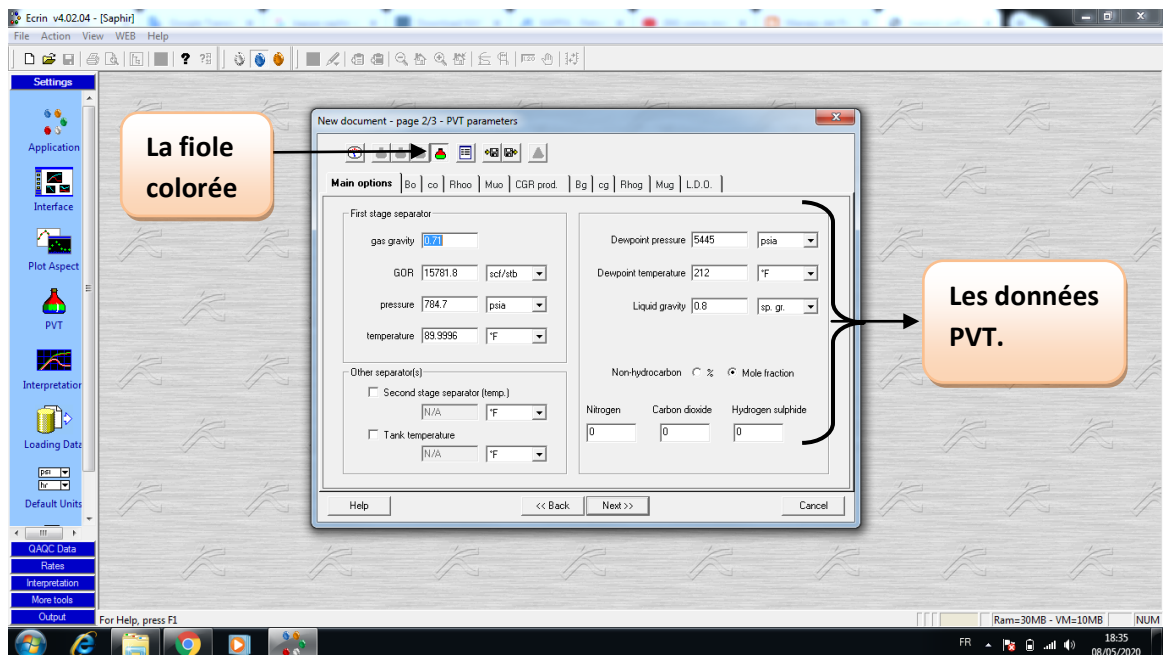


Figure II.6: La définition des données PVT. [17]

- 7) Pour obtenir la courbe des débits et de pressions, des enregistrements de débit et de pression, les données doivent être ramenées sous forme de fichier Excel ou autres comme montré dans la figure II.7 :

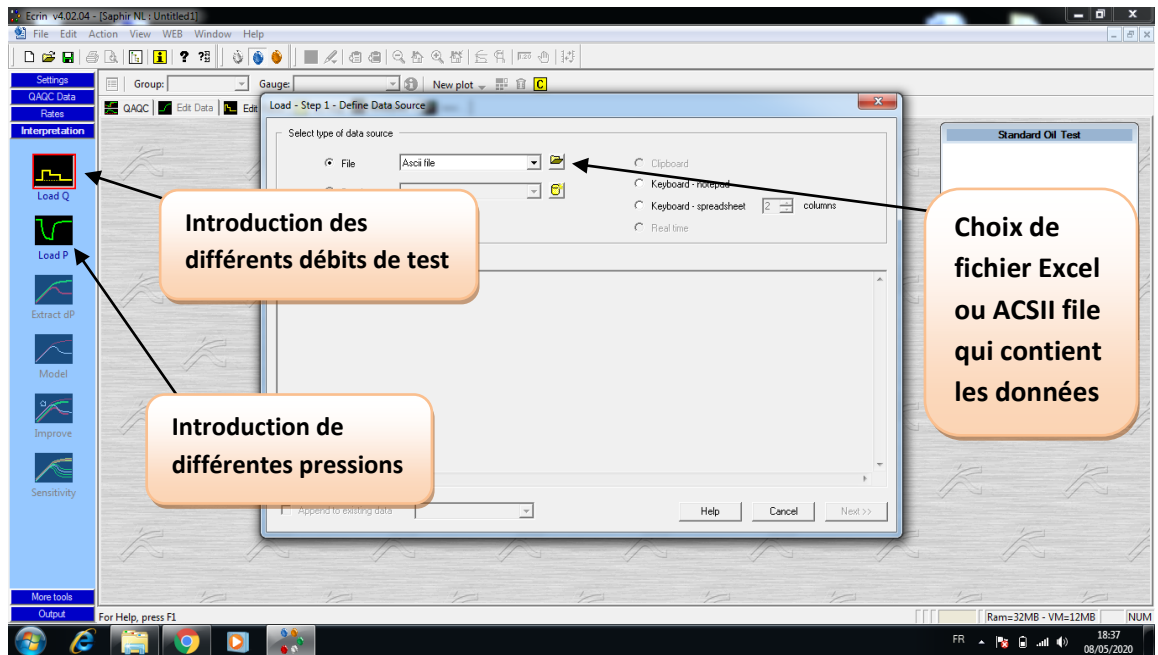


Figure II.7: Introduction des enregistrements de débit et de pression. [17]

- 8) On va charger les data du puits (pression et température) au logiciel SAPHIR (figure II.8).

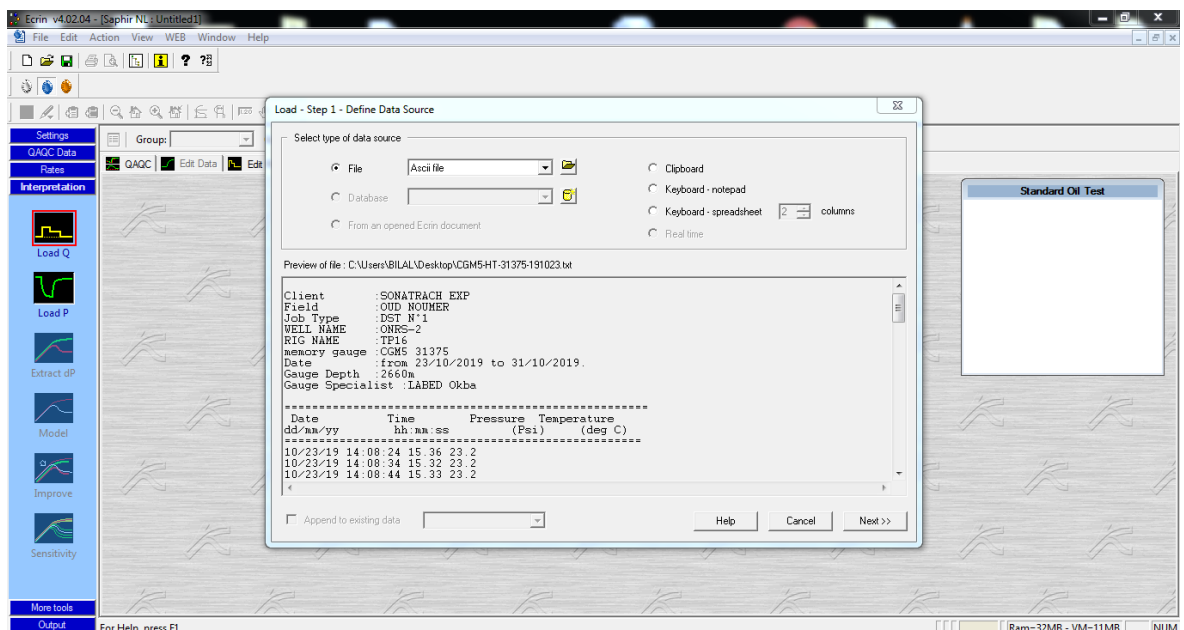


Figure II.8: Charge les data au saphir. [17]

9) Puis on règle les unités pour donner un schéma correct (figure II.9) :

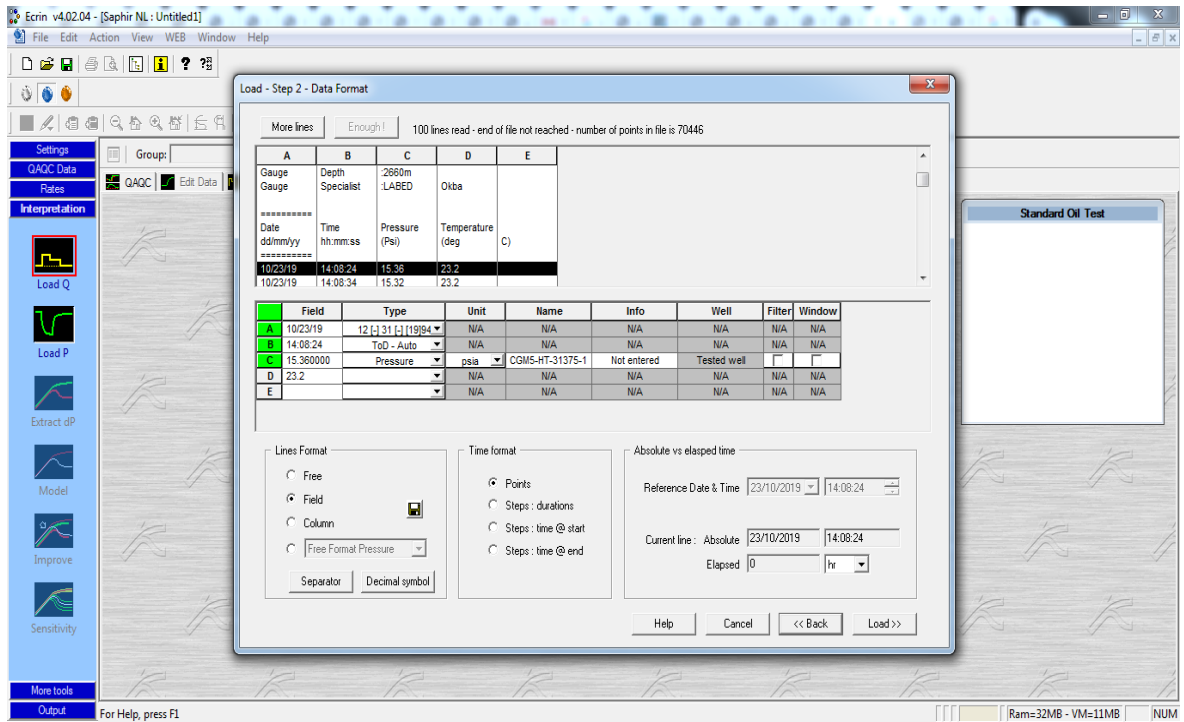


Figure II.9: Changement des unités. [17]

10) Les résultats finaux obtenus de la part du logiciel et les différents outils à utiliser pour construire, modifier et caler le modèle sont expliqués dans figure II.10 :

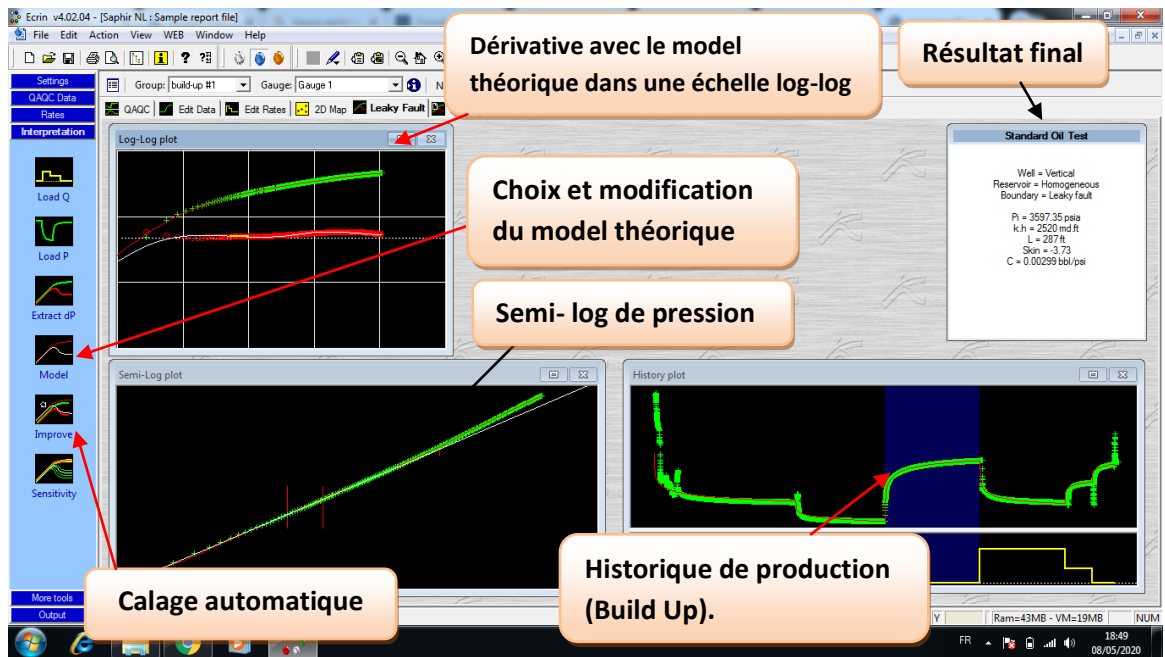


Figure II.10 : Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage. [17]

II.3. Interprétation par méthode Horner (semi log plot) :

Le tracé semi-log de la pression en fonction du log $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ nous donne une droite de pente m , l'extrapolation de cette droite pour un temps de fermeture infini $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ nous donne une pression P^* , elle est équivalente à la pression initiale.

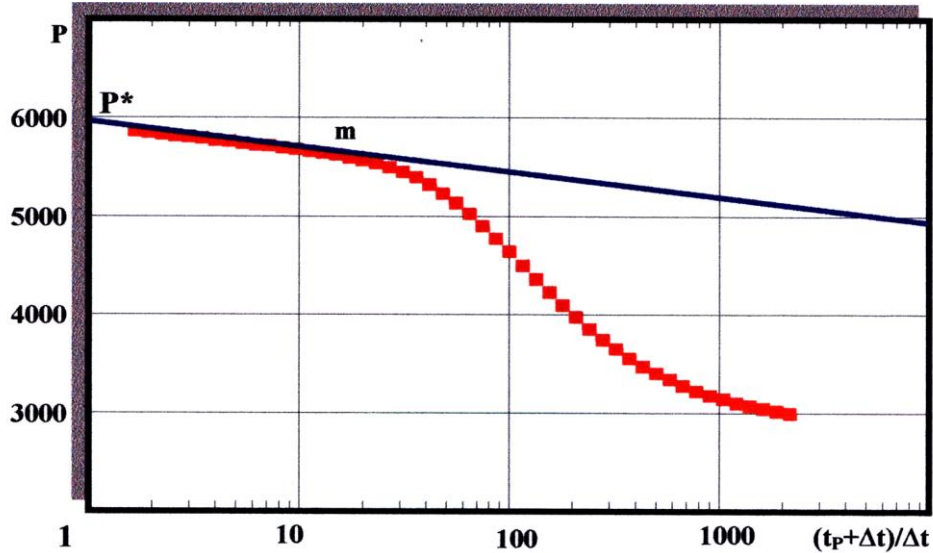


Figure II.11 : Exemple de méthode Horner (pente m). [9]

a. Calcule la pente :

Le tracé semi-log de la pression P_{ws} en fonction du temps, nous donne une droite de pente « m » tel que :

$$\Rightarrow m = \left| \frac{P_2 - P_1}{\log t_2 - \log t_1} \right| \dots\dots\dots \text{Equation II.1}$$

b. Calcul de la perméabilité

A partir de la valeur de cette pente, on peut calculer la perméabilité de la couche k :

$$\Rightarrow K = \frac{162.2 Q_0 \mu_0 \beta_0}{h m} \dots\dots\dots \text{Equation II.2}$$

c. Calcul de skin : Le facteur de skin peut être calculé comme suit :

$$\Rightarrow S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf} \text{ à } \Delta t = 0}{|m|} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \dots\dots\dots \text{Equation II.3}$$

II.4. Calcule des différents Pseudo-Skins [12] :

II.4.1. Calcule du Skin de pénétration partielle : [12]

1. $h_{pD} = \frac{h_w}{h} \dots\dots\dots \text{Equation II.4}$

2. $h_{1D} = \frac{1 - h_{pD}}{2} \dots\dots\dots \text{Equation II.5}$

$$3. r_d = \frac{r_w}{h} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{Equation II.6}$$

$$4. A = \left(\frac{1}{h_{1D} + h_{pD}/4} \right) \dots\dots\dots \text{Equation II.7}$$

$$5. B = \left(\frac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4} \right) \dots\dots\dots \text{Equation II.8}$$

$$6. S_{pp} = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_d} + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left(\frac{h_{pD}}{2+h_{pD}} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right) \dots\dots\dots \text{Equation II.9}$$

II.4.2. Calcule du Skin de perforation [12]

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb} \dots\dots\dots \text{Equation II.10}$$

➤ **Estimation des différents termes du skin de perforation**

• **Estimation de S_H**

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r_w(\theta)} \dots\dots\dots \text{Equation II.11}$$

Avec $r_w(\theta)$ c'est le rayon de puits effectif et il est fonction de l'angle θ :

$$r_w(\theta) = \begin{cases} \frac{I_{perf}}{4} \dots \dots \dots \theta = 0 \\ a_\theta (r_w + I_{perf}) \dots \dots \dots \theta \neq 0 \end{cases} \dots\dots\dots \text{Equation II.12}$$

• **Estimation de S_V**

Pour obtenir S_V, deux variables sans dimension doivent être calculé :

$$1. h_d = \frac{h_{perf}}{I_{perf}} \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \dots\dots\dots \text{Equation II.13}$$

$$2. r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \right) \dots\dots\dots \text{Equation II.14}$$

$$3. a = a_1 \log r_D + a_2 \dots\dots\dots \text{Equation II.15}$$

$$4. b = b_1 r_D + b_2 \dots\dots\dots \text{Equation II.16}$$

$$5. S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots \text{Equation II.17}$$

• **Estimation de S_{wb}**

$$1. r_{WD} = \frac{r_w}{r_w + I_{perf}} \dots\dots\dots \text{Equation II.18}$$

$$2. S_{wb} = C_1 e^{C_2 r_{WD}} \dots\dots\dots \text{Equation II.19}$$

II.4.3. Calcule du Skin de l'écoulement multiphasique [12]

$$\Rightarrow S_m = \frac{16.2}{1+0.8 \frac{p_{wf}}{p_b}} - 9 \dots\dots\dots \text{Equation II.20}$$

II.4.4. Calcule de skin d'endommagement (Skin mécanique) :

Pour calcule le skin d'endommagement on a la relation suivant :

$$\Rightarrow S = S_d + \Sigma (\text{Pseudo-skin}) = S_d + (S_{pp} + S_p + S_m + S_{inc}) \dots\dots\dots \text{Equation II.21}$$

Chapitre III

Etude de cas puits ONRS-2

III.1. Cas du puits ONRS-2 :

Le puits ONRS-2 est un puits de développement du réservoir Trias T2A situé dans le champ d'Oued Mya, il a été foré dans le cadre du projet Oued Noumer. L'objectif principal est la production d'huile. L'intervalle de la perforation pour ce puits est de 2721 à 2726 m.

III.1.1. Données du puits :

Tableau III.1 : Coordonnées UTM de puits ONRS-2. [2]

x	y	Zsol	Ztab
595 887.174 m	3 577 388.418 m	403.466 m	411.116 m

Tableau III.2 : Fiche technique du forage de puits ONRS-2. [2]

Bassin	Oued Mya
périmètre	Zelfana
Bloc	437
Objectifs pétroliers	Puits producteur d'Huile
Profondeur finale prévue	2933 m
Appareil de forage	TP-161

- Le principaux produits à boue utilisé dans le forage c'est la barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄).

Tableau III.3 : Information sur la boue de puits ONRS-2. [2]

Type de boue	Densité de boue	Viscosité
OBM	1.52	23 cp

Tableau III.4 : Phases de forage de puits ONRS-2. [2]

Phase forage	tubage	Sabot (m)	Cimentation (m)
24	18 ⁵ / ₈	293	Jusqu` au la surface
17 ¹ / ₂	13 ³ / ₈	1915	330
12 ¹ / ₄	9 ⁵ / ₈	2673	1175
8 ¹ / ₂	7	2769	1900

III.1.2. Interprétation des résultats des tests :

III.1.2.a. Résultats de DST (mesure de fond) :

Le puits subit une opération de DST le 23/10/2019 à 31/10/2019 par le train de test (voir Figure III.11) et les équipements de test.

LARGEST OD 5.750 in		SMALLEST ID 2.250 in				TOTAL STRING WEIGHT*149025 lb			
DESCRIPTION	SUPPLIER	TRACKING #	WEIGHT lb	Connection		Dimensions			TOP DEPTH MD m
				TOP	BOTTOM	OD in	ID in	LENGTH in	
Surface Test Tree with cross over	Oilserv	Oilserv	10472	5-3/4" 4 TP ACME Box	3-1/2" IF Pin	3.060			-1.770
3" 1/2 Drill Pipe (87 STD +1 Single)	TP 161	TP 161	106879	3-1/2" F Box	3-1/2" IF Pin	3.500	2.760	2450.610	-1.770
Crossover, 3-1/2" IF Box x 3-7/8" CAS Pin	Halliburton	HES	22	3-1/2" F Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	0.500	2448.840
Slip Joint (Round Mandrel) 5 OD-100065393	Halliburton	HES	614	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.310	6.100	2449.340
Crossover, 3-7/8" CAS Box x 3-1/2" IF Pin	Halliburton	HES	22	3-7/8" CAS Box	3-1/2" IF Pin	5.000	2.250	0.500	2455.440
4" 3/4 Drill Collar (7 STD)	TP 161	TP 161	28069	3-1/2" F Box	3-1/2" IF Pin	4.750	2.250	185.970	2455.940
Crossover, 3-1/2" IF Box x 3-7/8" CAS Pin	Halliburton	HES	22	3-1/2" F Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	0.510	2641.910
RD Circulating Valve 9.5K	Halliburton	HES	330	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	1.110	2642.420
Select Tester Valve 5 OD-100065657	Halliburton	HES	1125	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.250	7.270	2643.530
Dynastring Gauge Carrier,	Halliburton	HES	500	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.250	6.330	2650.800
Jar- Big John 5 OD, 3.875 CAS -100066630	Halliburton	HES	240	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.300	1.860	2657.130
RTTS Safety Joint 7 IN 3 7/8 CAS BOX X PIN 2.28 ID-100066934	Halliburton	HES	200	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.280	1.110	2658.990
Top of packer	Halliburton		A	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin			1.900	2660.100
Depth Ref: 2662.00 m, Distance to Top of the Tool: 0.00 m, CHAMP V Packer 7 IN 29-35 3-7/8 CAS	Halliburton	HES	530	3-7/8" CAS Box	3-1/2" IF Pin	5.750	2.250	1.200	2662.000
3 1/2 Drill Pipe (One Single)	TP 161	TP 161	A	3-1/2" F Box	3-1/2" IF Pin	3.500	2.760	9.500	2663.200
									2672.700

Figure III.1 : Schémas représentatif du train de test de puits ONRS-2. [4]

Les résultats de teste sont modélisés comme variation de pression et de température elles sont représentées suivant le diagramme ci-dessous:

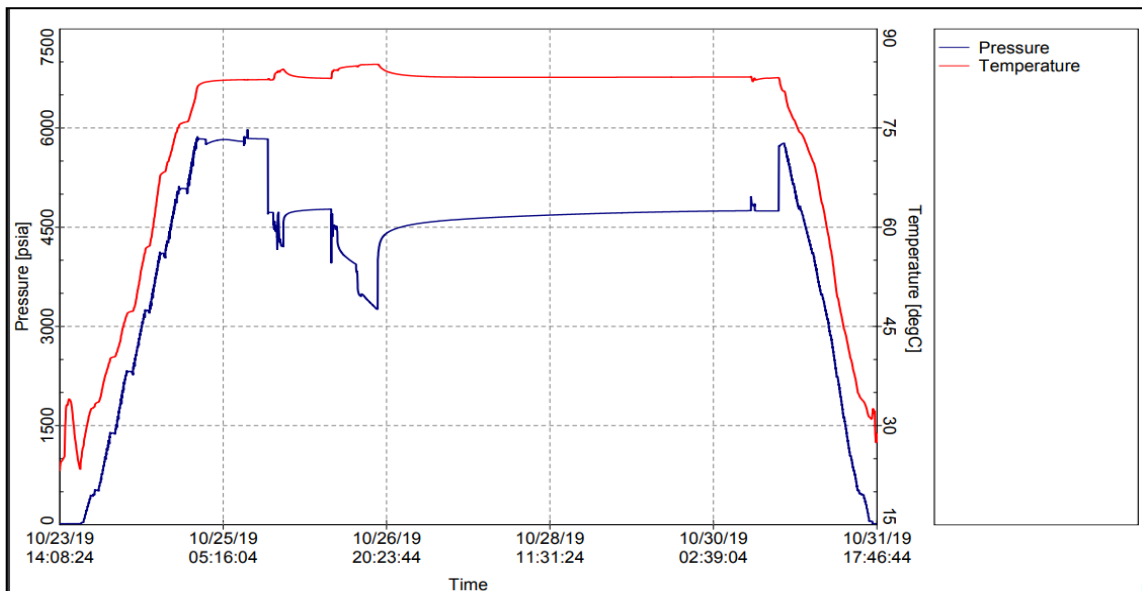


Figure III.2 : Graphe de pression et température en fonction du temps. [2]

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes:

Tableau III.5 : Tableaux des pressions de fond de puits ONRS-2. [2]

Pressions (psi)	Abréviation	Pressions (psi)	Observation
Pression Hydrostatique initiale	IHP	5796	Avec 2642 m d'eau
Pré-débit	IFP	4589	
	FFP	4720	
Pression vierge	ISIP	4727	
1er Débit	IFP	4512	
	FFP	4201	
1er Build up	FSIP	4773	Après l'évacuation d'eau
2ème Débit	IFP	3880	
	FFP	3258	
2ème Build up	FSIP	4747	
Pression Hydrostatique finale	FHP	5770	
Température de fond (°C)	BHT	82.7	

III.1.2.b. Résultats de jaugeage (mesure en surface)

Une opération de jaugeage a été réalisé le 29/10/2019, les résultats obtenus sont citées ci dessous :

Tableau III.6 : Résultats de jaugeage de puits ONRS-2.

Q_o STB/D	P_t kg/cm ²	GOR Sm ³ /Sm ³	Duse mm	Wcut %	T_{tete} °C	P_b kg/cm ²
1020.46	153.27	256.31	9.53	0	82.7	282.426

III.1.2.c. Analyse du test DST ONRS-2

❖ Données nécessaires à l'interprétation :

Ces données sont classées sous trois catégories :

Tableau III.7 : Données de réservoir de puits ONRS-2.

Paramètres de puits	Paramètres de la couche		Paramètres du fluide		
r_w (m)	h_u (m)	\emptyset (%)	C_t (psi ⁻¹)	μ_o (cp)	B_o (B/STB)
0.076	55	12	18.145×10^{-4}	0.235	1.768

III.1.2.c.1 Interprétation par saphir :

La pression mesurée par l'enregistreur de fond pendant toute la période de DST est illustrée sur la courbe suivante :

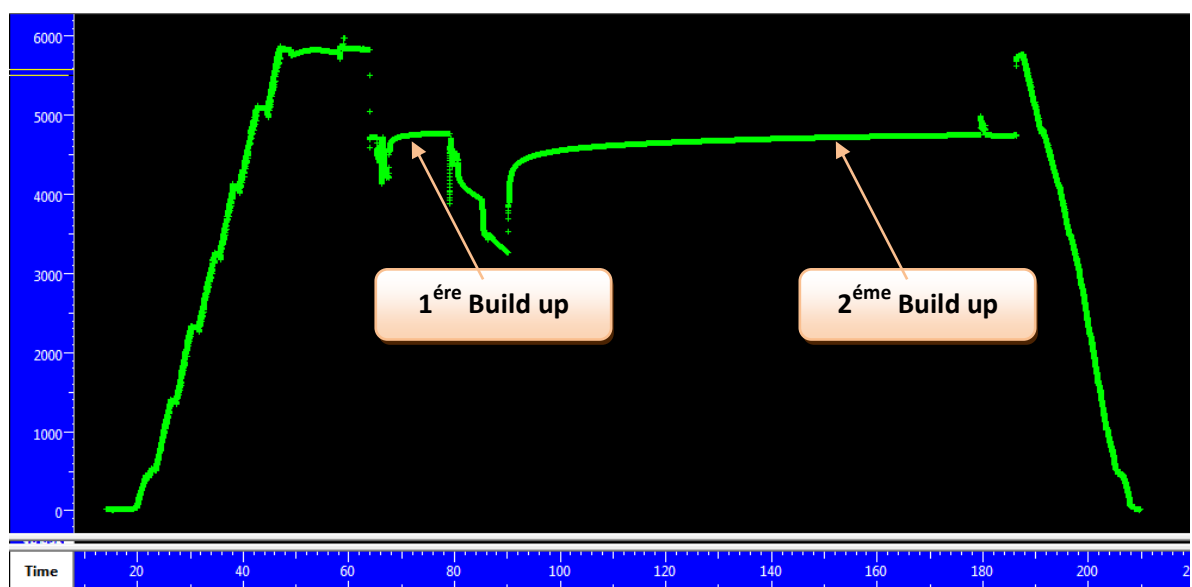


Figure III.3: Graphe de pression en fonction du temps par logiciel Saphir. [2]

La courbe ci-dessous représente la pression de fond et le débit d'huile en fonction de temps « history plot », on s'intéresse par l'interprétation du dernier build up (le plus long).

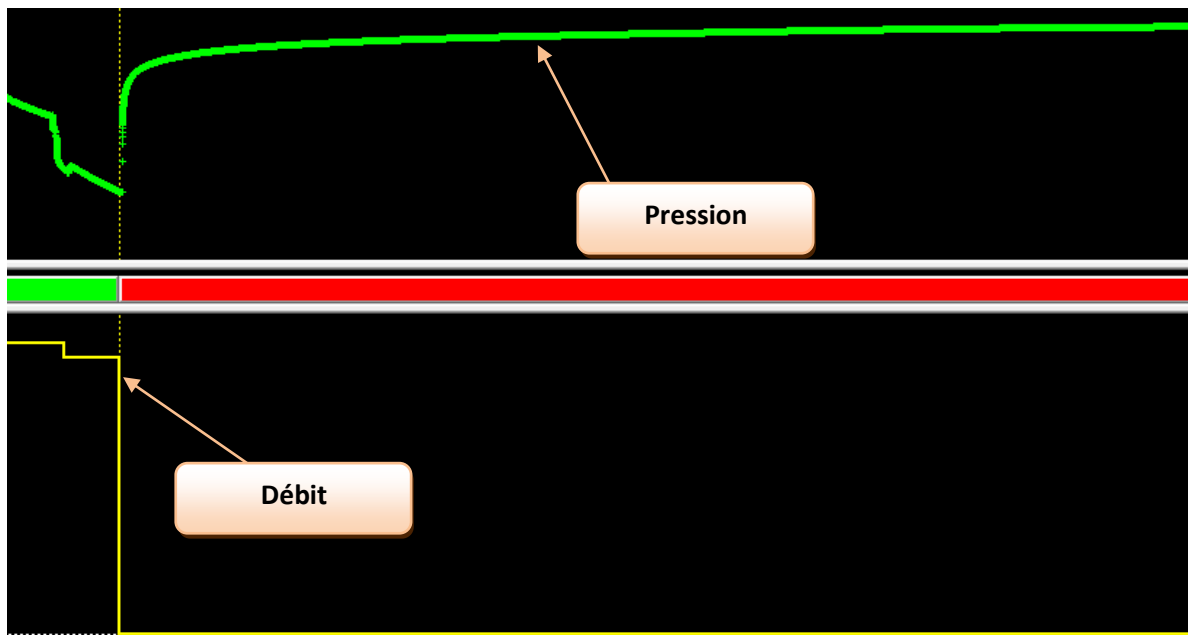


Figure III.4: History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr]). [2]

D'après les données de test DST réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après le logiciel (Saphir) :

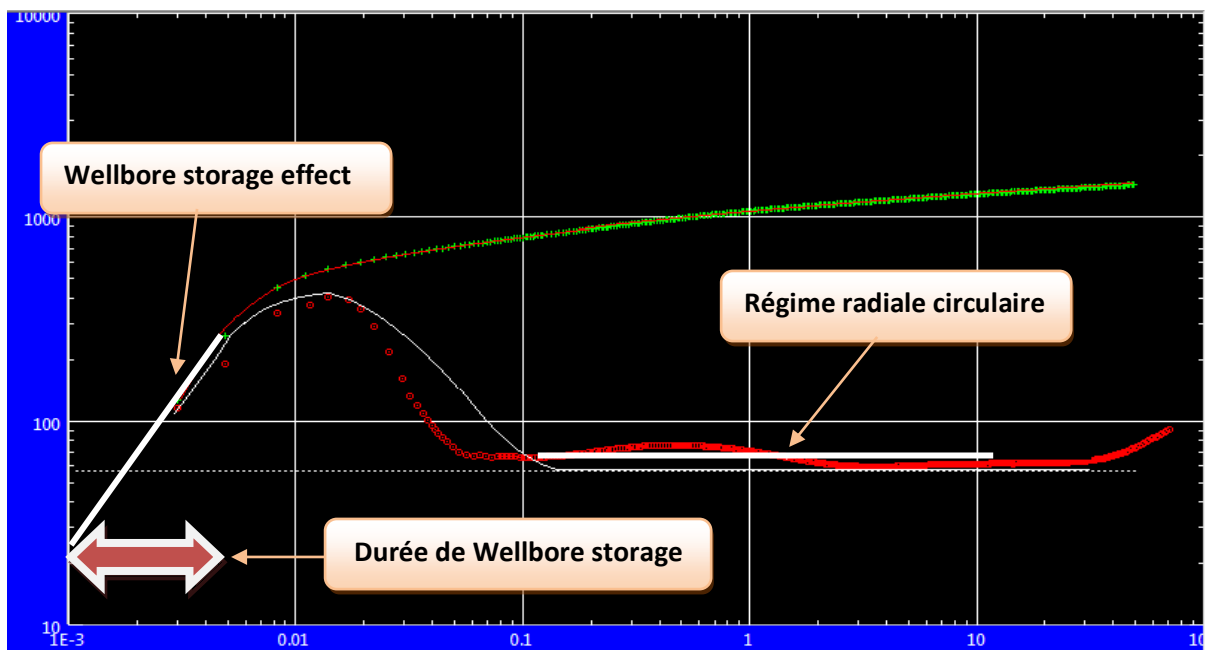


Figure III.5: Graphe de la pression et de sa dérivée de puits ONRS-2. [2]

❖ Résultats de l'interprétation :

Tableau III.8 : Les résultats obtenus par logiciel Saphir.

Nom	Valeur
Reservoir	Homogène
Boundary	infinie
Model option	Standard model
Wellbore storage C	4.294E-6
Skin	43.97
Perméabilité k	8.05
Conductivité Kh	1452.59 md.ft
Pression initiale	4774,34 psig
Delta P (Total Skin)	809.206 psi

- ❖ Après l'interprétation par SAPHIR de KAPPA on remarque que le skin est positive (augmentation des pertes de charges entre le réservoir et le fond du puits) qui influe sur l'index de productivité ce la confirme l'endommagement du puits.
- ❖ On remarque que la perméabilité de puits ONRS-2 est comprise entre 1 et 10 donc on conclut que la perméabilité est faible.
- ❖ On remarque les limites du réservoir ne se sont pas manifestées vu la durée insuffisante du DST (build-up).
- ❖ On remarque que le réservoir est homogène par ce que le DST n'est pas assez long et aussi le réservoir est lenti (petit gisement).

III.1.2.c.2 Interprétation par méthode Horner (semi log plot) :

a. Calcul de la pente

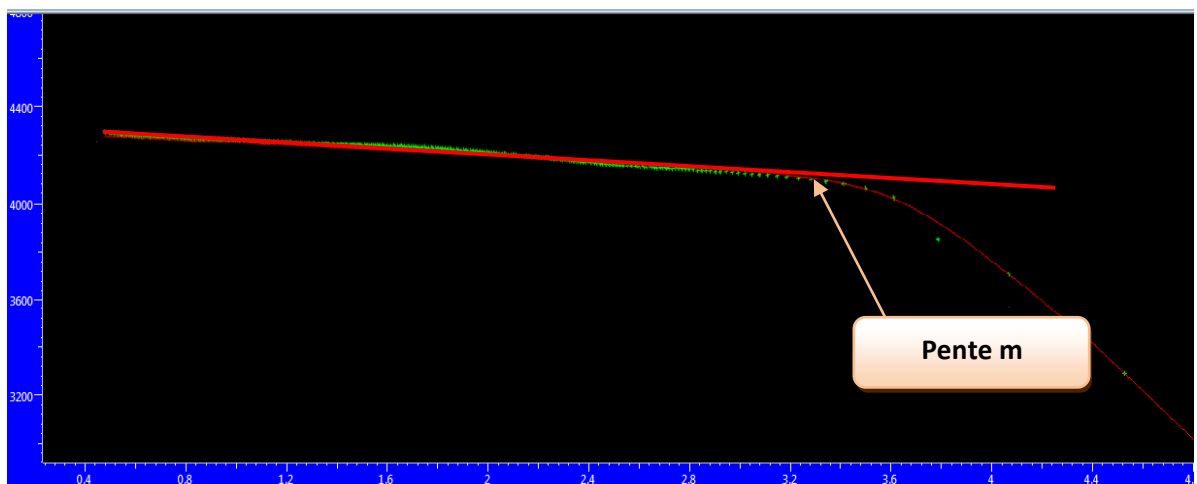


Figure III.6 : Courbes semi-log d'Horner. [2]

A partir de la courbe de Horner dans la figure III.6, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente qui est donné par la formule Equation II.1 :

$$\Rightarrow m = \left| \frac{4294.5 - 4278.99}{|\log(0.44616) - \log(2.13699)|} \right|$$

$$\Rightarrow m = 22.79$$

b. Calcul de la perméabilité de puits ONRS-2

On calcul la perméabilité par la relation (Equation II.2) :

$$\Rightarrow K = \frac{10998.187}{1253.45}$$

$$\Rightarrow K = 8.77$$

Calcul de conductivité de puits ONRS-2 :

$$\Rightarrow k h = 482.35$$

c. Calcul de skin de puits ONRS-2

A partir de la courbe de Horner, on cherche la pression qui correspond à ($\Delta t = 1h$), puis on calcul la valeur de skin par la relation (Equation II.3):

$$\Rightarrow S = 1.151 \left[\frac{4213.1238 - 3268.6807}{22.79} + \log \frac{11.56}{10.56} - \log \left(\frac{8.77}{2.9555 \times 10^{-7}} \right) + 3,23 \right]$$

$$\Rightarrow S = 42.85$$

- ❖ Les résultats obtenus par l'interprétation à l'aide de saphir sont presque les mêmes résultats obtenus à l'aide de méthode de HORNER mais la seule différence c'est que l'interprétation par saphir est facile, plus simple et rapide par ce que le saphir calcule à l'aide des courbes type.
- ❖ On remarque l'interprétation avec le saphir on peut caractériser le régime d'écoulement (régime radiale circulaire) et si il ya des boundary dans le réservoir ce qui est impossible avec la méthode conventionnelle.
- ❖ Les résultats du test obtenus par Saphir sur le puits ONRS-2 et les résultats de calcule montre que celui-ci possède un skin total positif que signifier que le puits est endommagé.

III.1.2.d. Calcule des différents Pseudo-Skins de puits ONRS-2 :

III.1.2.d.1. Résultat du Skin de pénétration partielle de puits ONRS-2 : [12]

D'après les calculs qui faire par les équations de skin de pénétration partiel on obtenu les résultats dans le Tableau III.9 :

Tableau III.9 : Calcule du skin de pénétration partielle.

puits	h(m)	h _w (m)	r _w (ft)	K _h /K _v	S _{pp}
ONRS-2	55	5	0.25	1.02	36.7753

III.3.2.d.2. Résultat du Skin de perforation de puits ONRS-2 [12]

Par utilise les relations du skin de perforation et les données de puits ONRS-2 qui trouve dans le tableau suivant :

Tableau III.10 : Données de calcul du skin de perforation ONRS-2.

Puits	ONRS-2
r _w (ft)	0.25
l _{perf} (ft)	1,71417
K _H /K _V	1,02
h _{perf} (ft)	0.167
r _{perf} (ft)	0.01197
θ	60
r _w (θ) (ft)	1.5968
a ₀	0.813
a ₁	-1,898
a ₂	0,1023
b ₁	1,3654
b ₂	1,6490
C ₁	3×10 ⁻⁴
C ₂	7,509
a	2.2707
b	1.7473
h _d	0.09839
r _D	0.07203
r _{WD}	0.12728

✓ Les résultats de skin de perforation :

Tableau III.11 : Résultats de calcul du skin de perforation de puits ONRS-2.

S_H	S_V	S_{wb}	S_p
-1.8543	0.3325	7.8018×10^{-4}	-1.521

III.1.2.d.3. Résultat du Skin de l'écoulement multiphasique de puits ONRS-2 [12]

$$\Rightarrow S_m = \frac{16.2}{1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_b}} - 9 \dots\dots\dots \text{Equation III.20}$$

$$\Rightarrow S_m = \frac{16.2}{1 + 0.8 \frac{229,811}{282,214}} - 9$$

$$\Rightarrow S_m = 0.8096$$

III.1.2.d.4. Résultat de skin d'endommagement (Skin mécanique) de puits ONRS-2 :

D'après les résultats des pseudo-skins et la valeur de skin total donné l'interprétation des essais de puits, on applique (Equation II.21) pour obtenir la valeur de skin d'endommagement S_d :

On a: $\Rightarrow S = S_d + \Sigma (\text{Pseudo-skin}) = S_d + (S_{pp} + S_p + S_m + S_{inc})$

$$\Rightarrow S_d = S - (S_{pp} + S_p + S_m + S_{inc})$$

$$\Rightarrow S_d = 42.81 - (36.7753 - 1.521 + 0.8096 + 0)$$

$$\Rightarrow S_d = 42.85 - 36.0639$$

$$\Rightarrow \boxed{S_d = 6.7861}$$

✓ Donc la valeur de Skin mécanique est positive et égale 6.7861 qui signifie il y a un colmatage dû aux particules solides qui sont contenues dans le fluide et qui pénètrent dans la formation.

Conclusion et Recommandations

Conclusion :

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous a permis de tirer les conclusions suivantes :

- L'interprétation des essais de puits (DST) représente une étape très importante pour avoir les différents paramètres de production et de réservoir ainsi pour détecter les futurs problèmes de production et aussi un outil pour établir les études technico-économiques et optimisation de la complétion.
- Le Skin avec ses différentes composantes d'endommagement (Skin mécanique) et de pseudo Skin (Skin géométrique) présente un vaste domaine d'étude.
- D'après le calcul et l'interprétation des données de puits ONRS-2, Le skin dû à la pénétration partielle est le facteur le plus important dans le skin total et le skin de perforation a de valeur négative qu'influe d'une façon positive sur leurs productivités de ce puits.
- Le skin multiphasique (de turbulence) prend une valeur positive pour une pression de fond inférieure à la pression de bulle $P_{wf} < P_b$.
- Problème principal dans le champ d'ONR est la chute de pression de réservoir.
- La connaissance du type d'endommagement et son importance nous permet de trouver des solutions aux problèmes causés et leurs origines ainsi que d'améliorer la récupération et d'établir un programme de stimulation du puits (acidification ou fracturation hydraulique)...etc.

Recommandations :

D'après les résultats obtenus sur le puits ONRS-2, nous recommandons ce qui suit :

- Minimiser le colmatage de la formation par l'utilisation des boues à faible densité.
- Améliorer les conditions de réalisation des perforations.
- Augmentation de la perméabilité de la couche via la technique d'acidification dans le but d'élimination de l'endommagement aux abords du puits.
- Le puits ONRS-2 subit un nettoyage (clean out) fréquent pour éliminer le Skin mécanique et résoudre le problème de l'endommagement dû aux sédiments qui créent le Skin de pénétration partielle.
- Procédure un test du puits en rigless après DTM de l'appareille de forage pour réduire les couts de forage (Rig time).

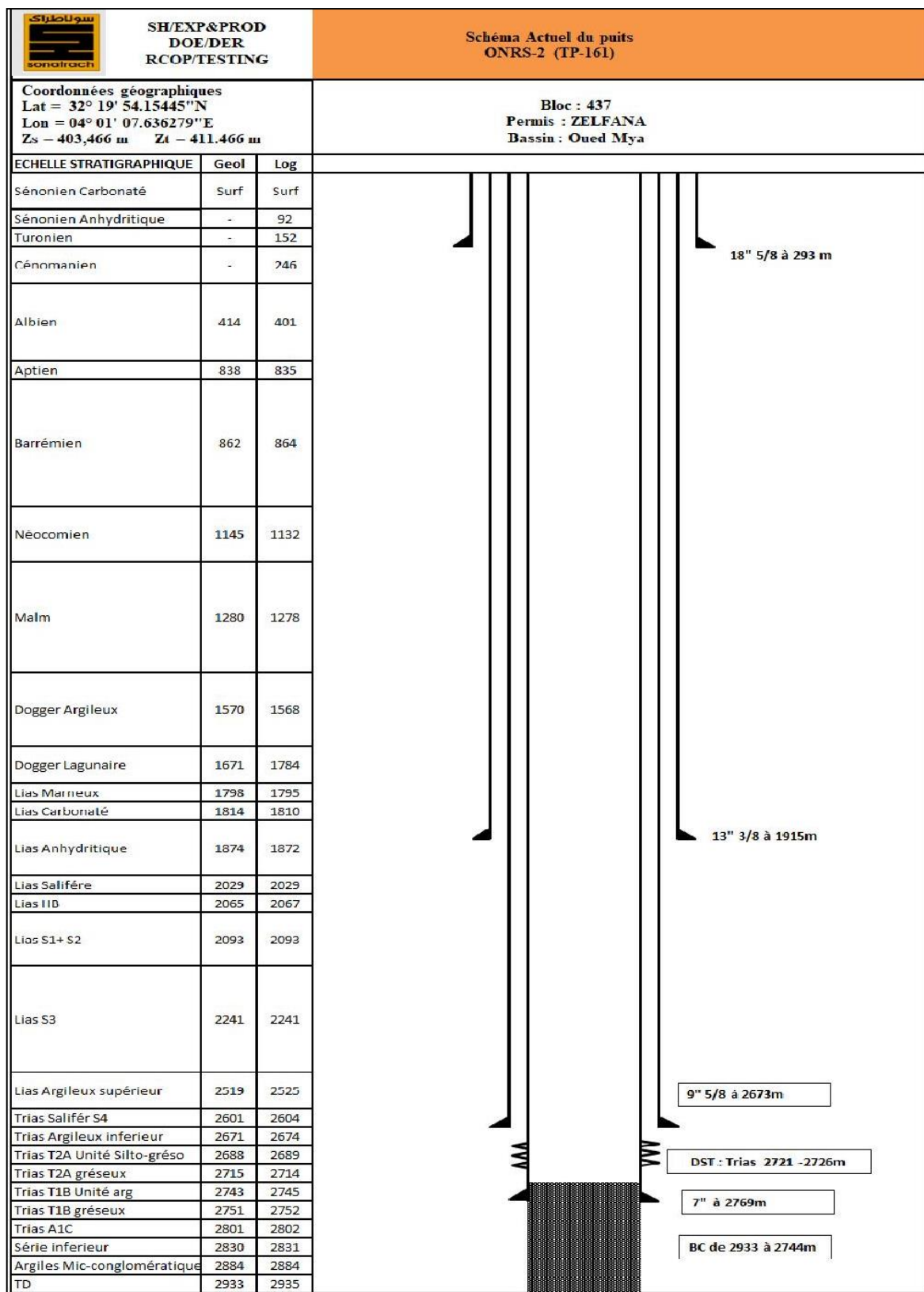
Références bibliographiques

- [1] SONATRACH Exploitation : Rapport d'implantation du sondage Oued Noumer sud-2 (ONRS-2) (Bloc 437) Périmètre Zelfana. Novembre 2019.
- [2] SONATRACH Exploitation : Programme de Complétion du puits Oued Noumer sud-2 (ONRS-2) (TP-161).
- [3] BOY, X, 'Manuel d'endommagement des réservoirs'. Edition Technip 1983.
- [4] Halliburton Testing and Subsea 'Tool string ONRS-2'.
- [5] "Manuel d'acidification des réservoirs". Edition Technip. 1983.
- [6] Tarek Ahmed, Paul D.Mckinney, 'Advanced reservoir engineering', Elsevier, 2005.
- [7] Dominique Veillon, 'La liaison couche trou'. Editions Technip, 2001, IFP
- [8] 'Formulaire du producteur'. Edition Technip, IFP. 1970
- [9] G. BOURDAROT, 'Essais de puits : méthodes d'interprétation'. Editions TECHNIP(1996).
- [10] Document Sonatrach. "Nature of formation damage".
- [11] Jean-Paul Nguyen, 'Techniques d'exploitation pétrolière le forage', Editions Technip, Paris, 1993.
- [12] Schlumberger Hand Book Data.
- [13] SONATRACH Exploration Production : Procédure de préparation et d'exécution des opérations de test de formation au cours de forage.
- [14] D. Bourdet, 'Interprétation des essais de puits', ENSPM.
- [15] R. Cossé, 'Techniques d'exploitation pétrolière : Le Gisement', Editions TECHNIP 1988.
- [16] Powerpoint les essais de puits, université Kasdi Merbah Ouargla.
- [17] Kappa, 1988 – 2012. Dynamic Data Analysis.
- [18] T. Yildiz, 'Effects of Formation Damage and High Velocity Flow on the Productivity of Perforated Horizontal Wells'. 2006.
- [19] Bencheikh Abdallah Zoubir, Benbrahim Hamza, 'Modélisation et optimisation de système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messaoud à partir des essais de DST'. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.



Annexes





Annexe 1 : Architecture du puits ONRS-2.

- **Liste des équipements de complétion du puits (Annexe 2)**

A. Equipements de Surface :

01 Double Studded Packoff Flange : 11"-10kpsi x 11"-5kpsi.

NB: Si "DSPF" est indisponible, veuillez utiliser la DSA de la Division Forage.

Tête de puits complète (Metal to Metal ; Class AA ; WP 5000 psi) :

01 Tubing Head : 11" x 7"1/16 - 5kpsi.

01 TH Adapter : 7"1/16 x 3"1/8 - 5kpsi.

01 X-Mas Tree : 3"1/8 x 3"1/8 - 5kpsi.

B. Equipements de Fond

Eléments de fond :

01 Wireline Entry Guide / Mule Shoe , Top thread 3"1/2 N.Vam/HSC (Box).

02 Landing Nipple "X" Profile (Packing Bore : 2.750") 3"1/2 N.Vam/HSC (Box x Pin) ,
prévus dans

l'extention sous packer.

NB: Le Nipple "XN" est indisponible au niveau de la région HMD.

01 X-Over 4"1/2 N.Vam/HSC (Box) x 3"1/2 N.Vam/HSC (Pin).

01 Millout Extention 4"1/2 N.Vam/HSC (Pin x Pin).

01 Packer de production permanent à ancrage Hydraulique (7500psi ou 10kpsi) ; pour casing
7" 32# ;

Bottom Thread 4"1/2 N.Vam/HSC (Box).

01 Anchor Seal ; Top thread 3"1/2 N.Vam/HSC (Box).

01 Side Pocket Mandrel 3"1/2 N.Vam/HSC (Box x Pin) - Pour le déssalage.

01 Dummy Valve.

Tubing :

315 Joints (+/-2900m) de Tubing 3"1/2 9.20# (ID : 2.992" ; Drift : 2.867") P110 N.Vam/HSC
(Box x Pin).

04 Pup Joints 3"1/2 9.20# P110 N.Vam/HSC (02 PJ 1.5m et 02 PJ 2m).

C. Bidon de graisse

01 Bidon de graisse pour Premium Thread (Metal Free)