

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

## UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



**Faculté des Hydrocarbures, des Energies  
Renouvelable, des Sciences de la Terre et  
de l'Univers**



**Département de Forage et MCP**

### **Mémoire de fin d'étude**

En vue de l'obtention du diplôme Master Professionnel

Domaine : Hydrocarbures

Option : Forage

Présenté par : MEDOUD Abderahim, GASMI Ishak,  
OULHACI Salaheddine Elarbi

### **Thème**

Etude d'un forage en UBD et la comparaison des  
résultats de l'endommagement de la zone  
productrice par rapport au forage en OBD

Soutenu le **18/05/2017**

Devant le jury composé de :

Mr HACHANA Oussama  
Mr FEROUHAT Abbas  
Mr FENAZI Billal

Président  
Examineur  
Rapporteur

# SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
I-1 SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	2
I-2 CADRE GEOLOGIQUE.....	3
I-3 INTERET PETROLIER.....	4
I-4 DESCRIPTION DE LA SERIE SEDIMENTAIRE.....	4
I-4-1 CÉNOZOÏQUE.....	4
I-4-1-1 MIO-PLIOCÈNE : (e = 240 m).....	4
I-4-1.2 ÉOCÈNE (e = 120m) Constitué de :.....	5
I-4-2-1 MÉSOZOÏQUE.....	5
I-4-2-2 CRÉTACÉ.....	5
I-4-2-3 SÉNONIEN : constitué de deux niveaux :.....	5
I-4-3 TURONIEN : (e = 70 à 120m).....	5
I-4-4 CÉNOMANIEN : (e = 145m).....	6
I-4-5 ALBIEN : (e = 350m).....	6
I-4-6 APTIEN : (e = 25m).....	6
I-4-7 BARRÉMIEN : (e = 280m).....	6
I-4-8 NÉOCOMIEN : (e = 180m).....	6
I-4-9 JURASSIQUE.....	7
I-4-9-1 MALM : (e = 225m).....	7
I-4-9-2 DOGGER.....	7
I-4-9-3 LIAS.....	7
I-4-10 TRIAS :.....	8
I-4-10-1 SALIFÈRE : subdivisé en trois horizons.....	8
I-4-10-2 ARGILEUX.....	8
I-4-10-3 GRÉSEUX.....	9
I-4-10-4 ÉRUPTIF.....	9
I-4-11 ALÉOZOÏQUE.....	9

<i>I-4-11-1 ORDOVICIEN</i> .....	9
<i>I-4-11-2 Les quartzites d'Hamra</i> .....	9
<i>I-4-11-3 Les grés d'El Atchane</i> .....	9
<i>I-4-11-4 Les argiles d'El Gassi : (e = 50m)</i> .....	10
<i>I-4-11-5 Zone des Alternances : (e = 20m)</i> .....	10
<i>I-4-11-6 LE CAMBRIEN</i> .....	10
<i>I-4-11-7 L'INFRA-CAMBRIEN</i> .....	11
<i>I-4-11-8 LE SOCLE</i> .....	11
<b>CHAPITRE II. GENERALITES SUR LE FORAGE EN UNDERBALANCE ET L'ENDOMMAGEMENT DU RESERVOIR</b> .....	12
<b>II-1 GENERALITE SUR L'UBD</b> .....	12
<b>II-1-1 INTRODUCTION</b> .....	12
<b>II-1-2 INTERET D'UBD</b> .....	12
II-1-2-1 Réduire l'endommagement des formations (réservoir).....	13
II-1-2-2 Minimiser le coincement par la pression différentielle.....	13
II-1-2-3 Augmentation de la vitesse de pénétration .....	14
II-1-2-4 Augmentation de la durée de vie de l'outil.....	14
II-1-2-5 Reduction es perte de circulation durant le forage.....	15
II-1-2-6 production anticipée (Net present value) .....	15
II-1-2-7 Réduire les besoins de stimulation.....	16
II-1-2-8 Evaluation instantanée du réservoir au cours du forage .....	16
II-1-2-9 Réduction du coût de fluide de forage .....	18
II-1-2-10 Réduction des NPT .....	18
II-1-2-11 Elimination de la stimulation et DST.....	18
II-1-2-12 Augmentation de la production.....	18
<b>II-1-3 INCONVENIENTS DE L'UNDERBALANCE</b> .....	18
II-1-3-1 Utilisation des équipements spéciaux .....	18
II-1-3-2 Stabilité des parois .....	19
II-1-3-3 Nettoyage du fond du puits .....	19
II-1-3-4 Problème de corrosion .....	19
II-1-3-5 Risque d'incendie au fond du puits.....	20

II-1-3-6 Fonctionnement de MWD .....	20
II-1-4 EQUIPEMENT D'INJECTION DE NITROGENE .....	21
II-1-4-1 Compresseurs.....	21
II-1-4-2 Refroidisseur (Air Cooler) .....	22
II-1-4-3 Générateur de nitrogène (nitrogen production unit) NPU .....	23
II-1-4-4 Surpresseur (Booster) .....	24
II-1-5 Equipements de contrôle de pression .....	24
II-1-5-1 Système de Tête Rotative RCD (Rotative Circulating Devise) .....	24
II-1-5-1-1 Têtes Rotatives Passives (Passive RCD).....	24
II-1-5-1-2 Caractéristiques de Williams Model 7100.....	25
II-1-5-2 Têtes Rotatives Actives (Active RCD).....	25
II-1-5-2-1 L'Unité de commande de RCD .....	26
II-1-5-3 ESD (Emergency Schut Down) .....	26
II-1-5-4 Manifold de Dusses .....	27
II-1-6 EQUIPEMENTS DE SEPARATION .....	28
II-1-6-1 séparateur.....	28
II-1-6-2 Bacs de Stockage .....	29
II-1-6-3 Ligne D'évacuation (la torche ou flare).....	30
II-1-7 Module d'échantillonnage Géologique .....	30
II-1-8 Data Header.....	31
II-1-9 EQUIPEMENT DE FOND .....	31
II-1-9-1 Vannes anti-retour.....	31
II-1-10 SELECTION DE FLUIDE DE FORAGE .....	32
II-1-10-1 Azote cryogénique .....	33
II-1-10-2 fluides incompressibles.....	33
II-1-10-3 fluides bi phasique .....	33
II-1-10-4 fluide gazéifié .....	33
II-1-10-5 fluides moussent (Foam).....	33
II-1-10-6 fluides utilisant le mist (brume) .....	34
II-1-11 Techniques d'injections utilisées en underbalance .....	34
II-1-11-1 Technique d'injection par l'intérieur des tiges .....	34

II-1-11-2	Technique d'injection par l'espace annulaire : .....	35
II-1-11-3	Technique d'injection parasite (parasite string).....	36
II-2	BASE THEORIQUE SUR L'ENDOMMAGEMENT DU RESERVOIR .....	37
II-2-1	INTRODUCTION.....	37
II-2-2	SIGNIFICATION DE L'ENDOMMAGEMENT .....	37
II-2-3	L'ENDOMMAGEMENT AUX ABORD DE PUIITS .....	37
II-2-3-1	Cake externe .....	37
II-2-3-2	Le cake interne.....	37
II-2-3-3	La zone envahie .....	37
II-2-4	L'ENDOMMAGEMENT LA PLUS FREQUENTE A HASSI MESSAOUD ....	38
II-2-4-1	Endommagement dû aux opérations de forage .....	38
II-2-4-2	Solides contenus dans le fluide de forage .....	38
II-2-4-3	Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue).....	38
II-2-4-4	L'endommagement par la boue .....	38
II-2-5	NOTION DE SKIN (COEFFICIENT D'ENDOMMAGEMENT) .....	39
II-2-5-1	Définition .....	39
II-2-5-2	Endommagement global .....	39
II-2-5-3	Effet de skin sur la perméabilité : .....	39
II-2-5-4	Effet de skin sur la productivité : .....	40
II-2-6	EXPRESSION DE L'ENDOMMAGEMENT.....	41
II-2-6-1	Puits idéal.....	41
II-2-6-2	Puits endommagé.....	41
II-2-6-3	Expression de l'endommagement : .....	42
II-2-7	Les essais des puits .....	43
II-2-7-1	But et principe des essais des puits (Well Test) .....	43
II-2-7-2	Principe .....	44
II-2-7-3	L'interprétation des résultats des essais des puits .....	44
CHAPITRE III.	ANALYSE DES DONNES DE WELL TEST .....	45
III-1	INTRODUCTION.....	45
III-2	Le Logiciel Kappa Saphir.....	45
III-2-1	Présentation .....	45

III-2-2 Description et utilisation.....	46
III-3 DESCRIPTION DES DEUX PUITES .....	50
III-3-1 Le MDZ-670 .....	50
<i>III-3-1-1 Description</i> .....	50
<i>III-3-1-2 Phase de réservoir</i> .....	50
III-3-2 MDZ-674 BIS .....	51
<i>III-3-2-1 Description</i> .....	51
<i>III-3-2-2 Phase de production</i> .....	51
III-4 RESULTATS ET ANALYSES DES DONNEES .....	52
III-4-1 Données du DST.....	52
III-4-2 Analyse des données .....	52
<i>III-4-2-1 Cas de MDZ 674 BIS</i> .....	53
<i>III-4-2-1-1 Le tracé des courbes log-log et semi-log et leur calage</i> .....	53
<i>III-4-2-1-2 Résultats d'interprétation</i> .....	55
<i>III-4-2-1-3 Application de la déconvolution</i> .....	55
<i>III-4-2-1-4 Discussion</i> .....	57
<i>III-4-2-2 Cas de MDZ 670</i> .....	58
<i>III-4-2-2-1 L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log</i> .....	58
<i>III-4-2-2-2 Application et calage de la déconvolution</i> .....	59
<i>III-4-2-2-3 Résultats et discussion</i> .....	59
III-5 CONCLUSION.....	61
CONCLUSION.....	62

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure I, 1 :</b> Situation géographique de champ de Hassi Messaoud.....	02
<b>Figure I, 2 :</b> Répartition des zones pétrolifères et gazifières .....	03
<b>Figure II, 1 :</b> forage en obd et ubd.....	12
<b>Figure II, 2 :</b> La difference entre obd et ubd le coincement.....	13
<b>Figure II, 3 :</b> Comparaison de la vitess d'avancement entre UBD et OBD.....	14
<b>Figure II, 4 :</b> Différence entre le forage en OBD et l'UBD.....	15
<b>Figure II, 5 :</b> Accumulation de cutting à l'intérieur de puits.....	19
<b>Figure II, 6 :</b> Electromagnétique MWD System.....	20
<b>Figure II, 7 :</b> Emplacement des équipements de génération de nitrogène sur chantier.....	21
<b>Figure II, 8 :</b> Compresseur d'air.....	22
<b>Figure II, 9 :</b> Refroidisseur (air cooler).....	22
<b>Figure II, 10 :</b> schéma représenté l'unité de production de nitrogène (NPU).....	23
<b>Figure II, 11 :</b> Surpresseur à deux étages.....	24
<b>Figure II, 12 :</b> RCD williams model 7100.....	25
<b>Figure II, 13 :</b> schéma représenté le montage de RCD.....	25
<b>Figure II, 14 :</b> RCD active.....	26
<b>Figure II, 15 :</b> L'unité de commande de RCD active.....	26
<b>Figure II, 16 :</b> Emergency schut Down ESD.....	27
<b>Figure II, 17 :</b> Manifold des duses.....	28
<b>Figure II, 18 :</b> Emplacement des équipements de l'UBD.....	28
<b>Figure II, 19 :</b> Separateur horizontal.....	29
<b>Figure II, 20 :</b> Bacs de stockage.....	30
<b>Figure II, 21 :</b> Ligne d'évacuation (La Torche Ou Flare).....	30
<b>Figure II, 22 :</b> Echantillonnage géologique en UBD.....	31
<b>Figure II, 23 :</b> Data header.....	31
<b>Figure II, 25 :</b> Vannes anti-retour flaper .....	32
<b>Figure II, 26 :</b> L'injection a l'intérieure des tiges.....	35
<b>Figure II, 27 :</b> L'injection par l'espace annulaire.....	36
<b>Figure II, 28 :</b> L'injection parasite (parasite string).....	36
<b>Figure. II, 29 :</b> Localisation des endommagements.....	38
<b>Figure II, 30 :</b> L'influence de skin sur la perméabilité.....	40
<b>Figure II, 31 :</b> Influence du skin sur la productivité.....	41

<b>Figure II, 32</b> : Evolution de la pression de fond après fermeture du puits (cas du puits idéal).....	41
<b>Figure II, 33</b> : Evolution de la pression de fond après fermeture du puits.....	42
<b>Figure II, 34</b> : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.....	42
<b>Figure II, 35</b> : Schéma du principe du Well Test.....	44
<b>Figure III, 1</b> : L'interface du logiciel kappa Saphir 4.10.02.....	46
<b>Figure III, 2</b> : L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits.....	46
<b>Figure III, 3</b> : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits.....	47
<b>Figure III, 4</b> : L'Introduction des caractéristiques du réservoir.....	47
<b>Figure III, 5</b> : Choix de la nature de l'effluent et la définition de leurs données PVT.....	48
<b>Figure III, 6</b> : Introduction des enregistrements de débit et de la pression.....	48
<b>Figure III, 7</b> : Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage.....	49
<b>Figure III, 8</b> : Tracé des enregistrements des débits et des pressions du MDZ 674 BIS.....	53
<b>Figure III, 9</b> : Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits MDZ 674 BIS.....	53
<b>Figure III, 10</b> : Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits MDZ 674 BIS.....	54
<b>Figure III, 11</b> : Calage du tracé de la déconvolution du puits MDZ 674 BIS avec un modèle Two layers/ one fault- constant pressure.....	56
<b>Figure III, 12</b> : Calage du tracé de la déconvolution du puits MDZ 674 BIS avec un modèle Two layers/ circle.....	56
<b>Figure III, 13</b> : Calage du tracé de la déconvolution du puits MDZ 674 BIS avec un modèle Two layers/ rectangulaire- constan.....	57
<b>Figure III, 14</b> : Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits MDZ 670.....	58
<b>Figure III, 15</b> : Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits MDZ 670.....	58
<b>Figure III, 16</b> : Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits MDZ 670.....	58
<b>Figure III, 17</b> : Tracé de la déconvolution du puits MDZ 670.....	59
<b>Figure III, 18</b> : Calage du tracé de la déconvolution du puits MDZ 670.....	59



## Liste des tableaux

<b>Tableau II, 1</b> : Caractéristiques de compresseur.....	21
<b>Tableau II, 2</b> : Caractéristiques du refroidisseur.....	22
<b>Tableau II, 3</b> : Caractéristiques de générateur nitrogène.....	23
<b>Tableau II, 4</b> : Caractéristiques ESD (Emergency Schut Down).....	27
<b>Tableau III ,1</b> : Localisation du puits.....	50
<b>Tableau III ,2</b> : Localisation du puits.....	51
<b>Tableau III, 3</b> : Données de test potentiel.....	52
<b>Tableau III, 4</b> : Résultats de l'interprétation par Saphir du MDZ 674 BIS.....	55
<b>Tableau III, 5</b> : Résultats de l'interprétation par Saphir du MDZ 670.....	59
<b>Tableau III,6</b> : Resultats de "k" et "s" pour les deux puits.....	61

## NOMENCLATURE :

OBD:	Over Balanced Drilling
Ph:	Pression hydrostatique
CBHP:	Bottom Hole Circulating Pressure
Pp:	Pression des pores
UBD:	Under Balanced Drilling
$\Delta P$ :	La difference de pression
WOB:	Weight On Bit
ROP:	Rate Of Penetration
RPM:	Round Per Minute
IP:	Index of Productivity (bbl/j/psi)
Bo:	Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)
k :	Perméabilité de réservoir (md)
h :	L'épaisseur de réservoir (ft)
$\mu$ :	Viscosité (cP)
$r_o$ :	Rayon externe (du réservoir) (ft)
$r_w$ :	Rayon du trou (ft)
L :	Longueur de réservoir (section horizontal) (ft)
S :	Skin
$\Delta P_s$ :	Chute de pression due au skin (psi)
Q :	Débit
NPT :	Non Productive Time
DST :	Drill Stem Test
MWD :	Mesurement while Drilling
NPU :	Nitrogen Production Unit
RCD :	Rotative Circulating Device
ESD :	Emergency Shut Down
PPM :	Push Pull Machine
Pg :	Pression de gisement
Pfd :	Pression du fond dynamique
GOR :	Gas Oil Ratio
KH :	Pérmeabilité Horizontale

## المخلص

رسالة نهاية المسار الجامعي تتمحور حول تقنية الحفر حيث يكون ضغط المحروقات في عمق الارض أكبر من الضغط العمودي الناتج عن وزن طين الحفر. لهذه التقنية فائدة رئيسية تتمثل في تفادي تغيير الخصائص البتروفيزيائية الطبيعية الخاصة بالخزان.

بدأنا الرسالة بتعريف حول جيولوجيا حقل حاسي مسعود البترولي. ثم تعريف حول تقنية الحفر، فوائدها، تجهيزاتها الخاصة وانواع طين الحفر المستعمل فيها. ايضا قمنا بتقديم حول الاختبارات التي تجرى لقياس خواص البئر.

عملنا الخاص في هذه الرسالة هو معالجه وتفسير المعطيات المتحصل عليها من اختبارات البئر ومقارنة النتائج لبئرين تم حفرهما بتقنيتين مختلفتين. تمت معالجه المعطيات بواسطة برنامج حاسوبي "كابا سافير"

## RESUME

Ce mémoire de fin d'étude basé sur le forage en underbalance est son avantage principal qui est éliminer ou bien minimiser l'endommagement de la zone productrice du réservoir.

Ce mémoire commence par une description géologique de champ de Hassi Messaoud, et une présentation de la lithologie de la région. Puis une présentation sur l'UBD, ces avantages, ces équipements spéciaux, types des différents fluides de forage utilisés. On a introduit aussi une description sur well test est le programme Saphir KAPPA qu'on a utilisé dans l'interprétation des données du DST.

Notre travail est de faire une comparaison sur le facteur d'endommagement SKIN entre un puit foré en UBD un puit foré en OBD.

Nous avons procédé à la caractérisation du réservoir par l'interprétation des essais de puits (Test Potentiel) dans le but d'identifier le type de forage qui donne le facteur d'endommagement minimale.

## Abstract

This work of final dissertation is based on underbalanced drilling and its main advantage, which is the elimination of Skin effect on the productive zone.

Firstly, we have started by a geology description of Hassi Messaoud field and a presentation on the lithology of the field. Secondly, we have explained the underbalanced drilling, its advantages, special equipments and types of different drilling fluids. Then we presented well test and the software Saphir Kappa that we used for interpreting the data.

Our work is based on comparing the SKIN factor for two wells, one drilled in underbalanced drilling and the other in overbalanced drilling.

We proceed for a characterization of the reservoir by the interpretation of well test results to identify the drilling type that gives the minimal SKIN factor.



# INTRODUCTION

# INTRODUCTION

Dans le forage conventionnel la boue de forage est suffisamment lourde pour contrebalancer la pression des pores donc elle est considérée comme la première barrière de sécurité dans le well control dans le but d'éviter les venues des fluides de formation.

Mais malgré cet avantage de sécurité l'effet d'overbalance provoque une invasion de fluide de forage dans le réservoir et causer une dégradation de ces caractéristiques petro physiques, ce phénomène est appelé l'endommagement et il est traduit à une grandeur physique par le facteur d'endommagement « SKIN ».

Le SKIN a un influence négatif sur la productivité du puits parce qu'il représente le colmatage du réservoir. Pour cela le forage en underbalance est la meilleure solution pour ce phénomène puisque le réservoir est en état de production durant l'opération du forage et la colonne légère de fluide de forage ne peut pas être infiltrée dans la formation productrice.

Notre travail est une comparaison entre les résultats obtenus après le traitement des données des tests de potentiel pour deux puits. Le MDZ 670 foré en overbalance et le MDZ 674 bis foré en underbalance.

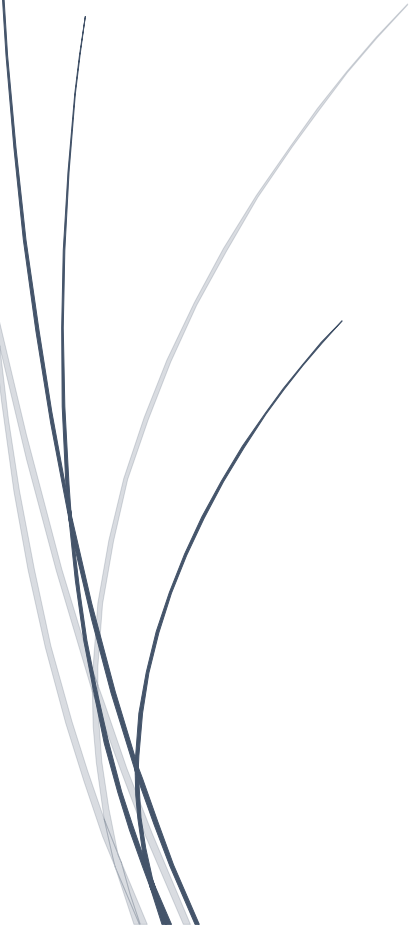
Le traitement des données est fait par une méthode non conventionnelle qui est un logiciel appelé Kappa Saphir.

Les résultats obtenus montrent que le forage en underbalance comme une solution alternative pour éliminer ce problème de production.



## Chapitre I

# PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD



## I-1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

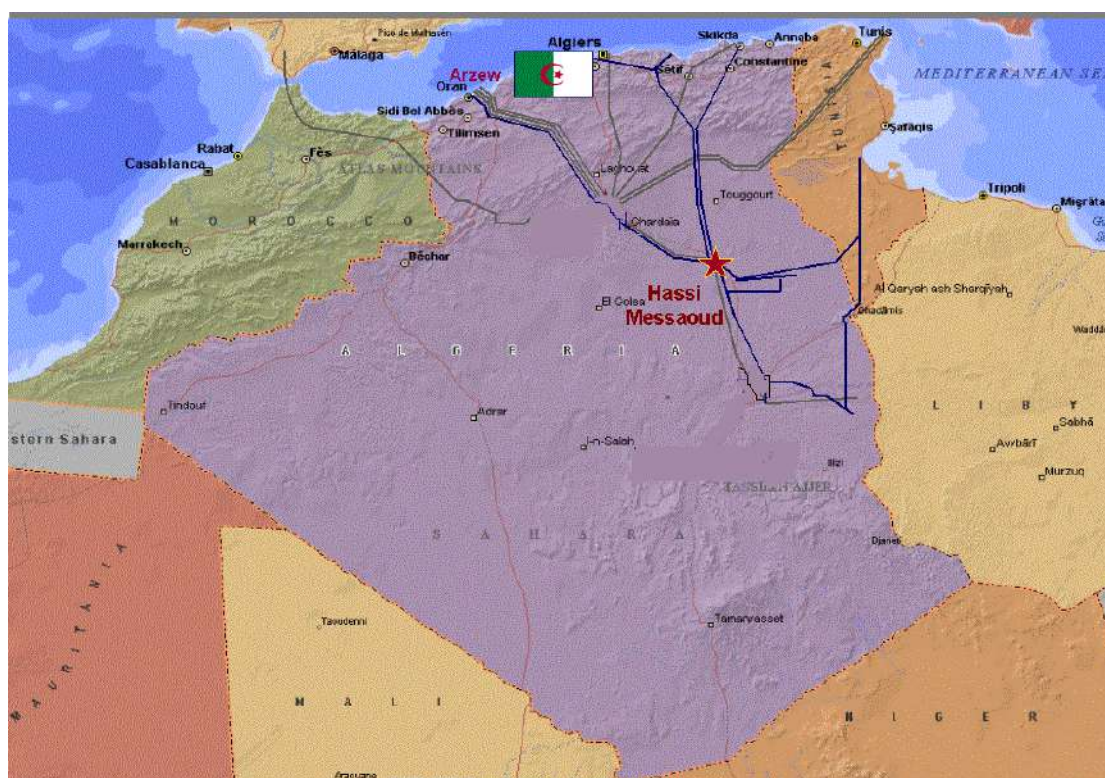
Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans Le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensât de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne (figI.1). Il s'étend sur 2500 km<sup>2</sup>, il a pour coordonnées Lambert :

[1]

$$X = [790.000 - 840.000] \text{ Est}$$

$$Y = [110.000 - 150.000] \text{ Nord}$$

Et il est encadré par les latitudes **31°.30'** et **32°.00'** et les longitudes **5°.40'** et **6°.20'**.

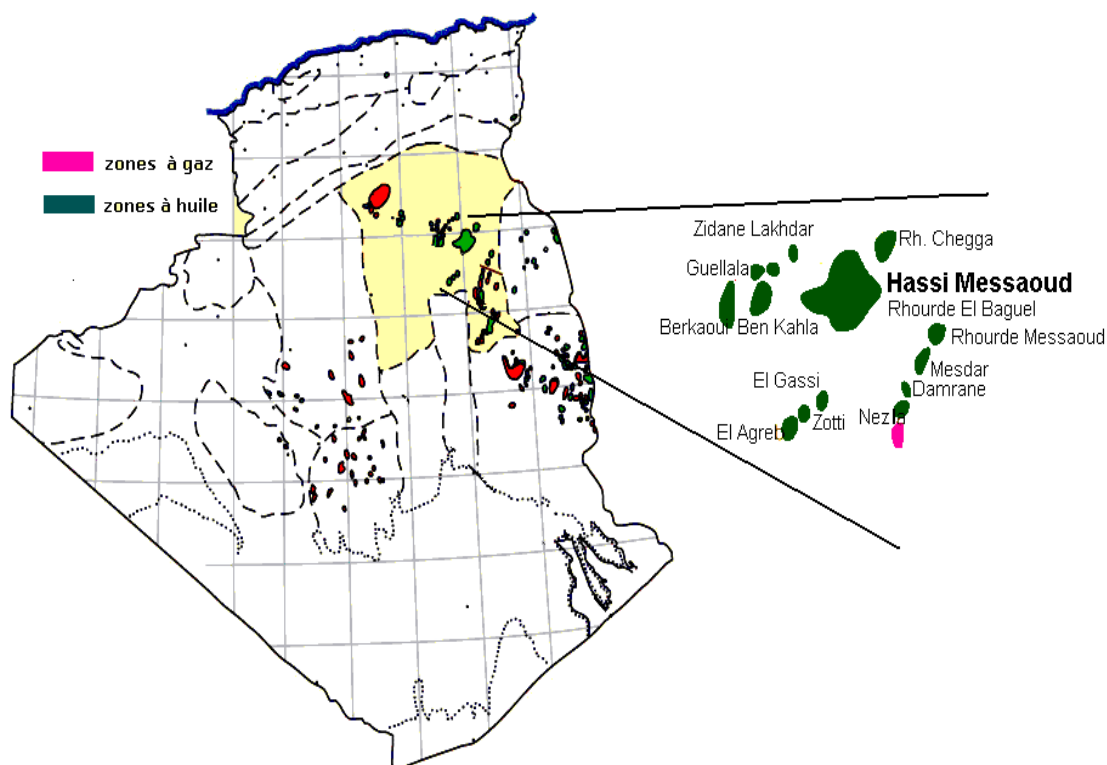


**Fig I, 1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

## I-2 SITUATION GEOLOGIQUE

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- ✓ au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ;
- ✓ au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- ✓ au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.



**Fig I, 2 : REPARTITION DES ZONES PETROLIFERES ET GAZIFIERES**

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo *tectonique* assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- ✓ à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- ✓ au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- ✓ au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- ✓ à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.[1]



### **I-3 INTERET PETROLIER**

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm<sup>2</sup>, une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 200 mdarcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias.

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus de mille de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.[1]

### **I-4 DESCRIPTION DE LA SERIE SEDIMENTAIRE**

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

#### **I-4-1 CÉNOZOÏQUE**

##### ***I-4-1-1 MIO-PLIOCÈNE : (e = 240 m)***

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

Sable blanc avec fines passées d'argile brune rouge, tendre à pâteuse, Calcaire blanc, crayeux, tendre avec pa ssées d'argile versicolore, marne gris brun, fortement sableux.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce

qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion. [2]

#### ***I-4-1.2 ÉOCÈNE*** (e = 120m)

Constitué de :

Argile brune rouge, fortement sableuse, marne et fines passées d'anhydrite blanche, calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex. [2]

NB : Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

#### **I-4-2-1 MÉSOZOÏQUE**

##### ***I-4-2-2 CRÉTACÉ***

***I-4-2-3 SÉNONIEN*** : constitué de deux niveaux :

- ✓ **SENONIEN CARBONATÉ** (e = 110m) :

Il est constitué de calcaires blancs à blanc beige, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris clair, parfois cristallines et dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et parfois massives. [2]

- ✓ **SENONIEN LAGUNAIRE** : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première anhydritique, d'une épaisseur moyenne de 215m, est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo dolomitique. [2]

La deuxième salifère, d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif blanc transparents à translucides à traces d'anhydrite. [2]

#### **I-4-3 TURONIEN** : (e = 70 à 120m)

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

NB : Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13. [2]

**I-4-4 CÉNOMANIEN : (e = 145m)**

Constitué par des bancs d'anhydrites blanches, transparentes, microcristalline et dures, de marnes argileux gris à gris verdâtre et carbonatées par endroits, de dolomies grises à gris brun, crypto cristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre, microcristallin. [2]

**I-4-5 ALBIEN : (e = 350m)**

Il est représenté par des grés et sables fins avec intercalations d'argile siliceuse.

NB: Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux. [2]

**I-4-6 APTIEN : (e = 25m)**

Représenté par des calcaires blancs à gris blanc, parfois beiges, microcristallins et durs et de dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux. [2]

**I-4-7 BARRÉMIEN : (e = 280m)**

Représenté par des grés blancs à beiges, parfois gris blanc, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallines et dures et d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées. [2]

**I-4-8 NÉOCOMIEN : (e = 180m)**

Représenté par des argiles grises à grises vertes, localement brunes rouges, silteuses et légèrement dolomitiques et de grès blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux. [2]

### **I-4-9 JURASSIQUE**

#### ***I-4-9-1 MALM*** : (e = 225m)

Constitué d'anhydrites blanches, beiges, pulvérulentes, rarement micro-cristallines et dures, d'argiles rouge-brique à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blanc à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à grises blanches, micro-cristallines et dures. [2]

NB: Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

#### ***I-4-9-2 DOGGER***

Représenté par deux niveaux :

- ✓ ARGILEUX: Argiles brunes rouges, grises à grises vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux (e = 105m).
- ✓ LAGUNAIRE: Anhydrites blanches, pulvérulentes, massives et dures à moyennement dures, de calcaires gris à gris-blanc, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles grises claires à grises foncées, parfois brunes rouges, tendres et indurées, de silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à gris, tendres, (e = 210m). [2]

#### **I-4-9-3 LIAS**

D'une épaisseur de 300m, il est représenté par cinq niveaux :

- ✓ LD1: argiles grises claires à grises vertes, parfois brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et cristallines (e = 65m).
- ✓ LS1 : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massives, blanches, pulvérulentes, tendres à dures, d'argiles

brunes rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris-beige, micro-cristallins et tendres (e = 90m).

- ✓ LD2 : argiles brunes rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures. (e = 55m)

NB : ce niveau renferme des eaux chlorurées calciques.

- ✓ LS2 : sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées. (e = 60m).
- ✓ LD3 : argiles grises claires, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, micro-cristallins, argileux et durs. (e = 30m). [2]

#### **I-4-10 TRIAS :**

Représenté par quatre niveaux :

##### ***I-4-10-1 SALIFÈRE*** : subdivisé en trois horizons

- ✓ TS1 : d'une épaisseur de 46m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.
- ✓ TS2 : sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles grises à grises foncées ou brunes rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blanches à grises beiges, massives et pulvérulentes. (e = 189m)
- ✓ TS3 : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées. (e = 202m). [2]

NB: Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluantes.

##### ***I-4-10-2 ARGILEUX***

Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet (e = 113m). [2]

### ***I-4-10-3 GRÉSEUX***

Grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, tendres à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leur réponses diagraphiques, (e = 35m). [2]

### ***I-4-10-4 ÉRUPTIF***

Andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartziques ainsi que des argiles brunes rouges à gris sombre indurées et silteuses, (0 < e < 92m). [2]

*NB : Les terrains du Trias argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ. Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.*

## **I-4-11 ALÉOZOÏQUE**

### ***I-4-11-1 ORDOVICIEN***

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes :

#### ***I-4-11-2 Les quartzites d'Hamra***

(e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.

#### ***I-4-11-3 Les grés d'El Atchane***

(e = 25m) grés fin à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur OMJ 76 .

**I-4-11-4 Les argiles d'El Gassi : (e = 50m)**

Argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ. [2]

**I-4-11-5 Zone des Alternances : (e = 20m)**

Argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.

NB : La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure, du fait de l'érosion. Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le Trias repose directement sur le Cambrien.

**I-4-11-6 LE CAMBRIEN**

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- ✓ Litho-zone R1 :
- ✓ Ri : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grés quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion. (e = 50m)
- ✓ Ra : représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e= 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, an isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite + illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux.(e=100:120m)
- ✓ Litho-zone R2 : est constitué de grés quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, an isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt. (e = 100m)

- ✓ Litho-zone R3 : repose sur l' Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grés grossiers à microconglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grés ferrugineux, et des intercalations d'argiles saleuses. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier. [2]

#### **I-4-11-7 L'INFRA-CAMBRIEN**

Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMG 47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grés argileux de couleur rouge. (e = 45m). [2]

#### **I-4-11-8 LE SOCLE**

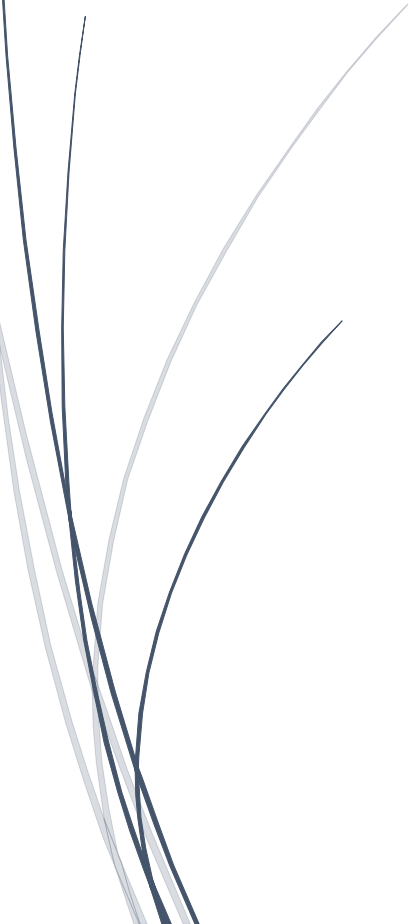
Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas. [2]





## Chapitre II

# **GENERALITE SUR LE FORAGE EN UNDERBALANCE ET UNE BASE THEORIQUE SUR L'ENDOMMAGEMENT DU RESERVOIR**



## II-1 GENERALITE SUR LE FORAGE EN UNDERBALANCE

### II-1 Introduction

Le forage en overbalance (OBD) également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique ( $P_h$ ) ou (CBHP) supérieure à la pression de pore ( $P_p$ ).

Le forage en Underbalance (UBD) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (CBHP) ( $P_h$ ) inférieure à la pression de pore.

Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de pore ( $\Delta P$ ) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la séparation de la production en surface.

Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, elle a cependant, des inconvénients.

Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahi les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité. Le forage en Underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème. [3]

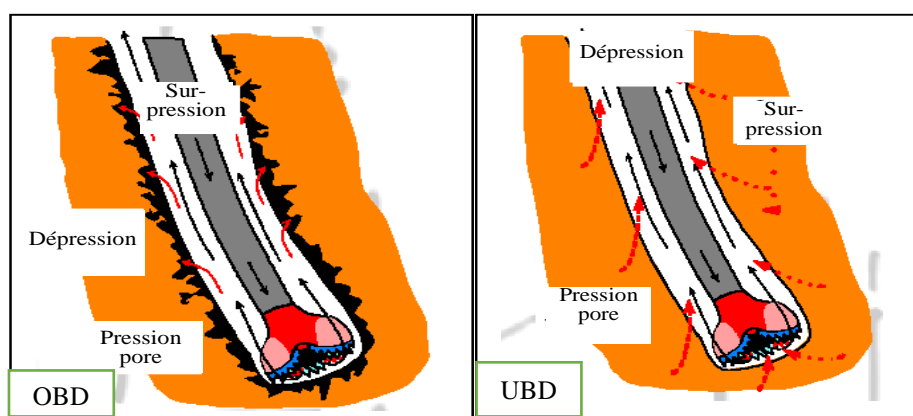


Fig II, 1 : Forage en OBD et UBD

### II-1-2 Intérêt d'UBD

L'expérience a montré que le forage en Underbalance est plus adapté que l'overbalance pour le forage des réservoirs d'huiles. Et parfois nécessaire pour forer des réservoirs déplétés (à faible pression). Si la réalisation de l'opération UBD exige des coûts additionnels plus élevés, UBD est rentable par rapport à la technique conventionnelle. [3]

### II-1-2-1 Réduire l'endommagement des formations (réservoir)

Dans le forage en overbalance la formation est toujours exposée aux fluides de forage qui pénètrent dans les pores provoquant la formation du cake interne et externe, le cake externe peut être éliminer par scrapage (grattage) mais on ne peut pas éliminer le cake interne, ce dernier conduit à un endommagement de réservoir, l'endommagement de réservoir n'est pas dû seulement au cake mais aussi à d'autres phénomènes, comme le colmatage physico-chimique dû à la présence de l'argile de type sméctite ou illite qui provoque le gonflement, nous avons aussi le colmatage organique qui est dû à la précipitation des constituants organiques de la boue lorsqu'elle entre en contact avec la roche. Mais dans le forage en underbalance lorsqu'on fore avec le brut on aura pas la formation du cake, en plus le brut est compatible avec le réservoir.[4]

### II-1-2-2 Minimiser le coincement par la pression différentielle

Les coincements sont les causes les plus fréquentes et correspond aux instrumentations les plus graves généralement ils se compliquent avec le temps, et ils coûtent chère pour les remédier.

Les coincement par la pression différentielle produisent au niveau des zones perméables (calcaire, grés) lorsque un élément de train de sonde touche la paroi de puits il est causé par la différence de pression entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue, le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pression, mais dans le forage en underbalance la pression hydrostatique ne s'exerce pas sur les parois du trou et on n'a pas de dépôt de cake, en plus il y a l'injection du gaz qui fait centré la garniture d'une telle manière.[4]

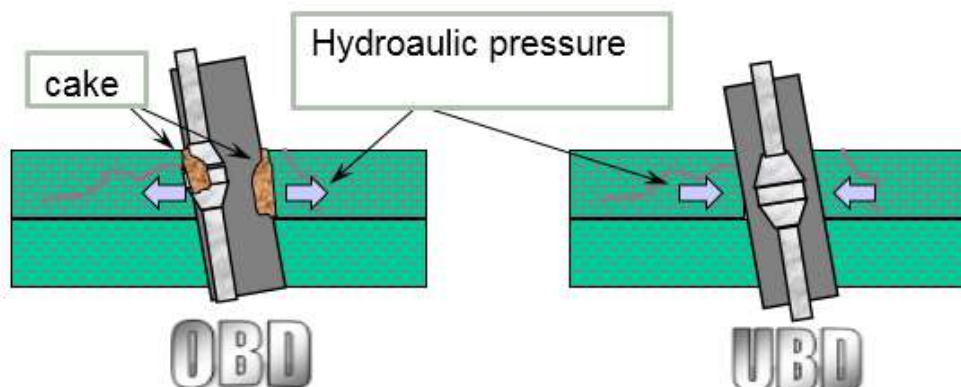
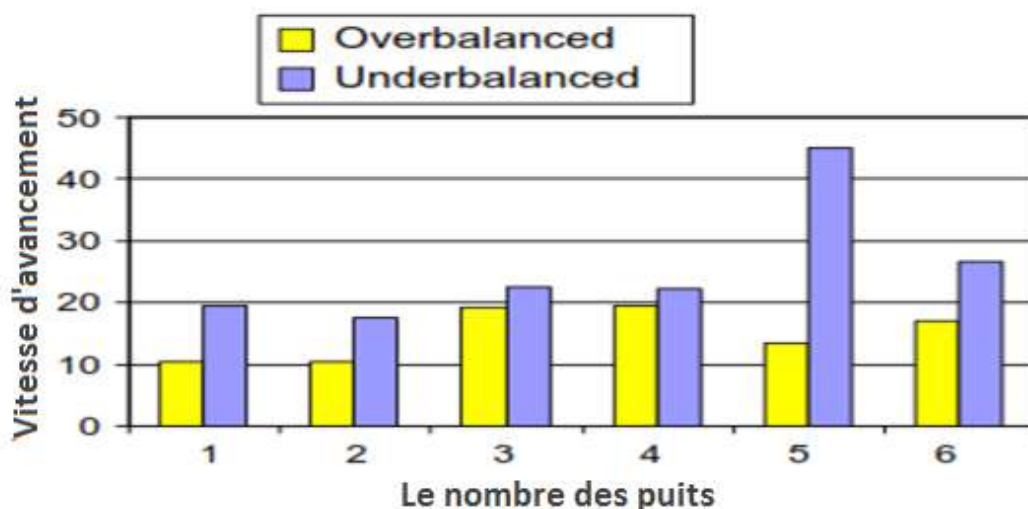


Fig II, 2 : DIFFERENCE DE COINCEMENT ENTRE OBD ET UBD

### II-1-2-3 Augmentation de la vitesse de pénétration

Parmi les avantages de l'underbalance, l'augmentation de la vitesse de pénétration.

L'augmentation de la vitesse de pénétration est reliée avec le choix d'outil, la vitesse de rotation, poids sur l'outil et le bon nettoyage de fond du puits. On peut commander tous les paramètres sauf le bon nettoyage de fond du puits, dans le forage en overbalance la pression hydrostatique exerce une pression dynamique sur les déblais qui fait empêcher l'enlèvement rapide des déblais, en même temps le cake se dépose sur les parois du trou causant un embourbement des cutters ce qui influe directement sur la vitesse d'avancement de l'outil, par contre dans le forage en underbalance la pression hydrostatique est inférieure à celle de réservoir et en plus le puits débite la plus part des temps, et il n'y a pas la formation de cake, ce qui permet l'enlèvement rapide des déblais arrachées ce qui réduit le temps de forage. La vitesse d'avancement en underbalance est cinq fois la vitesse d'avancement en overbalance.[5]



**Fig II,3 : COMPARISON DE VITESSE D'AVANCEMENT  
ENTRE UBD ET OBD**

### II-1-2-4 Augmentation de la durée de vie de l'outil

L'augmentation de la durée De vie de l'outil dépend de plusieurs paramètres, de poids sur l'outil, de travail fournit par l'outil et par la vitesse de rotation du moteur et par la température de fond c'est à dire la qualité de lubrification.

En overbalance, une quantité considérable de chaleur est produite par le gradient de température et par le frottement de l'outil lorsqu'il rentre en contact avec la formation. Le fluide de forage transporte la chaleur loin de ces emplacements de friction par la convection, il convient de noter que les solides dans le fluide de forage contribuent à créer une chaleur de friction supplémentaire en plus que celle produite par l'outil, mais dans le forage en underbalance la force de friction sera ainsi moindre, mais en underbalance lorsque on utilise la méthode de l'injection par l'espace annulaire, c'est

le brut qui va jouer rôle de lubrifiant, mais le brut est un mal lubrifiant par apport à la boue à base d'huile.[5]

Le travail de l'outil est donné par la relation suivante :

$$W = 2\pi\tau + WoB * RoP / 60 * RPM$$

#### II-1-2-5 Réduction des pertes de circulation durant le forage

Dans le forage pétrolier, le fluide de forage joue un rôle important pour contrôler les conditions de forage, ce fluide contient beaucoup de produits ajoutés pour avoir des caractéristiques physiques et chimiques adaptées avec les conditions de forage, c'est à dire que le choix de fluide de forage agit directement sur le prix de revient, et par conséquent toute perte de fluide est un déficit au augmentation de prix de revient.

Dans le forage conventionnel la perte de circulation est fréquente par ce que la pression de fond est supérieure que celle de réservoir, et comme le fluide prend toujours le chemin le plus facile, il aura des pertes de circulation, ces pertes sont souvent dans les zones fracturées, les zones à basse pression et zones à perméabilité élevée.

Mais dans le forage en underbalance la pression de fond est toujours inférieure à celle de réservoir, alors il n'aura pas de pertes de circulation.[5]

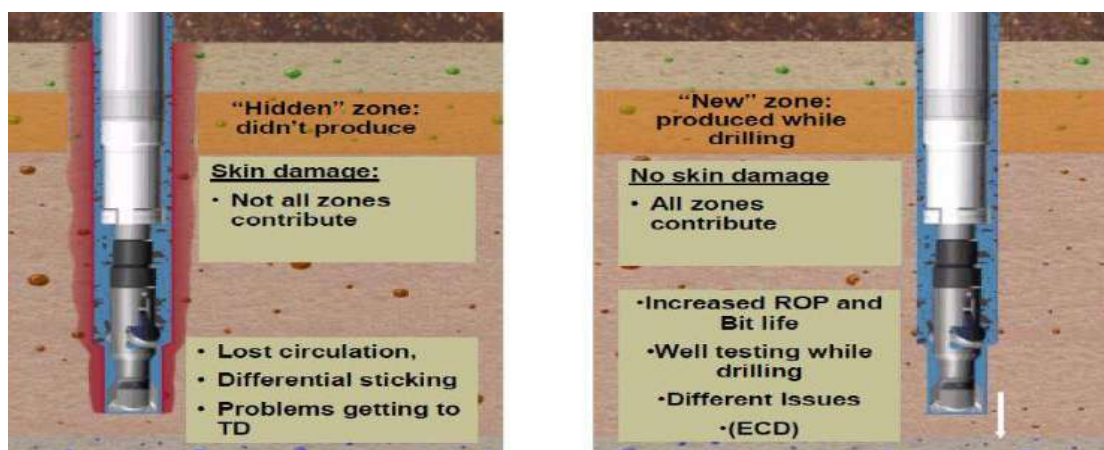


Fig II,4 : DIFFERENCE ENTRE LE FORAGE EN OBD ET UBD

#### II-1-2-6 production anticipée (Net present value)

Dans le forage en underbalance la production commence après l'installation des équipements de production (tubing, l'arbre de Noël), par ce que la boue employée exerce un effort, qui correspond à la pression hydrostatique entraînant une invasion et une contamination de notre réservoir, et ceci réduit la production du puits et nécessite des opérations de dégorgement. Mais dans le forage en underbalance la production commence dès le début de forage de réservoir s'il y a lieu des hydrocarbures, et cela par ce que le fluide de forage (brut) n'exerce aucune pression sur les fluides de réservoir au contraire avec injection des gaz il les aide à monter au surface.[5]

**II-1-2-7 Réduire les besoins de stimulation**

Puisque les stimulations sont coûteuse, complexes et souvent inefficaces, il peut y a un avantage économique en forant un puits en underbalance. L'écoulement de réservoir pendant le forage en underbalance peut réduire au maximum ou empêcher près des dommages de puits, évitant souvent le besoin de stimulation c'est à dire que les opérations de stimulations sont moins importantes du fait du faible endommagement du réservoir.

**II-1-2-8 Evaluation instantanée du réservoir au cours du forage**

Au cours de forage en underbalance les caractéristiques de production, telles que les types, le débit et la pression des liquides peuvent être identifiées.

On peut identifier aussi les paramètres du réservoir tels que la pression statique qui peuvent être estimée.

Grâce à l'utilisation de l'underbalance on peut aussi identifier les rupteurs de formation et les types d'écoulement, l'identification des rupteurs de formation (changement de formation de point de vue perméabilité) est mise en évidence par la présence d'une différence de pression négative en surface.

Dans le cas de forage conventionnel, le choix des fluides de forage employés prend en considération les paramètres suivants : la salinité de la boue, la profondeur d'invasion du filtrat et la rupture des pressions provoquée par le fluide pour s'assurer que l'information géologique à la surface du sol soit correctement évaluée, ce qui nécessite beaucoup de temps, de moyens et surtout d'argent.

Pour évaluer le gain de productivité d'un puits, on doit estimer la réduction de skin mécanique. Pour évaluer l'index de productivité et le volume de production pour un puits vertical ou horizontal, Les formules suivantes son disponibles.[5]

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

$$PI = \frac{0.00708kh}{\mu B_0 \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (\text{Bbl/j /psi})$$

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

$$PI = \frac{0.00708kL}{\mu B_0 \left( \frac{L}{h} \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left( \frac{L}{2r_e} \right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right)}$$

Où :

k = perméabilité de réservoir (md)

h = l'épaisseur de réservoir (ft)

$\mu$  = Viscosité (cP)

$B_0$  = Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

$r_e$  = Rayon externe (du réservoir) (ft)

$r_w$  = Rayon du trou (ft)

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

S= skin

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

$$q = \frac{0.00708kh(p_i - p_{wf})}{\mu B_0 \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (\text{Bbl/j})$$

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

$$q_{hor} = \frac{0.00708kL(p_i - p_{wf})}{\mu B_0 \left( \frac{L}{h} \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_e}\right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right)}$$

La relation entre PI et draw down est exprimée comme suite,

$$\Delta P_s = \frac{141.2QB_0\mu}{kh} s$$

OÙ :

$\Delta P_s$  = Chute de pression du au skin (psi)

Q = Débit (BOPD)

$B_0$  = Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

$\mu$  = Viscosité (cP)

k = perméabilité (md)

h = l'épaisseur de réservoir (ft)

s= Facteur de skin

#### ***II-1-2-9 Réduction du coût de fluide de forage***

UBD a deux effets significatifs sur le coût de fluide de forage comparativement au forage conventionnel. Comme le fluide de forage est généralement du brut, on n'utilise presque pas d'additives, l'autre effet est l'élimination des pertes dans la formation.[5]

#### ***II-1-2-10 Réduction des NPT***

Le non productive time (NPT) amplifie dans la plupart des cas le coût de forage. La plus grande cause des NPT est le coincement différentiel et les pertes du circulation. Le coincement différentiel est aggravé par la perte de la BHA et des DP ajouté au temps additionnel pour le reforage du trou.

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

Il est physiquement impossible d'avoir dans l'UBD un coincement différentiel et des pertes de circulation, si on maintien les conditions d' underbalance.[5]

#### ***II-2-11 Elimination de la stimulation et DST***

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

En addition le forage en UBD permet l'analyse continue de la production pendant les opérations. D'où l'élimination du DST.[5]

#### ***II-2-12 Augmentation de la production***

Il est évident que le forage en UBD réduire l'endommagement de la formation. Mais il reste très difficile de le quantifier. L'expérience a montré 2 à 6 fois l'augmentation en production.[5]

### **II-1-3 Inconvénients de l'UBD**

Comme toutes les techniques utilisées, la technique de l'underbalance présente des inconvénients parmi eux on cite :

#### ***II-1-3-1 Utilisation des équipements spéciaux***

Le forage en underbalance exige des équipements spéciaux telles que l'installation de nitrogène, le séparateur UBD, RCD rotative circulating device et qui sont très coûteuses.



### II-1-3-2 Stabilité des parois

La stabilité des parois est presque le problème majeur de l'underbalance, au niveau de notre formation on a une limite de pression à ne pas dépasser pour la réussite de l'opération de l'underbalance, toute fois une limite inférieure de pression peut être établi par la pression minimale exigée pour maintenir la stabilité du trou, cette différence de pression est connue par le draw down, le draw down dépend de la dureté de la formation, l'analyse de la variation de résistance à la compression avait montrer que si le profil du puits traversera une roche relativement dure, cela conduit à un draw down admissible plus grand, cette dernière pourrait éventuellement être généralisé à tout réservoir gréseux avec une certaine contenance en argile.[6]

### II-1-3-3 Nettoyage du fond du puits

Un bon maintien de forage signifie un bon nettoyage de fond du trou, en réalité le forage à l'air ou bien le nettoyage à l'air est presque le meilleur nettoyage de fond de puits. Au cours de forage il n'y a pas de problèmes de fond mais lors des manœuvres de remontée et de descente il y a toujours le problème de nettoyage de fond, est surtout dans la partie du drain. Actuellement pour réduire ce problème on utilise des produits viscosifiants ajoutés au brut, telle que, le BARARISINE et d'autres équivalant, pour avoir un bouchon visqueux utilisé toujours avant les manœuvres, les avantages de ce bouchon qu'il nettoie bien le fond du puits et tient les déblais en suspension, en plus on utilise la méthode de reciprocating pour avoir un bon nettoyage de fond.[6]

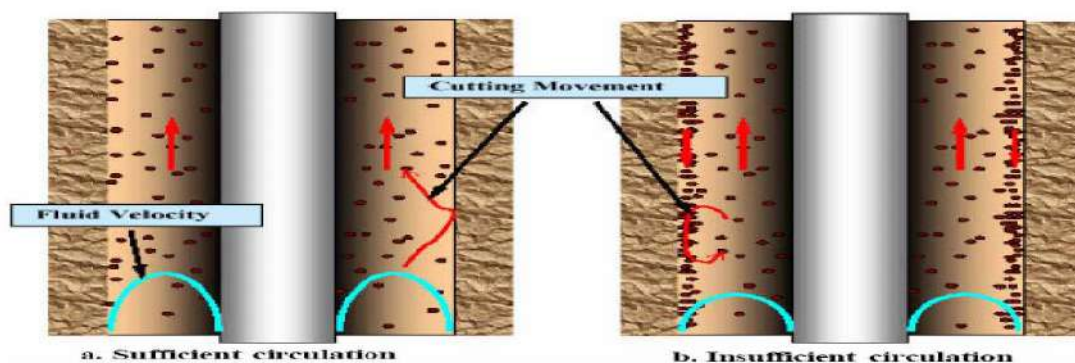


Fig II, 5 : ACCUMULATION DE CUTTING A L'INTERIEUR DE PUIITS

### II-1-3-4 Problème de corrosion

Le facteur majeur de la corrosion dans l'underbalance est la présence d'oxygène, pour éviter ce problème il y a toujours des améliorations sur unité de nitrogène, grâce aux systèmes d'azote à membrane produisant un gaz inerte avec une concentration (%) d'oxygène de 3% à 12% avec un équilibre de N<sub>2</sub>. [5]

### II-1-3-5 Risque d'incendie au fond du puits

Pendant le forage en underbalance, lorsque on injecte de l'azote dans le puits il faut pas que le pourcentage de l'oxygène dépasse les 12%, sinon on risque d'avoir un éclatement au fond de puits, le pourcentage de l'oxygène dépend aussi avec la pression de refoulement selon l'expression suivante :[5]

$$\%O_2 = 13.39 - \log(p)$$

$\%O_2$  : pourcentage de l'oxygène ;

$P$  : pression de refoulement.

### II-1-3-6 Fonctionnement de MWD

Le MWD est appareil très moderne qui permet de donner le profil de puits ainsi que tous les paramètres au cours de forage, un bon fonctionnement de cet appareil ce fait dans des milieux incompressibles et dans les milieux monophasiques, par ce que le fonctionnement de MWD est basée sur la pulsation dans la colonne de fluide de forage à l'intérieur des tiges.

- ✓ Le système à mud pulse, qui utilise le fluide comme vecteur de transmission.
- ✓ Le système électromagnétique qui utilise la formation comme conducteur.

Pour le système à mud pulse a un bon fonctionnement dans les milieux incompressibles, mais le deuxième système impose un courant électrique dans la formation et mesure ensuite en surface, l'avantage de ce système d'être indépendant de fluide du forage mais qu'il est très cher, donc pour le forage à l'air, à la mousse ou brut gazifière, on utilise le système de EM MWD, mais pour le brut on peut utiliser le premier système mais toujours il y aura des problèmes de transmissions.[7]

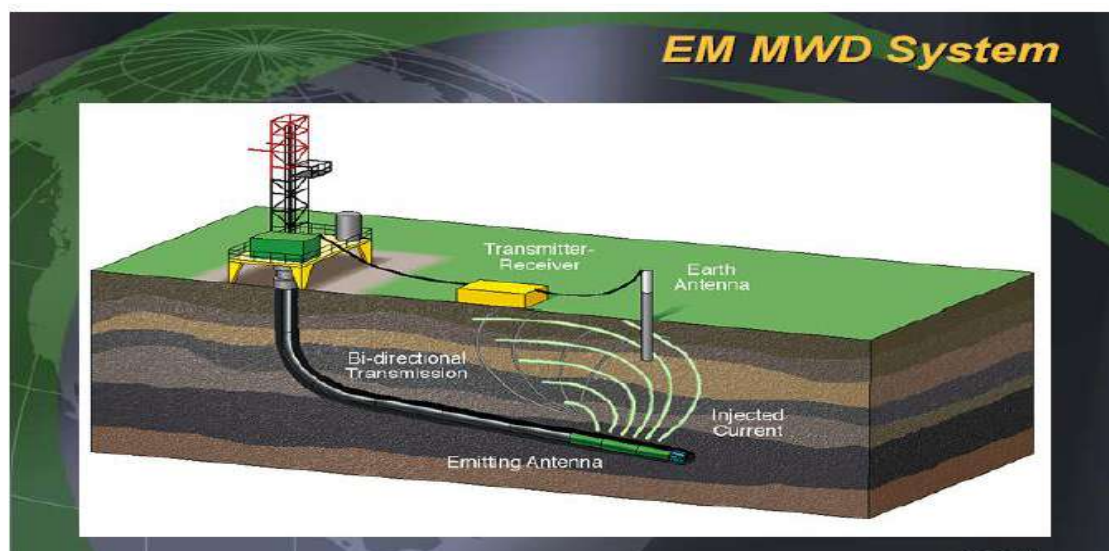
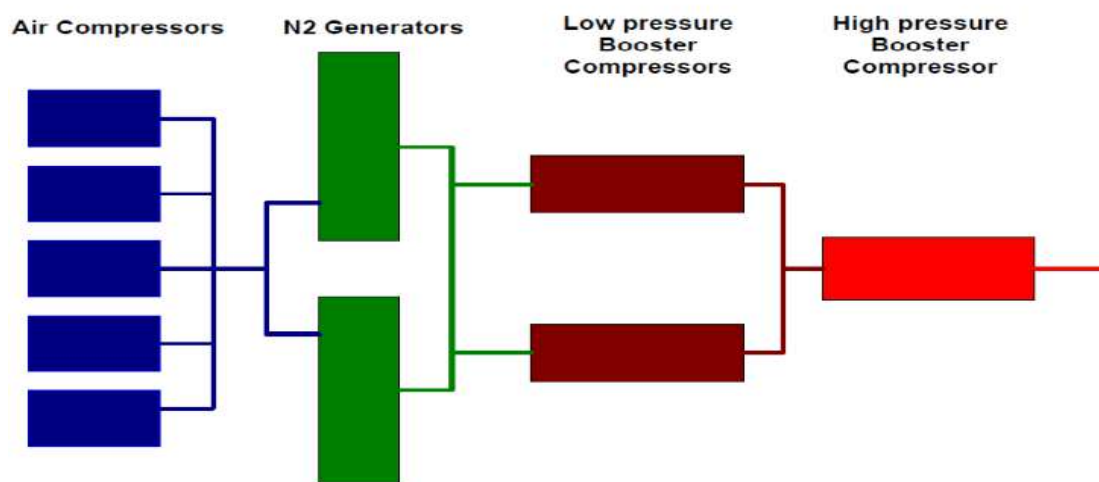


Fig II, 6 : SYSTEM ELECTROMAGNETIQUE DU MWD

### II-1-4 Equipements de l'injection de nitrogène

Comme le forage overbalance a des équipements servent à réaliser le forage en meilleurs conditions, le forage en underbalance a aussi des équipements pour un meilleur forage, la majorité des équipements sont les mêmes pour le forage overbalance sauf quelques équipements qui sont proprement spéciale pour le forage en underbalance, ces équipements diffère d'une méthode d'injection à une autre et d'un fluide à un autre.[5]

Les équipements de l'injection du nitrogène sont un ensemble des machines servent à générer le nitrogène en place (au chantier), ces équipements sont classés par l'ordre de fonctionnement comme suit :



**Fig II, 7 : EMLACEMENT DES 'EQUIPEMENTS DE GENERATION DE NITROGENE SUR CHANTIER**

#### II-1-4-1 Compresseurs

Les compresseurs représentent la base de pyramide de génération de nitrogène, il y a cinq compresseurs, dont quatre fonctionnent et le cinquième est en back up (réserve), il y a deux range de compresseurs, dont le rôle est d'aspérer l'air atmosphérique à un certain taux et le comprimer à une pression comprise entre 100-300 psi avec un débit de compression de 50m<sup>3</sup>/min.[5]

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	RPM (tr/min)	Débit de compresseur (m <sup>3</sup> /min)
Pression atm	100-300	2100	50

**Tab II, 1 : REPRESENTANT LES CARACTERISTIQUES DE COMPRESSEUR**



**Fig II, 8 : COMPRESSEUR D'AIR**

**II-1-4-2 Refroidisseur (Air Cooler)**

L'air sortant des compresseurs à une température de 43°C va au refroidisseur qui est composé de trois ventilateurs et trois filtres, l'air est refroidi jusqu'à une température de 32°C, Après on aura une diminution de pression suite à une perte de charges dans les filtres et un changement de température.

Le rôle de refroidisseur est l'enlèvement de l'humidité pour obtenir un air pur dirigé vers le générateur d'azote.[5]

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	Débit de sortie(m <sup>3</sup> /min)	Température d'entrée (°c)	Température de sortie (°c)
100-300	175	85	43	32

**Tab II, 2 : REPRESENTEE LES CARACTERISTIQUES DU REFROIDISSEUR**



**Fig II, 9 : REFROIDISSEUR (AIR COOLER)**

### II-1-4-3 Générateur de nitrogène (nitrogen production unit) NPU

C'est une unité nitrogène qui comprend des filtres à fibres et une membrane de filtration d'oxygène.

Le principe du générateur nitrogène N<sub>2</sub> est la diffusion moléculaire, basée sur la taille des molécules constituant l'air et leurs vitesses, c'est à dire dégageant les autres constituants et empêchant le nitrogène N<sub>2</sub> à passer afin, d'avoir une condensation de nitrogène, par ce que la vapeur de l'oxygène et d'eau sont des gaz " rapides " qui imprègnent rapidement la membrane, permettant à nitrogène de traverser les alésages de fibre comme jet de produit.

L'air est constitué de 78% d'azote, 21% d'oxygène et de 1% d'autres (gaz rares 0.94%, CO<sub>2</sub> 0.03%, H<sub>2</sub> 0.01%).

Les étapes de séparation sont résumées dans les points suivants :

- ✓ L'air venant du refroidisseur à une température de 32°C, passe dans les filtres hydrocarboné pour l'élimination de CO<sub>2</sub> ainsi que l'humidité ;
- ✓ Ensuite l'air sera dirigé vers les filtres d'eau pour l'élimination de H<sub>2</sub>O ;
- ✓ L'air purifié sera dirigé vers la membrane de filtration d'oxygène, cette membrane laisse passer les molécules d'oxygène et fait condensé les molécules d'azote, en fait pas toutes les molécules d'oxygène qui vont être passer, mais en gardant un taux de 5 à 12%. [5]

Température d'entrée (°c)	Débit d'entrée d'air(m <sup>3</sup> /min)	Débit de sortie de N <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> /min)	Pressin de sortie de N <sub>2</sub> (psi)	Pureté N <sub>2</sub> (%)	Puissance KW
32	85	42	175	95	75

Tab II ,3 : REPRESENTANT LES CARACTERISTIQUES DE GENERATEUR NITROGENE



Fig II, 10 : SCHEMA REPRESENTANT L'UNITE DE PRODUCTION DE NITROGENE (NPU)

#### ***II-1-4-4 Surpresseur (Booster)***

Le surpresseur est un compresseur conçu pour l'augmentation de la pression de gaz d'une certaine pression à une certaine plus grande, selon la capacité du compresseur.

Dans l'unité de génération de nitrogène N<sub>2</sub>, il y a deux surpresseurs dont le premier reçoit le nitrogène N<sub>2</sub> avec une pression de 175psi et le comprime à une pression peut atteindre 2500psi avec un débit de 42m<sup>3</sup>/h, le deuxième surpresseur reçoit le nitrogène déjà sortie du premier surpresseur pour le comprimer à une pression de 5000psi avec un débit de 65m<sup>3</sup>/h.

On utilise deux surpresseurs par ce qu'on peut pas passer de 175psi directement à 5000psi.[5]



**Fig II, 11 : SURPRESSER A DEUX ETAGES**

#### **II-1-5 Equipements de contrôle de pression**

Le fluide refoulé par l'espace annulaire passe par les équipements suivants :

##### ***II-1-5-1 Système de Tête Rotative RCD (Rotative Circulating Devise)***

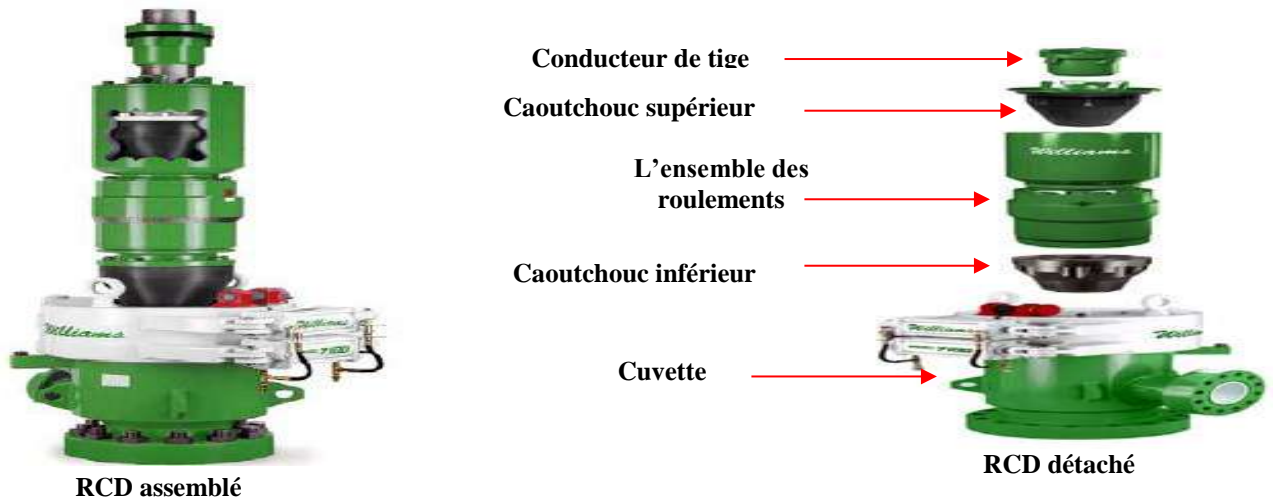
La technologie de la tête rotative est devenue un élément clef dans beaucoup de programmes de forage. Ce système est appelé une tête de contrôle rotative (Rotating Control Devise) plus communément connu sous l'abréviation RCD car l'élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage pendant que son logement (bol en acier) avec un ensemble de roulement contrôle le débit. Il y a deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active.[5]

##### ***II-1-5-1-1 Têtes Rotatives Passives (Passive RCD)***

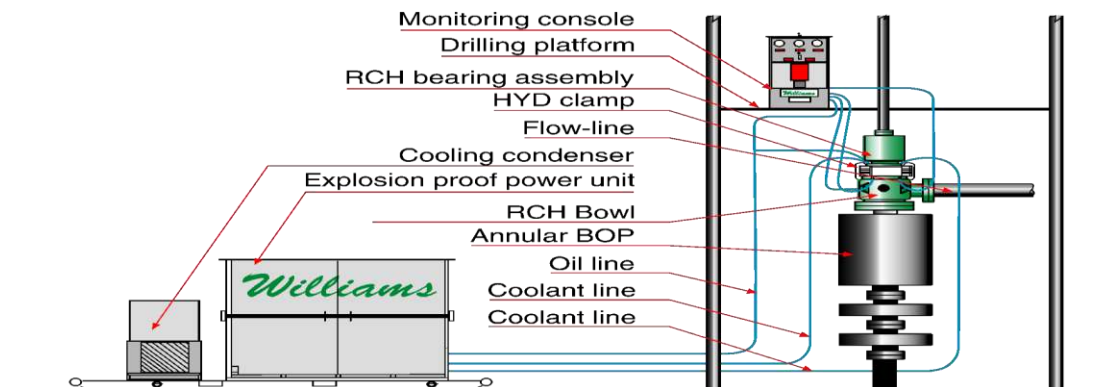
Elles assurent l'étanchéité de la garniture sur les tiges grâce à la pression du puits en surface. Plus la pression dans le puits est élevée, meilleure est l'étanchéité comme Williams Model 7100.[8]

**II-1-5-1-2 Caractéristiques de Williams Model 7100**

- ✓ Deux rubbers ;
- ✓ 2500 psi pendant le forage ;
- ✓ 5000 psi en statique ;



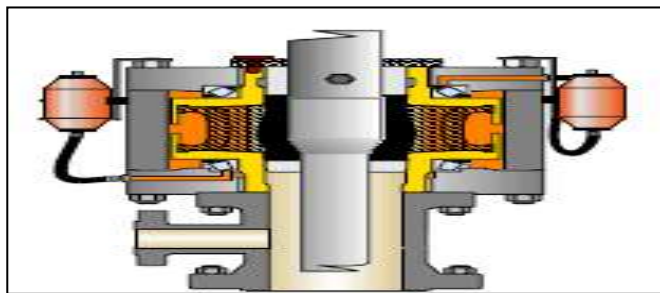
**Fig II, 12 : RCD WILLIAMS MODEL 7100**



**Fig II, 13 : SCHEMA REPRESENTE LE MONTAGE DE RCD**

**II-1-5-2 Têtes Rotatives Actives (Active RCD)**

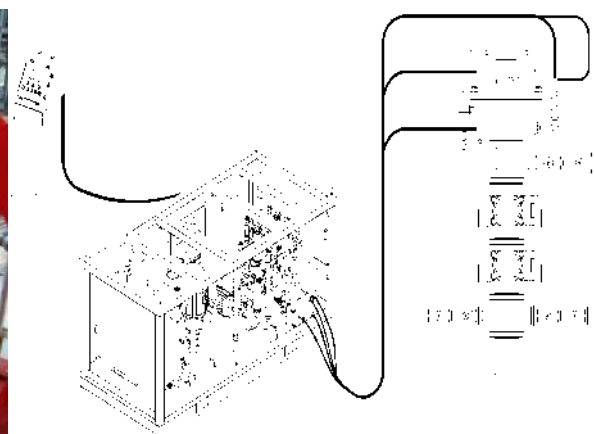
Elles utilisent la pression variable d'un circuit hydraulique pour assurer l'étanchéité autour des tiges de forage. A cas de dégradation de l'élément ou de montées de pression annulaire, la pression hydraulique de commande peut être augmentée à son tour pour assurer l'étanchéité. [8]



**Fig II, 14 : RCD ACTIVE**

#### **II-1-5-2-1 Unité de commande de RCD**

RCD actifs ont une unité de commande et un panneau de commande hydrauliques, qui commande la force se fermante sur le caoutchouc de décolleur. Le système d'accumulateur employé pour commander le RCD devrait être indépendant de l'unité du koomey de l'installation de BOP. [8]



**Fig II, 15 : UNITE DE COMMANDE DE RCD ACTIVE**

#### **II-1-5-3 ESD (Emergency Shut Down)**

C'est une vanne hydraulique, Elle est généralement située à la sortie entre les RCD et le manifold de duse.

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

- ✓ Un problème au niveau de manifold du duses de l'Underbalance ou au niveau de séparateur ;
- ✓ Détection d'une grande pression (plus grande que celle de travail de manifold et séparateur), vanne de secours ;
- ✓ Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres ;
- ✓ En cas de détection d'un gaz toxique (H<sub>2</sub>S) .[8]



ESD est caractérisé par :

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

Tab II, 4 : CARACTERISTIQUES DE ESD (EMERGENCY SCHUT DOWN)



Fig II,16 : Emergency schut Down ESD

#### II-1-5-4 Manifold de Dusses

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

L'autre manifold c'est le manifold de l'Underbalance qui est utilisé pour contrôler la pression de fond. C'est un manifold de série **5000Psi**, composé de :4

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

Le rôle du deux manifold est de donner une pression convenable pour le séparateur, par ce que le séparateur à une pression de travail il ne faut pas la dépasser, qui est égale à 700 Psi.[8]



Fig II, 17 : MANIFOLD DE DUSES

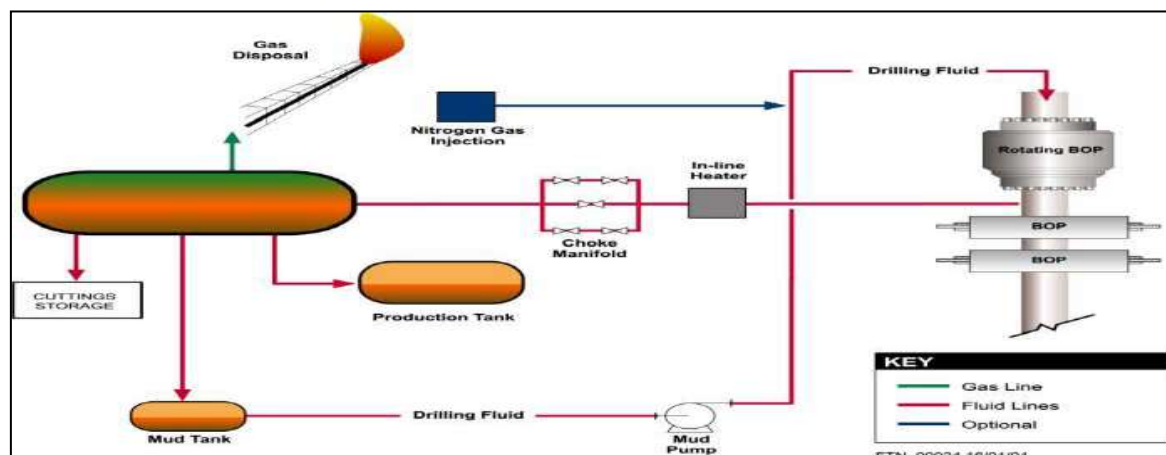


Fig II, 18 : EMPLACEMENT DE L'EQUIPEMENT DE L'UBD

## II-1-6 Equipements de séparation

### II-6-1 séparateur

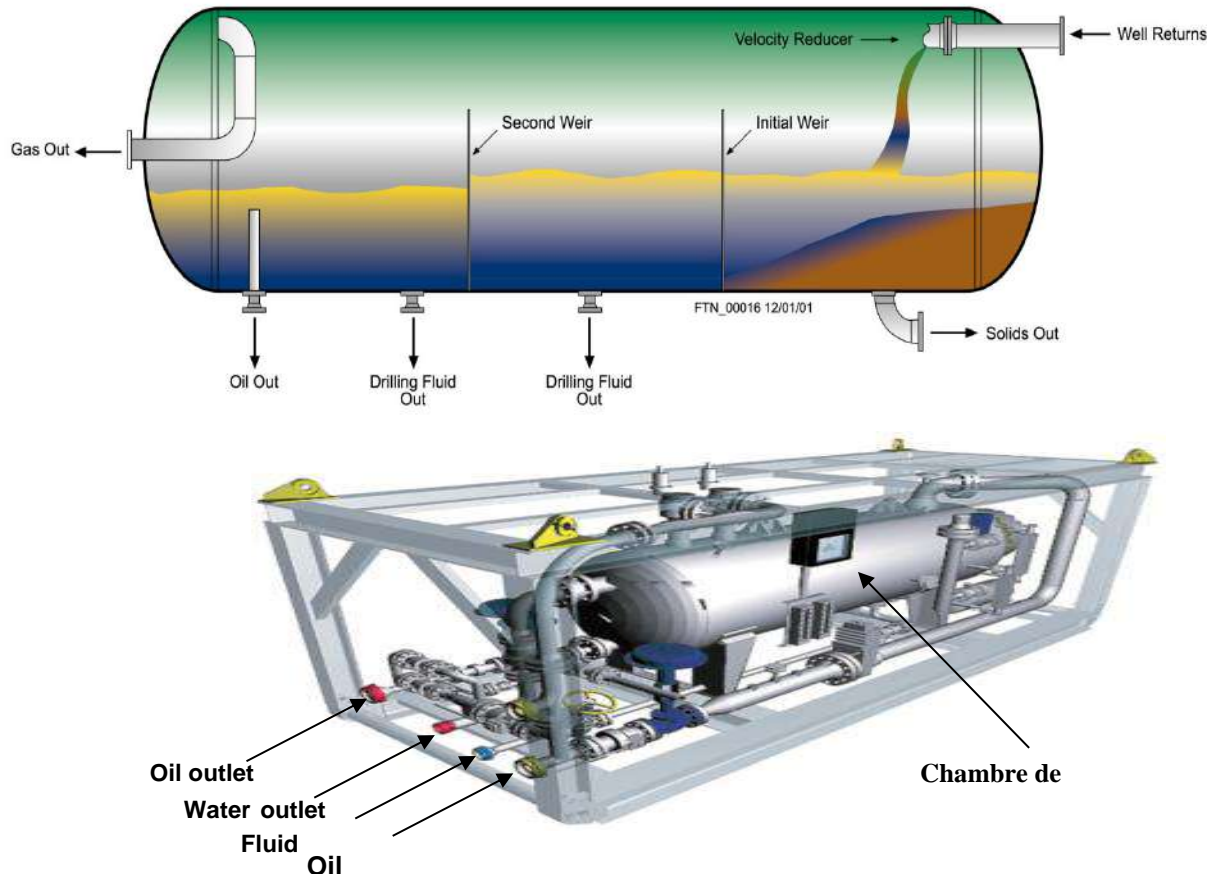
Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus du réservoir. Un séparateur pour un champ de gaz sec est différent d'un séparateur de champ d'huile lourde. Il doit être conçu de façon à séparer l'effluent du fluide de forage afin de pouvoir réutiliser ce dernier. Plusieurs approches dans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

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

L'approche retenue est en grande partie dépendante des fluides de réservoir attendus. La séparation dans le forage en Underbalance peut être conçue pour traiter **5** ou **6 phases** (fluide de forage, cuttings, gaz, huile, condensât et azote). Une attention particulière est requise pour le système de séparation, une fois que le type et les quantités d'effluent du réservoir ont été estimés. Le gaz sec est beaucoup plus simple à séparer qu'un brut lourd ou un condensât.[8]

Le système de séparation doit être adapté aux types de réservoir et cela exige un degré élevé de flexibilité et l'usage d'un système modulaire aide à obtenir cette flexibilité.

Il y a deux conceptions de base pour des séparateurs ; verticaux et horizontaux. Les séparateurs verticaux sont la conception optimale pour séparer le gaz du liquide. Les séparateurs horizontaux sont la conception optimum pour la séparation des liquides de diverses densités et les solides.[8]



**Fig II, 19 : SEPARATEUR HORIZONTALE**

### ***II-1-6-2 Bacs de Stockage***

C'est un bac utilisé pour stocker et mesurer avec précision les débits liquides, il se compose de :

- ✓ deux compartiments, un est vide pendant que l'autre est rempli ;
- ✓ des verres gradués indiquant visuellement les changements des niveaux du liquide, ces niveaux sont employés pour calculer le volume liquide.

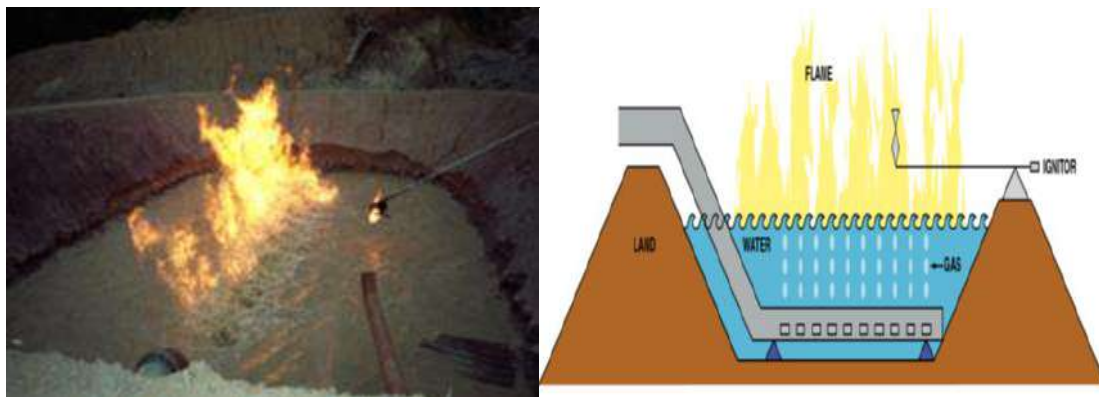


**Fig II, 20 : BAC DE STOCKAGE 500 BBL**

### **II-1-6-3 Ligne D'évacuation (la torche ou flare)**

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

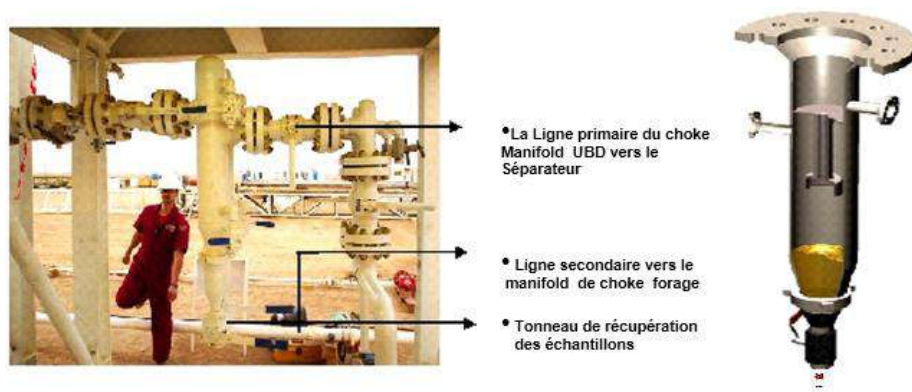
Le système de fusée doit avoir une source d'allumage continue ou automatique, et il doit avoir les moyens d'empêcher le retour en arrière parfois de la basse pression ou de la pression négative.[8]



**Fig II, 21 : LIGNE D'EVACUATION (LA TORCHE OU FLARE)**

### **II-1-7 Module d'échantillonnage Géologique**

Ce module se trouve en amont du séparateur. Il permet l'échantillonnage en continu des fluides et des déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela assure un suivi géologique des formations forées et permet de plus de contrôler l'état du nettoyage du trou.[8]



*Echantillonneur en UBD*

*Composition du l'échantillonneur*

**Fig II, 22 : ECHANTILLONNAGE GEOLOGIQUE EN UBD**

### II-1-8 Data Header

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



**Fig II, 23: DATA HEADER**

### II-1-9 Equipement de fond

#### II-1-9-1 Vannes anti-retour

Pour des raisons de well control, dans l'opération en Underbalance, on ajoute deux vannes anti retour (non-ported float valve) juste au-dessus de l'outil de type Spring loaded plunger, dans le but d'éviter le retour par l'intérieure et le bouchage de l'outil.

Aussi, au-dessus de la BHA et/ou à chaque 400 m en trouve une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper, dans le but de conservé le gaz injecté pendant les purges, d'où la réduction des temps de manœuvres. [8]



**Fig II, 25 : VANNESS ANTI-RETOUR**

### II-1-10 Sélection de fluide de forage

Le fluide de forage joue un rôle essentiel dans le forage que ce soit en overbalance ou en underbalance, des études et des recherches sont faites pour améliorer les fluides de forage.

Chaque roche a des caractéristiques physiques qui exige le type de fluide à utiliser.

Exemple : le forage d'une roche dure (cas du réservoir de Hassi-Messaoud) en UBD utilise le brut et le nitrogène mais par exemple le type mousse ne sera pas efficace. Donc chaque fluide a des caractéristiques chimique et mécanique qui sont convenable pour certaines roches.

Un fluide de forage mal conçu peut également augmenter le coût de forage par création de problème de corrosion et de risques d'incendies.

L'utilisation de l'underbalance exige des fluides de forage spéciaux, car les conditions de l'underbalance ne peuvent être réalisées sauf par ces fluides.

Les fluides de forages utilisés en underbalance doivent présenter les points suivants :

- ✓ Compatibilité avec le fluide réservoir ;
- ✓ Nettoyage du fond du puits ;
- ✓ Transmissions des données ;
- ✓ Contrôle des pressions ;
- ✓ Corrosion ;

Enfin, le choix du fluide de forage doit prendre en considération le prix de revient la sécurité et le degré de pollution et de contamination de l'environnement.

Dans l'underbalance il y a de nombreux fluides qui sont utilisées :

- ✓ Brut gazéifier ;
- ✓ Brut + azote ;
- ✓ Gaz ou air ;
- ✓ Mousse (foam) et brouillard (mist).[5]

### ***II-1-10-1 Azote cryogénique***

Azote liquide passe est par des convertisseurs avant introduire dans les puits et de vient gaz et injecté avec une température de  $-263^{\circ}\text{C}$ , azote perme la possibilité du corrosion il contient moins de 5%  $\text{O}_2$  dans le chantier et stocker dans les bacs de stockage.[5]

### ***II-1-10-2 Fluides incompressibles***

Ce type de fluide est utilisé dans les formations a une pression normale c-à-dire la pression de gisement haute est suffisamment pour maintenue les conditions de UBD.[5]

### ***II-1-10-3 Fluides bi phasique***

C'est un fluide contient une phase liquide est une phase gaziez (Azote, air) pour avoir les condition de UBD (pour alléger la colonne hydrostatique) il jouer le role de lubrification et le nettoyage de l'outil de forage.[5]

### ***II-1-10-4 Fluide gazéifié***

Les fluides gazéifié sont des fluides de forage résultant d'une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue, la phase gazeuse est soit du gaz naturel, soit de l'air ou l'azote, les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents moussants (surfactants).

Les avantages des liquides gazéifiés sont à moindre coût, meilleurs nettoyage du fond, la possibilité de réutiliser le liquide de meilleure propriétés environnementales et leur simplicité d'injection.[5]

### ***II-1-10-5 Fluides moussent (Foam)***

Dans ce type d'opération, le principe est le même que celui des fluides aérés/gazéifiés, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants qui assurent la génération de la mousse et sa stabilité est nécessaire. dans ce type de fluides la phase continue est la phase liquide.

Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. L'agent tensioactif lie le gaz dans la surfacture du liquide, comme le gaz est lié dans le liquide, le gaz et le liquide se déplacent ensemble augmentant ainsi la vitesse du liquide. En raison de sa structure, (capacité de charges de solides énormes), la mousse à de meilleures caractéristiques de nettoyage de trou qu'une boue conventionnelle.[5]

### ***II-1-10-6 Fluides utilisant le mist (brume)***

Cette opération a le même principe que le système à mousse, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants est exclue, la phase continue dans le système est la phase gazeuse. Le liquide dans ce système est suspendu dans le milieu sous forme de gouttelettes.

Les avantages principaux d'un système de brume est sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant. Le désavantage du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une BHP voulue.[5]

### **II-1-11 Techniques d'injections utilisées en underbalance**

En générale la sélection de la technique d'injection dépend de système de fluide utilisé, comme on a déjà vu, il y a plusieurs systèmes de fluides pour forer en underbalance (fluide gazéifiant, mousse, mist, air/gaz), donc on peut regrouper les techniques d'injections en deux groupes :

- Technique d'injection par l'intérieur des tiges (technique conventionnelle) ;
- Technique d'injection par l'espace annulaire ;

#### ***II-1-11-1 Technique d'injection par l'intérieur des tiges***

La technique d'injection par l'intérieur des tiges est une méthode conventionnelle, qui est utilisée en underbalance, dans cette technique on travaille avec un système bi-phasique c'est à dire que le gaz et le liquide se mélangent en surface, le mélange va s'injecter à l'intérieur des tiges.

La technique d'injection par l'intérieur des tiges est utilisée aussi pour les utilisations de la mousse (Foam) et le mist (brume).

Cette technique d'injection présente des avantages et des inconvénients par rapport à l'autre méthode.

a)- Avantages :

- ✓ Elle permet un bon nettoyage du trou et des vitesses de jet à l'outil plus élevées ;
- ✓ Elle ne requiert pas l'utilisation d'un équipement supplémentaire ;
- ✓ C'est une méthode non coûteuse par rapport à l'autre méthode ;
- ✓ Dans cette méthode le fluide de forage présente un meilleur lubrifiant pour l'outil ;

b)- Inconvénients :

- ✓ Difficile de contrôler la pression de fond et la maintenir constante en appliquant cette technique ;
- ✓ Cette technique prend du temps pour maître le puits en balance ;
- ✓ Impossibilité d'utiliser la MWD conventionnelle pour contrôler les données du puits, car le fluide gazéifiant est un fluide compressible, donc il tend à amortir les pulsations de MWD, et cela sa dépend de pourcentage du gaz dans le liquide, pour les rapports de gaz au-dessus de 20 à 28% le signal sera totalement perdu.



- On peut éliminer ce problème avec l'utilisation d'une MWD électromagnétique, qui envoi le signal à travers la formation, mais ce dernier est très coûteux ;
- ✓ Quand le gaz traversera la BHA, il affectera la puissance développée par le moteur du fond, donc cette technique nécessite des moteurs de fond spéciaux ;
  - ✓ Impossibilité de continuer la gazéification si le Draw Down augmente au de la d'un certain seuil ; [5]

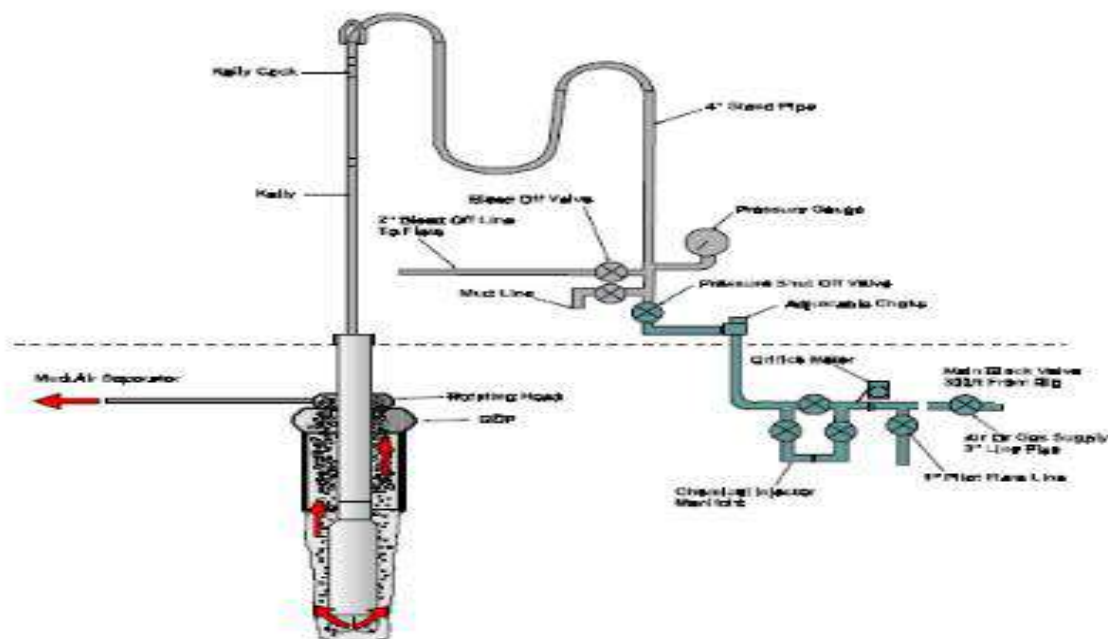
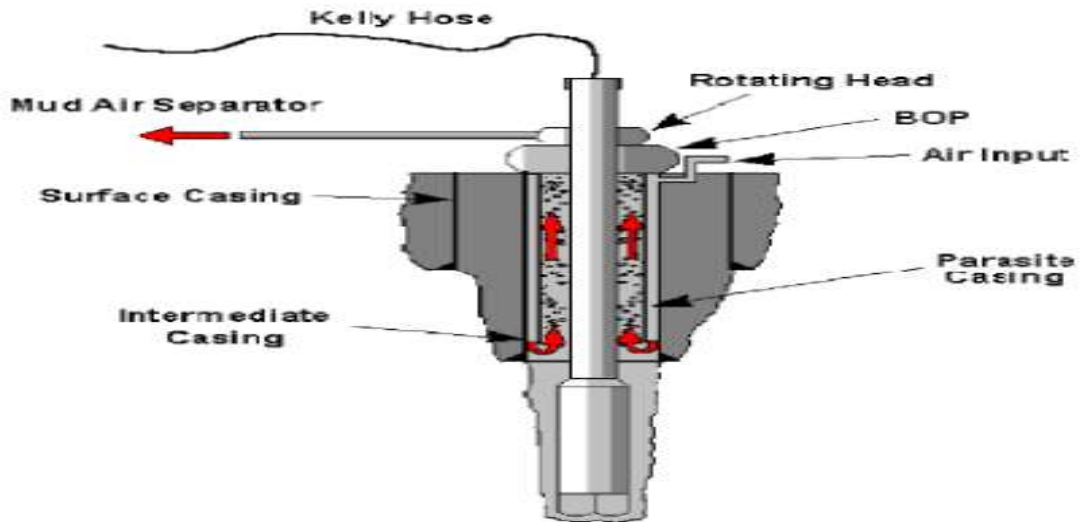


Fig II, 26 : INJECTION A L'INTERIEURE DES TIGES

### II-1-11-2 Technique d'injection par l'espace annulaire

Dans ce procédé l'injection de gaz et de brut est séparée, dont l'injection de brut est toujours à l'intérieur des tiges mais l'injection de la phase gazeuse diffère d'une méthode à une autre dont le but est toujours l'allègement de la pression hydrostatique.

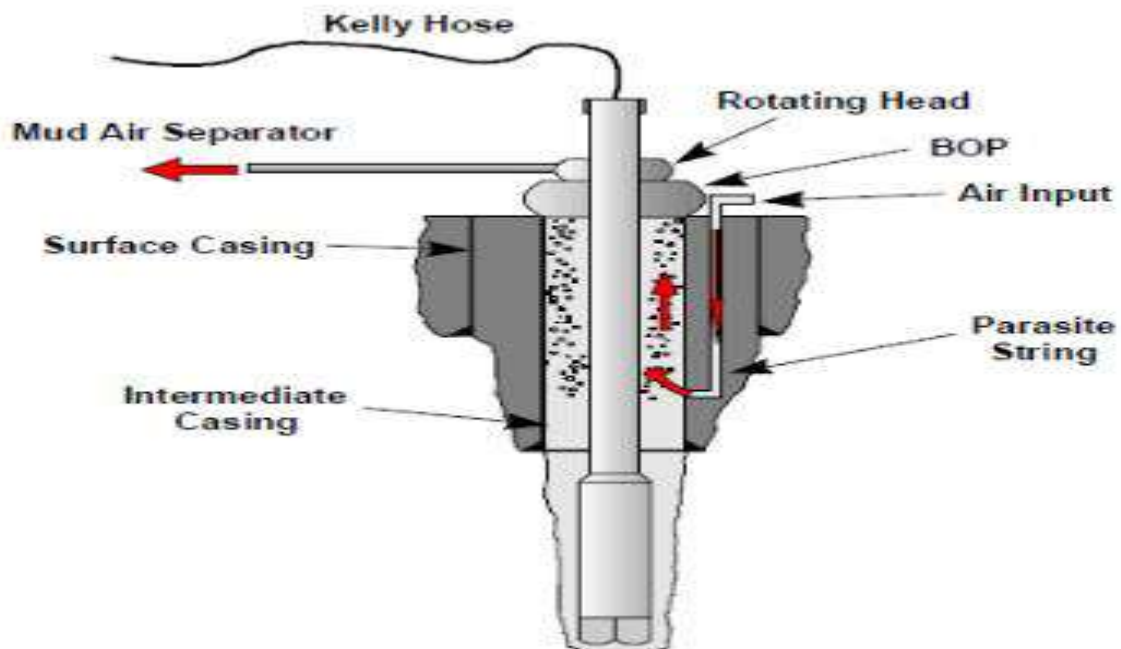
Le mélange brut-azote formé à l'intérieur du puits et précisément dans l'espace annulaire est retourné en surface sous la forme d'un fluide gazéifié. Le taux de retour du fluide ainsi que sa densité sont toujours contrôlés par un calculateur, ce dernier doit toujours maintenir un taux de pompage d'azote fixe, ce qui réduira et maintiendra la pression hydrostatique dans la colonne verticale.[5]



**Fig II, 27 : INJECTION PAR L'ESPACE ANNULAIRE**

**II-1-11-3 Technique d'injection parasite (parasite string)**

Cette technique consiste à l'utilisation d'un tubing de petit diamètre descendu avec le tubage, le gaz est injecté par le tubing et le liquide à travers les tiges. Cette technique est utilisée uniquement dans les sections intéressées par le lifting c'est à dire dans les sections verticales du puits, dans les parties déviées le tubing parasite présente certains inconvénients d'utilisation liés à des considérations mécaniques.[5]



**Fig II, 28 : INJECTION PARASITE (PARASITE STRING)**

## **II-2 BASE THEORIQUE SUR L'ENDOMMAGEMENT DU RESERVOIR**

### **II-2-1 Introduction**

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Dans ce chapitre, on analysera en premier lieu d'endommagement du a l'opération de forage à Hassi Messaoud, puis on expliquera les manières de leur détection, les différents types de skin et l'expression de l'endommagement.[9]

### **II-2-2 Signification de l'endommagement**

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir.

### **II-2-3 L'endommagement aux abords de puits**

#### ***II-2-3-1 Cake externe***

Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.[9]

#### ***II-2-3-2 Cake interne***

Le cake interne est 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.[9]

#### ***II-2-3-3 La zone envahie***

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 :

- ✓ Changement de mouillabilité ;
- ✓ Formation d'émulsions ;
- ✓ Gonflement et /ou délitage des argiles ;
  
- ✓ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.[9]

## II-2-4 L'endommagement le plus fréquent a Hassi Messaoud

### II-2-4-1 Endommagement dû aux opérations de forage

La présence de certains produits dans la boue de forage peut provoquer la formation des émulsions. Vu la pression hydrostatique, le filtrat de boue a tendance de pénétrer dans le réservoir et les particules solides se déposent sur la paroi du puits sous forme de cake.

### II-2-4-2 Solides contenus dans le fluide de forage

L'invasion de la formation peut être représenté schématiquement par plusieurs zones s'éloignant de l'axe de puits comme illustré dans la Figure II, 29

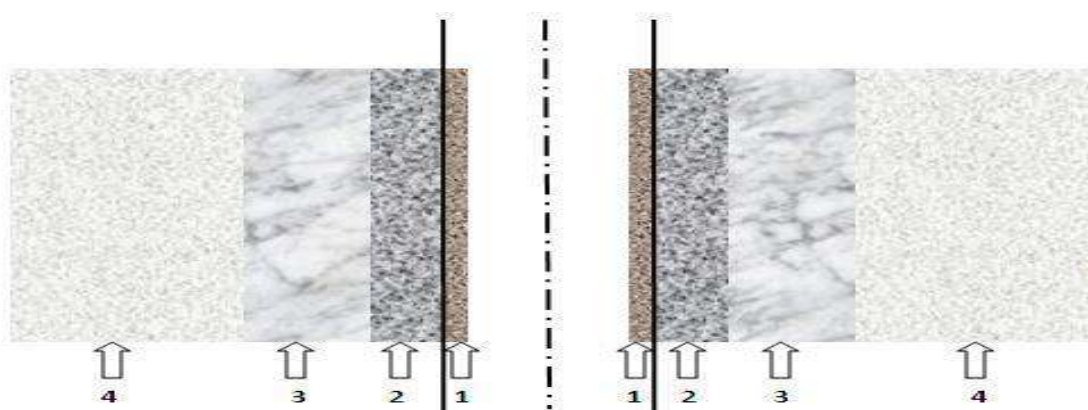


Fig II, 29 : LOCALISATION DES ENDOMMAGEMENTS

- ✓ 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.

### II-2-4-3 Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue)

Cet endommagement est représenté par la zone 3 de la Fig. II.1, sa profondeur variable, peut atteindre jusqu'à plusieurs mètres dans les cas d'invasion profonde.[10]

### II-2-4-4 L'endommagement par la boue :

- ✓ Un effet physique des particules de la boue qui remplissent la porosité matricielle, réduise la perméabilité.
- ✓ Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche.[10]

## II-2-5 Notion sur le SKIN (coefficient d'endommagement)

### II-2-5-1 Définition

Le skin « **S** » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension - déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{\text{skin}}$ ) localisée aux abords du puits.

- ✓ **S** > 0 si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)
- ✓ **S** < 0 si la couche près du puits est améliorée.[9]

### II-2-5-2 Endommagement global

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$\mathbf{S} = \mathbf{S}_e + \mathbf{S}_p + \mathbf{S}_c$$

**S<sub>e</sub>** : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice) ;

**S<sub>p</sub>** : la perte de charge due aux perforations ;

**S<sub>c</sub>** : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle.[9]

### II-2-5-3 Effet de skin sur la perméabilité

Le rayon **r<sub>e</sub>** et la perméabilité **K<sub>e</sub>** de la zone endommagée sont reliés au SKIN par l'expression du HAWKINS :

$$S = \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln(rs/rw)$$

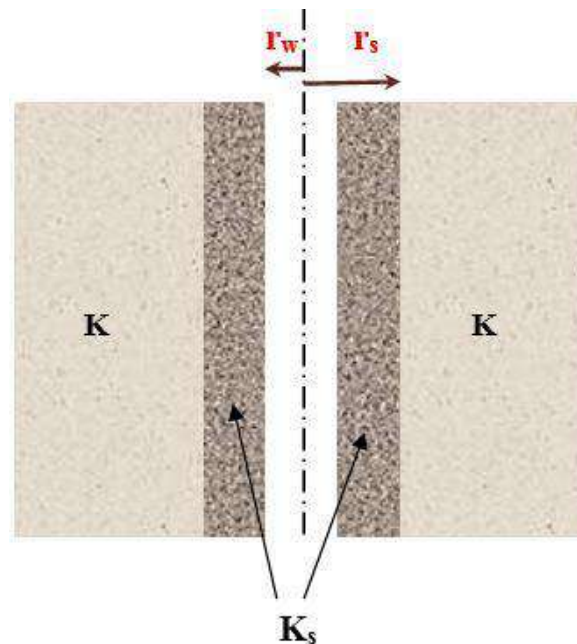
**S** : skin ;

**K** : perméabilité du réservoir (zone non endommagée) ;

**K<sub>s</sub>** : perméabilité de la zone endommagée

**r<sub>s</sub>** : rayon de la zone endommagée ;

**r<sub>w</sub>** : rayon du puits.



**Fig II, 30 : L'INFLUENCE DE SKIN SUR LA PERMEABILITE**

On voit que si :

- ✓  $S > 0$  : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- ✓  $S < 0$  : La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation) ;
- ✓  $S = 0$  :  $K = K_s$  (pas d'endommagement). [9]

#### **II-2-5-4 Effet de skin sur la productivité**

La connaissance de l'**IPR** (Inflow Performance Relationship) et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile l'équation d'**IPR** s'écrit : [9]

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu \beta \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Où :

- q** : débit d'huile conditions de fond (bbl/day) ;
- K** : perméabilité (md) ;
- h** : hauteur du réservoir (ft) ;
- $\mu$**  : viscosité d'huile (cp) ;
- $P_{wf}$**  : pression de fond dynamique (psi)
- $r_w$**  : rayon du puits (ft) ;
- S** : skin total (sans dimension) ;
- $\beta$**  : facteur volumétrique de fond
- re** : rayon de drainage
- $P_G$**  : pression de gisement (psi)

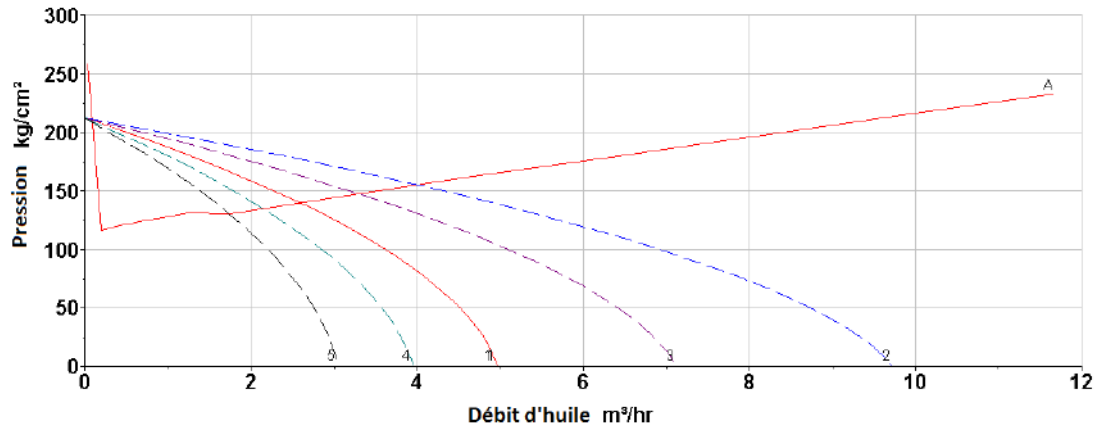


Fig II, 31 : INFLUENCE DU SKIN SUR LA PRODUCTIVITE

## II-2-6 Expression de l'endommagement

### II-2-6-1 Puits idéal

On définira un puits idéal comme un puits de rayon  $a$ , ouvert sur toute la hauteur  $h$  de la couche dont la perméabilité  $K$  n'a pas été altérée.

Si après un temps  $T$  de production à un débit constant  $Q_F$  on ferme le puits, l'évolution de la pression au fond du puits  $P_{WF}(t)$ , à l'instant  $(T+\Delta t)$  pourra s'écrire comme suit :[9]

$$P_{WF}(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \ln \left( \frac{T + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

La représentation graphique en coordonnées semi-logarithmiques de la variation de pression est une droite dont la pente permet de calculer la transmissivité du réservoir.

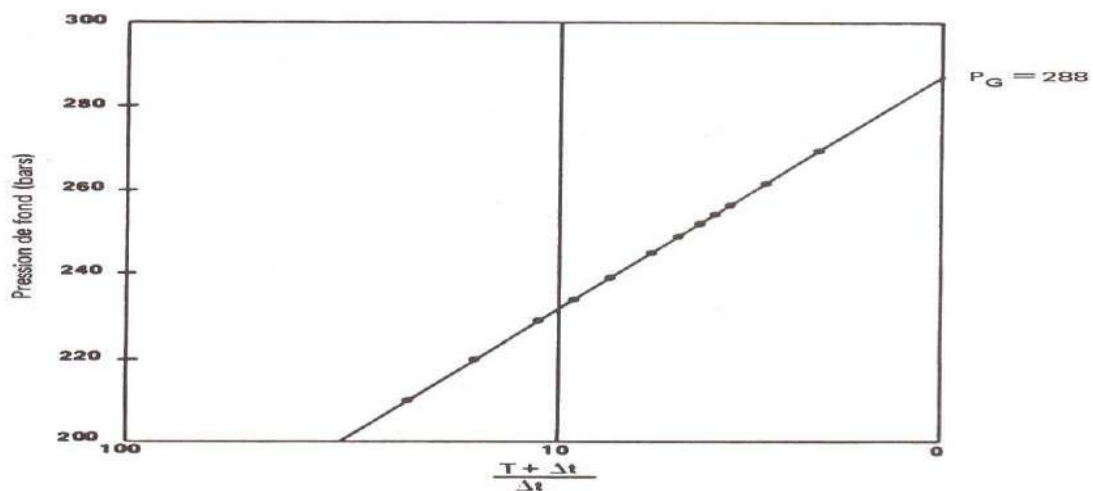
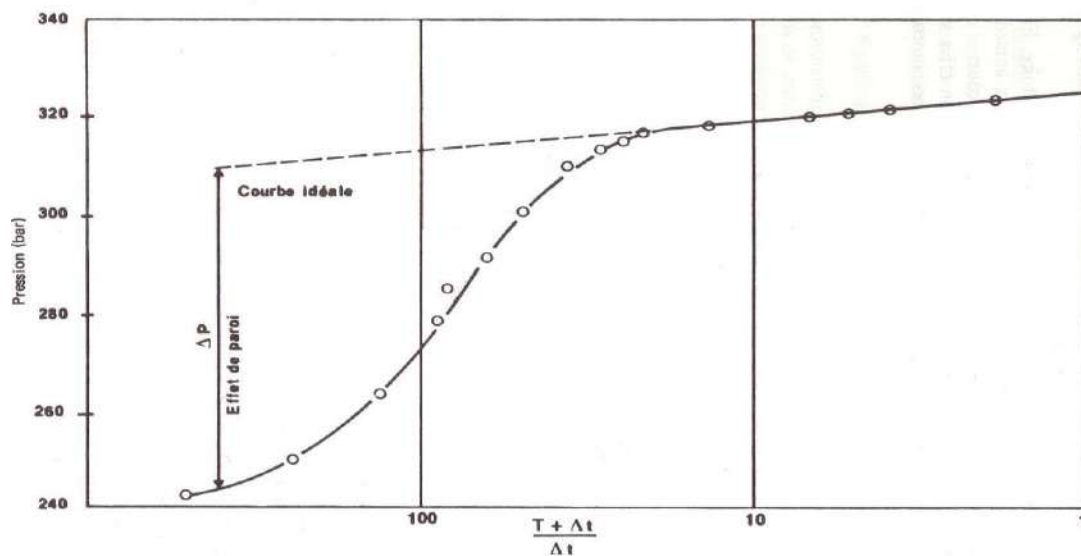


Fig II, 32 : EVOLUTION DE LA PRESSION DE FOND APRES FERMETURE DU Puits (CAS DU Puits IDEAL)

### II-2-6-2 Puits endommagé

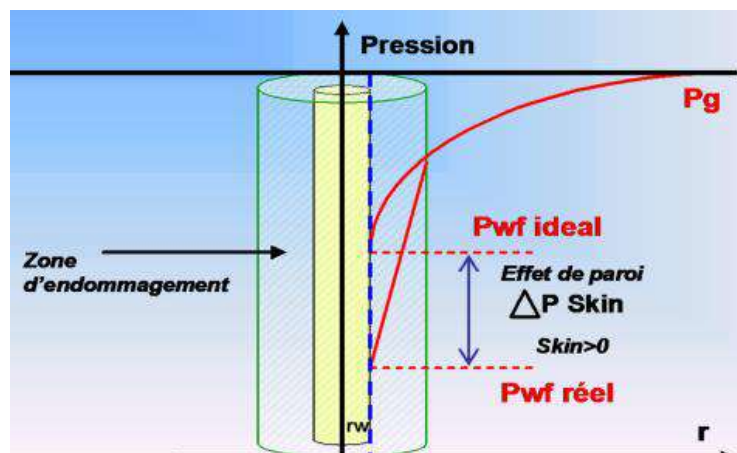
Dans le cas d'un puits endommagé la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir, elle est affectée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits (de 3 à 5 ft), à savoir que la perméabilité aux abords du puits  $K_s$  devient différente de la perméabilité lointaine  $K$ .

En conséquence toute diminution de perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge additionnelle " $\Delta P_s$ " aux abords du puits dû à l'effet pariétal (effet de skin). [9]



**Fig II, 33 : EVOLUTION DE LA PRESSION DE FOND APRES FERMETURE DU PUITS (CAS DU PUITS ENDOMMAGE)**

Dans la pratique, la courbe d'évolution de pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puits idéal. La figure ci-dessous montre la chute de pression due à l'endommagement.



**Fig II, 34 : PRESENTATION DE LA CHUTE DE PRESSION DUE A L'ENDOMMAGEMENT**



### II-2-6-3 Expression de l'endommagement

Une des expressions de l'endommagement peut être le rapport :  $IP_{\text{comlaté}}/IP_{\text{théorique}}$   
 La perte de charge due à l'effet de skin est la différence entre la  $p_{wf \text{ idéal}}$  et la  $p_{wf \text{ réelle}}$  :

$$\Delta P_{\text{skin}} = P_{wf \text{ idéal}} - P_{wf \text{ réel}}$$

Cette perte de charge est calculée par l'équation suivante :

$$\Delta P_{\text{skin}} = S \left( \frac{a q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right)$$

Avec : a est un constant dépend des unités utilisés :

$$a = 1/2 \Pi \quad (\text{en unités SI})$$

$$a = 141,2 \quad (\text{en unités pratiques US})$$

$$a = 18,66 \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

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

$$P_{wF}(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left[ \ln \left( \frac{Kh}{\phi \mu C r_w^2} \right) + 0,80907 + 2S \right]$$

On peut calculer l'effet de paroi (le skin) et la perte de charge à partir des résultats des tests de remontée de pression (Build-up), qui nous donne l'évolution de la pression du fond en fonction du temps pendant la fermeture du puits.[9]

## II-2-7 Les essais des puits

### II-2-7-1- But et principe des essais des puits (Well Test)

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une diminution de la production des réservoirs existe. On sait toutefois que le skin total «S» englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe.

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge en condition de fond qui peut différer notablement des mesures faites en surface, index de productivité et rendement de l'écoulement.[11]

D'une Façon générale, le but d'un test de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et sur le réservoir, à savoir :

- ✓ Perméabilité du réservoir,
- ✓ Degré d'endommagement du puits (Skin),
- ✓ La pression du réservoir  $P_r$ ,
- ✓ Les limites du réservoir,
- ✓ Le type du réservoir,
- ✓ Caractérisation d'une fracturation,
- ✓ Evaluer les communications entre les puits ...etc.[11]

### II-2-7-2- Principe

Le principe de base de l'essai de puits est de provoquer une perturbation (Série de fermetures et/ou ouvertures avec variation de débit) dans le système «réservoir +puits », puis l'enregistrement de la réponse transitoire de la pression.

C'est l'interprétation de ces enregistrements qui fait l'identification du système de la manière ci dessous :

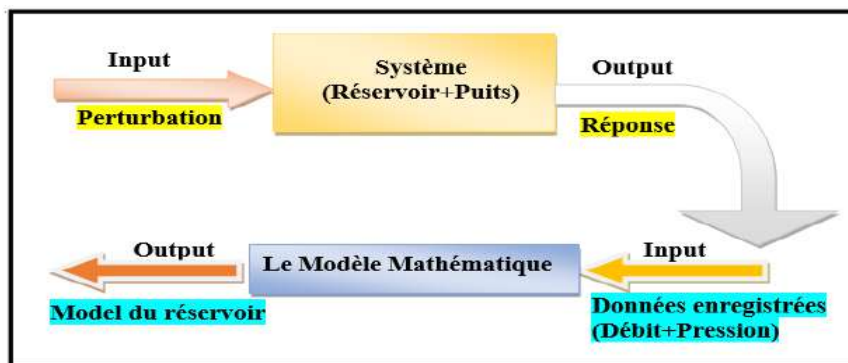


Fig II, 35 : SCHEMA DU PRINCIPE DU WELL TEST

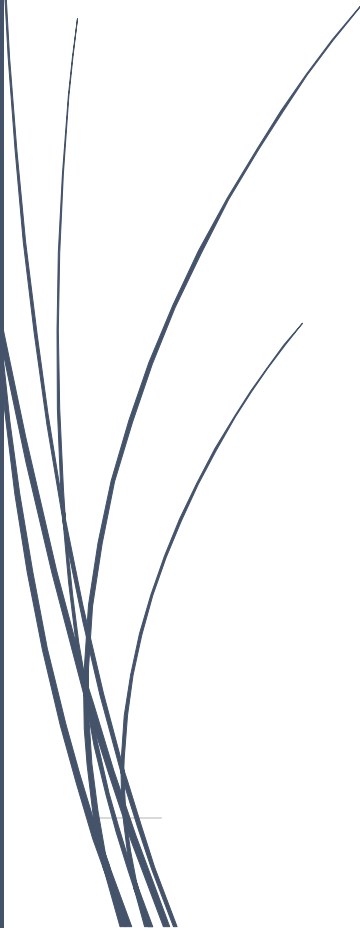
### II-2-7-3 L'interprétation des résultats des essais des puits

L'interprétation des essais de puits a marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont subi une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbes types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi lesquels l'environnement *Ecrin* qui est la version développée par *KAPPA Engineering*, notamment le logiciel *SAPHIR* qui permet de faire des analyses sur les essais de puits.[11]



## Chapitre III

# ANALYSE DES DONNES DE WELL TEST



## III-1 INTRODUCTION

La connaissance des paramètres du réservoir permet de faire des prévisions de la production et de prendre des décisions concernant la complétion et la gestion du réservoir en général. C'est pour cette raison que l'interprétation des essais de puits a marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont subi une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbes types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi lesquels l'environnement *Ecrin* qui est la version développée par *KAPPA Engineering*, notamment le logiciel *SAPHIR* qui permet de faire des analyses sur les essais de puits.

Notre travail est une comparaison de l'endommagement de la zone productrice (selon le facteur *SKIN*) entre un forage en over balance et un forage en Under balance à travers les résultats des essais de puits (DST) effectués dans la phase de production, on a choisi deux puits qui ont été forés dans le champ de Hassi Messaoud par l'appareil de forage ENAFOR-47 pour la comparaison, le puits MDZ-670 forait en OBD et le puits MDZ-674 BIS forait en UBD.

La sélection des puits est basée principalement sur deux critères :

- ✓ La disponibilité des données ;
- ✓ La disposition géographique des puits.

## III-2 Le Logiciel Kappa Saphir

### III-2-1 Présentation

Saphir est un outil d'interprétation de WELLTEST 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 a une gamme complète de différentes fonctionnalités.

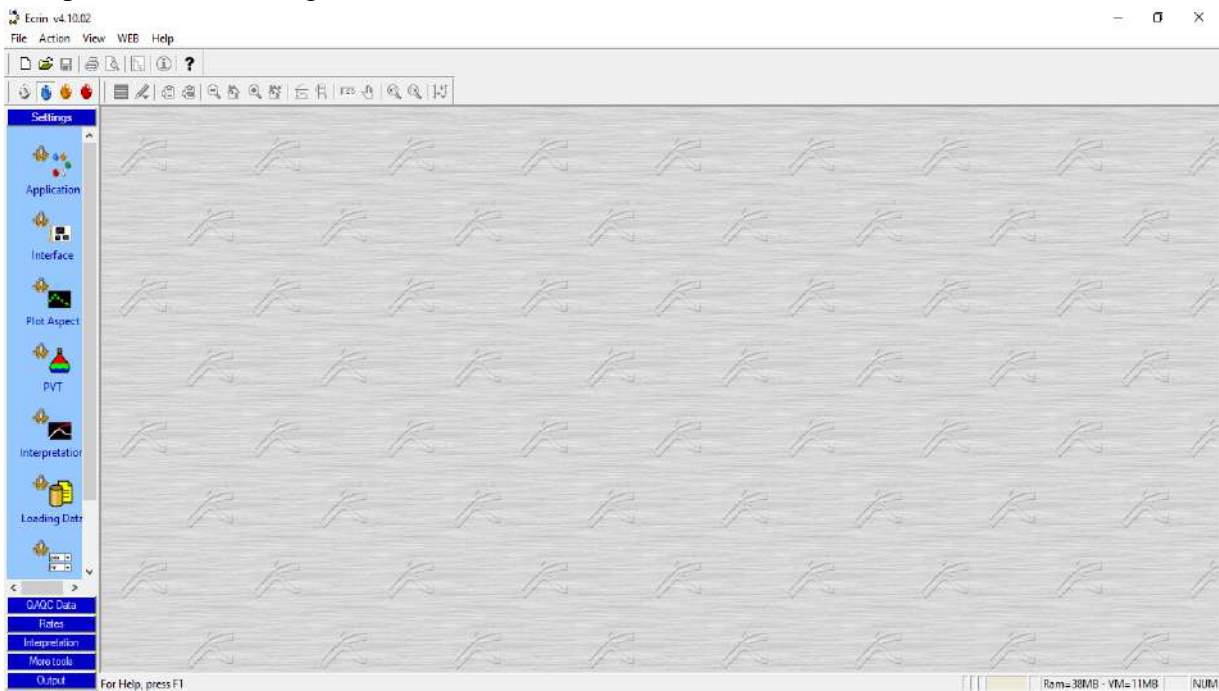
D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression, un module du contrôle de qualité permet de contrôler les mesures des différentes jauges utilisées lors des tests de puits.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire nous permet d'identifier les modèles de réservoir et de tirer les différents résultats de l'analyse, notamment les paramètres de fonctionnement des puits.

La version 4.02 a connue l'introduction d'une nouvelle méthode qui est la déconvolution dont on s'intéresse principalement dans ce mémoire. Dans notre travail on va utiliser la version 4.10.02 de Saphir.[11]

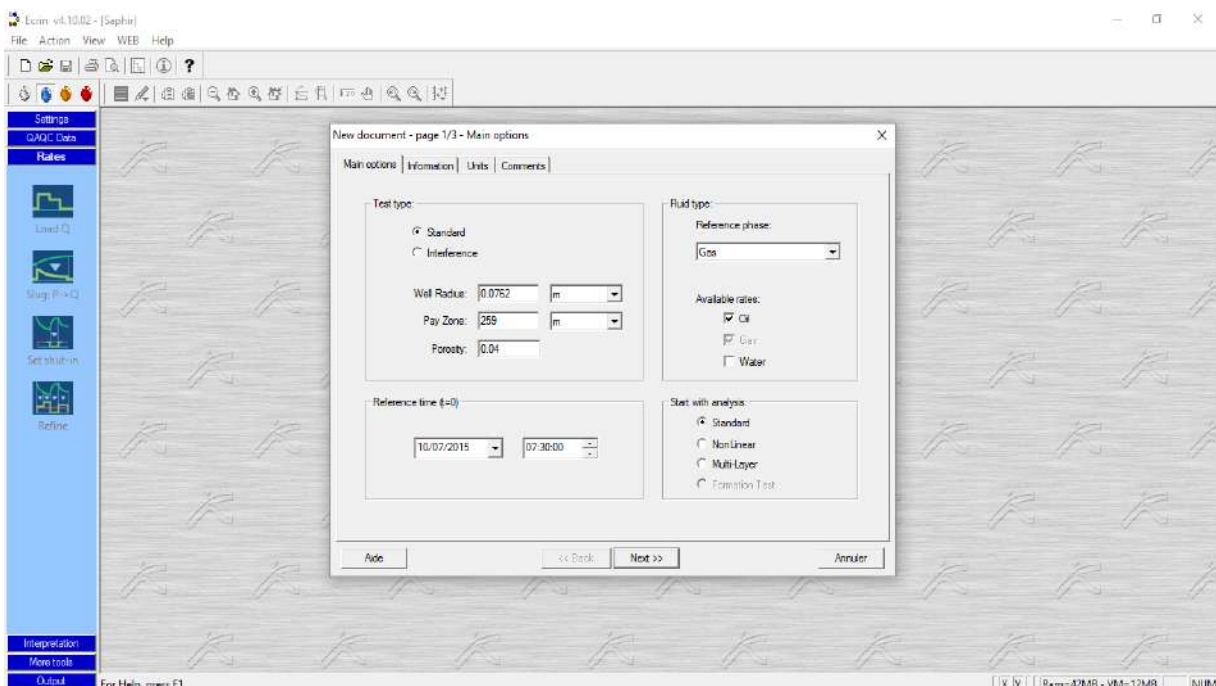
### III-2-2 Description et utilisation

Lorsqu'on lance le logiciel Saphir en cliquant sur son icône, il apparaît l'interface représenté dans la figure III-1 :



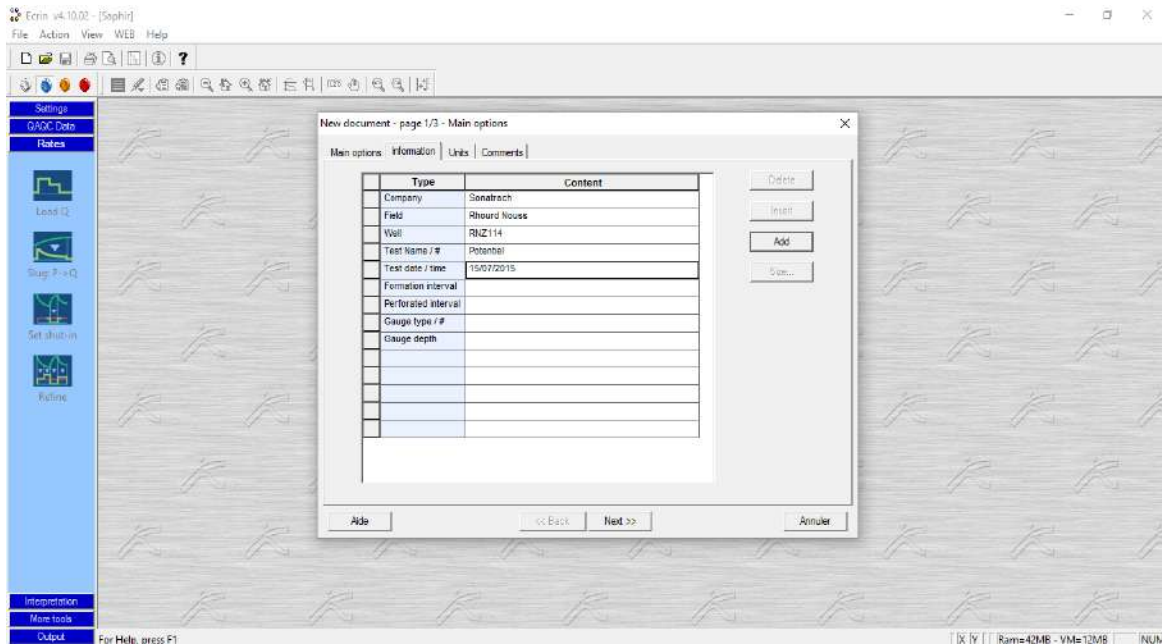
**Fig III, 1 : INTERFACE DU LOGICIEL KAPPA SAPHIR 4.10.02**

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



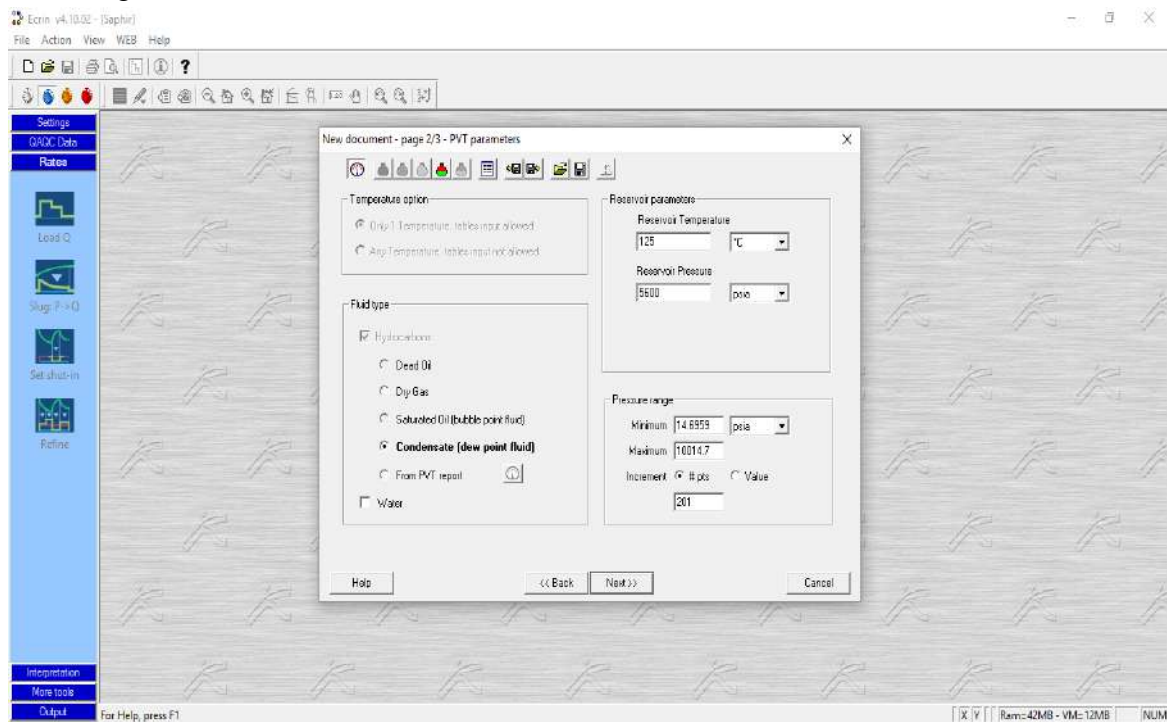
**Fig III, 2 : INTRODUCTION DES DONNEES NECESSAIRES POUR UN NOUVEAU PUIT**

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 III-3 :



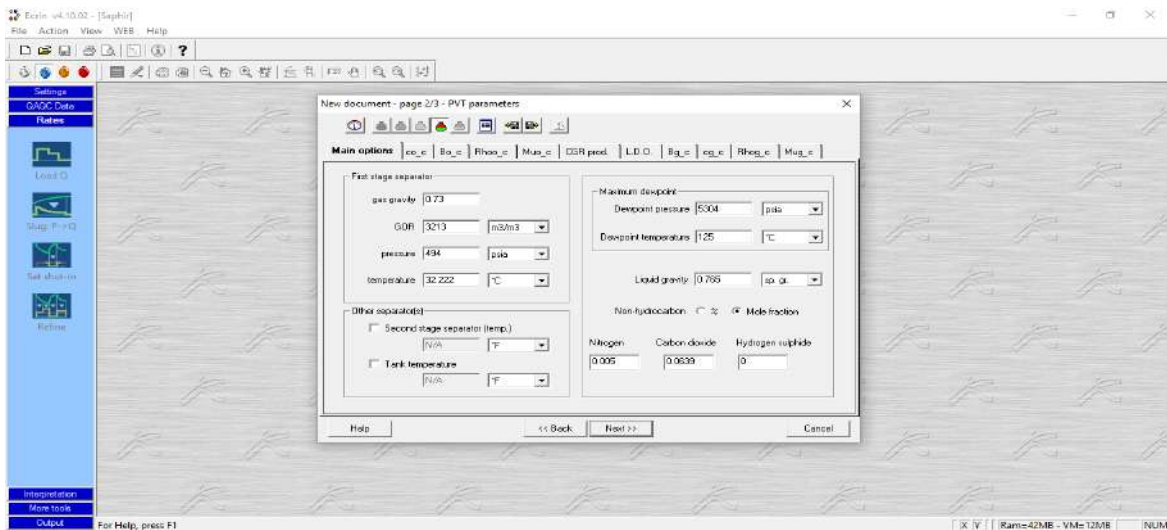
**Figure III, 3 : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits**

Maintenant, nous devons introduire les données liées à la formation (réservoir) en étude, figure III, 4 :



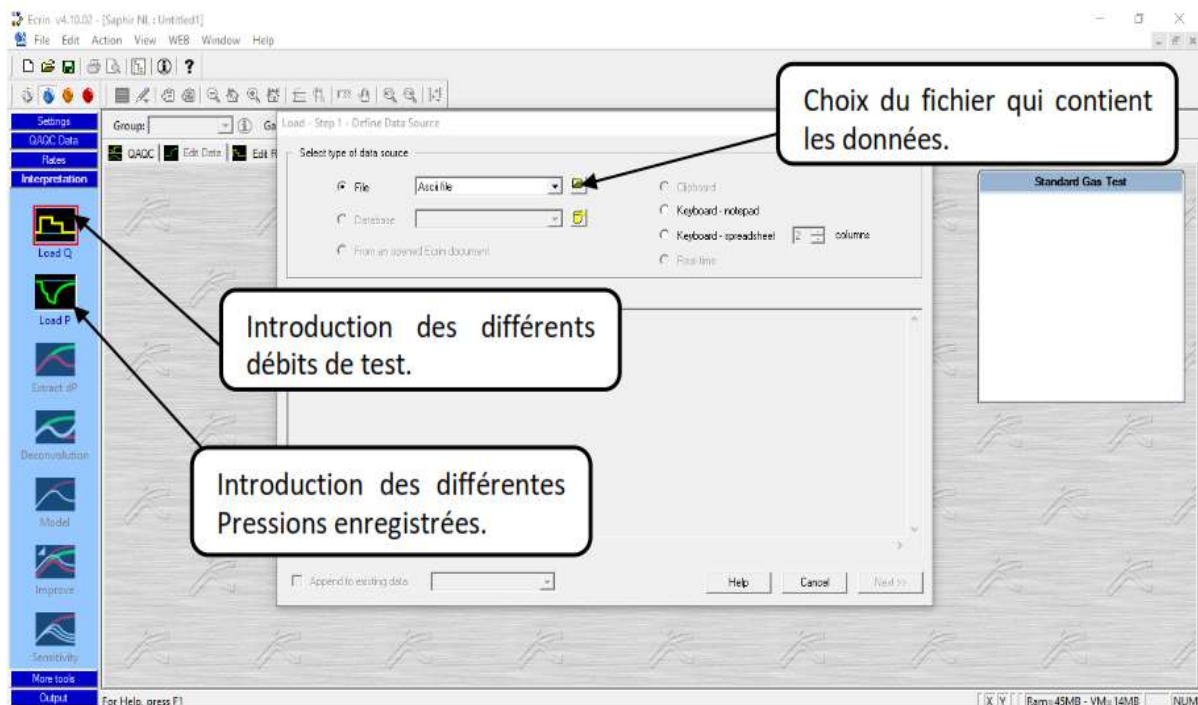
**Fig III, 4 : INTRODUCTION DES CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR**

Après cette étape, il est recommandé de définir la nature de l'effluent en jeu (gaz, huile, gaz à condensat...) ainsi qu'indiquer leur caractéristiques PVT en cliquant sur la fiole colorée dans la figure III-15 :



**Fig III, 5 : CHOIX DE LA NATURE DE L'EFFLUENT ET LA DEFINITION DE LEURS DONNEES PVT**

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 III-6 :



**Fig III, 6 : INTRODUCTION DES ENREGISTREMENTS DE DEBIT ET DE LA PPRESSION**

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 III, 7 :

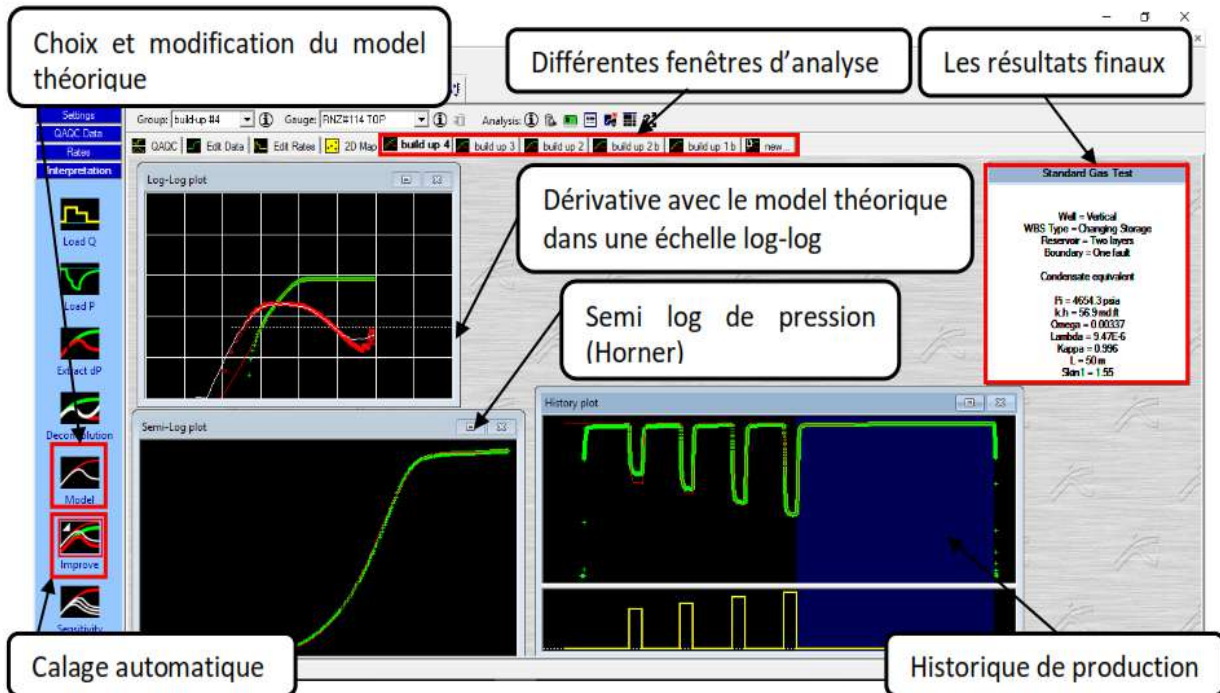
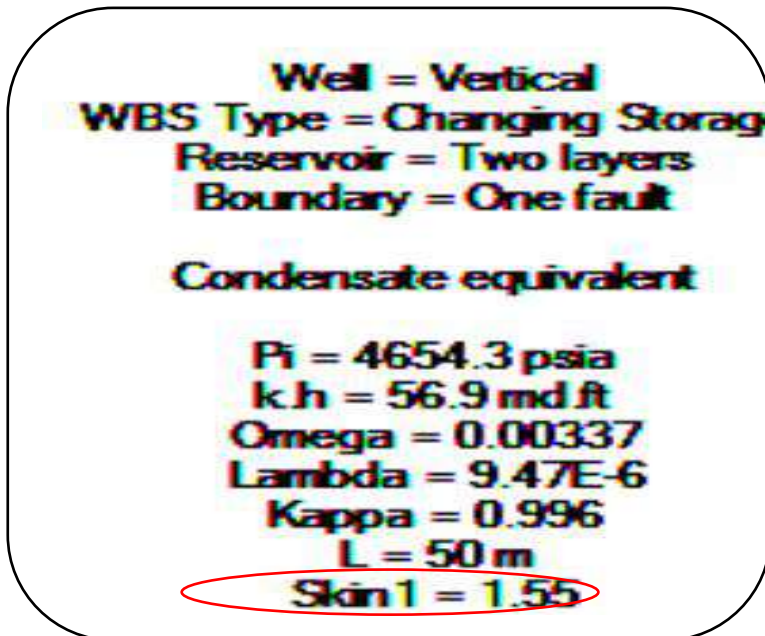


Fig III, 7 : COURBES LOG-LOG ET SEMI-LOG DU MODELE ET SON CALAGE



A partir les résultats finaux ont obtenu le skin le facteur d'endommagement de la zone productrice



### III-3 DESCRIPTION DES DEUX PUITTS

#### III-3-1 Le MDZ-670

##### III-3-1-1 Description

MDZ-670 est un puits de production avec une partie horizontale situé dans le bloc MD dans le champ de Hassi.Messaoud MDZ-670 est un puits producteur d'huile était foré en over balance (OBD) à une profondeur de 3476 m/ 4209 m (TVD)/(MD) dans le réservoir du Cambrien.

Le puits était réalisé en juin 2015.[12]

Well Name		MDZ670
Field	HASSI MESSAOUD	
Well Classification	<b>Development</b>	
Operator	<b>SONATRACH</b>	
Drilling Contractor	<b>ENAFOR</b>	
Drilling Rig	<b>ENF47</b>	
Surface Location	LSA	X = 835654.51 m, Y = 125452.49 m
	Latitude	N 31° 40' 24.37"
	Longitude	E 06° 14' 19.40"
	UTM Zone 31	X = 807077.85 m Y = 3508531.51 m
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31 on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	146.77 m above Mean Sea Level (MSL)
	Rotary Table Elevation	9.14 m above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	155.90 m above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	TVD / TMD	3476 m/ 4209 m

Tab III, 1 : LOCALISATION DU PUITTS

##### III-3-1-2 Phase de réservoir

La phase était forée avec une boue à base d'huile OBM de densité de 0.88 sg. L'opération se déroule comme suit :

- Forer le drain horizontal dans le Cambrien D1/R2ab jusqu'à la cote finale de 3476m TVD/ 4209m TD.
- Effectuer les tests de logging.
- Effectuer les essais de puits (DST) à la profondeur finale du puits.
- Préparer la complétion selon les résultats de DST.[12]

### III-3-2 MDZ-674 BIS

#### III-3-2-1 Description

MDZ-674 BIS est un puits foré en Under balance (UBD) dans le bloc MD dans le champ du Hassi Messaoud pour remplacer le puits MDZ-674 (32m vers l'ouest) qui a été abandonné à cause de l'effondrement de sa plateforme.[13]

MDZ-674 BIS est un puits producteur d'huile qui était foré à une profondeur totale de 3415m TVD / 4162m MD

L'objectif est forer un drain horizontal en Under balance dans le Cambrien.

Le puits était foré en avril 2017.[13]

Well Name	MDZ674Bis	
Field	HASSI MESSAOUD	
Well Classification	Development	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENAFOR	
Drilling Rig	ENF47	
Surface Location	LSA	X =809353.95, Y = 126781.96
	Latitude	31° 41' 35.34351" N
	Longitude	5° 57' 43.04486" E
	UTM Zone 31	X = 780 766.00 m   Y = 3 509 971.013 m
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31, Clarke1880 (This system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	163.715m Above Mean Sea Level (AMSL)
	Rotary Table Elevation	9.14 m Above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	172.855 m Above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	TVD	3415m TVD, 900mVS (4162m MD)

Tab III, 2 : LOCALISATION DU PUITIS

#### III-3-2-2 Phase de production

La phase 6" commence à une profondeur de 3383 m /3461 m jusqu'à 3415 m/4162 m TVD/TD (AZ:300°, inc : 89.13°, VS : 900m).

La phase était forée en Under-balance (UBD) avec une boue à base d'huile OBM de densité de 1 sg.

Des essais de puits (DST) étaient effectués pour déterminer le type de complétion.[M]

### III-4 RESULTATS ET ANALYSES DES DONNEES

#### III-4-1 Données du DST [14]

	MDZ 670				MDZ 674 BIS		
Date	21/05/15	23/05/15	24/05/15	25/05/15	02/04/17	03/04/17	05/04/17
Ø duse	20/64	24/64	28/64	32/64	24/64	28/64	32/64
P <sub>tete</sub> (PSI)	2367	2000	1678	1408	1411	1135	915
T <sub>tete</sub> (°C)	63	63	63	63	55	55	55
Q <sub>gaz</sub> (m <sup>3</sup> /j)	120371	137607	156226	170660	97775	105377	107434
d <sub>gaz</sub>	0.727	0.730	0.733	0.730	0.736	0.738	0.734
Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /j)	40.4	42.8	47.4	52	42.6	37.7	37.8
d <sub>huile</sub>	0.762	0.765	0.767	0.765	0.736	0.770	0.769
Q <sub>eau</sub> (l/h)	55	84	98	107	60	73	77
r <sub>puit</sub> (m)	0.0762				0.0762		
h <sub>huile</sub> (m)	259				250		
Ø (%)	0.04				0.04		
Le fluide	Huile				Huile		
d <sub>moy gaz</sub>	0.73				0.71		
d <sub>moy huile</sub>	0.765				0.8		
% CO <sub>2</sub>	0.0639				0.0654		
% N <sub>2</sub>	0.005				0.005		
T <sub>reservoir</sub> (°C)	125				121		
P <sub>reservoir</sub> (PSI)	5600				5000		
GOR(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	195.6				153.66		

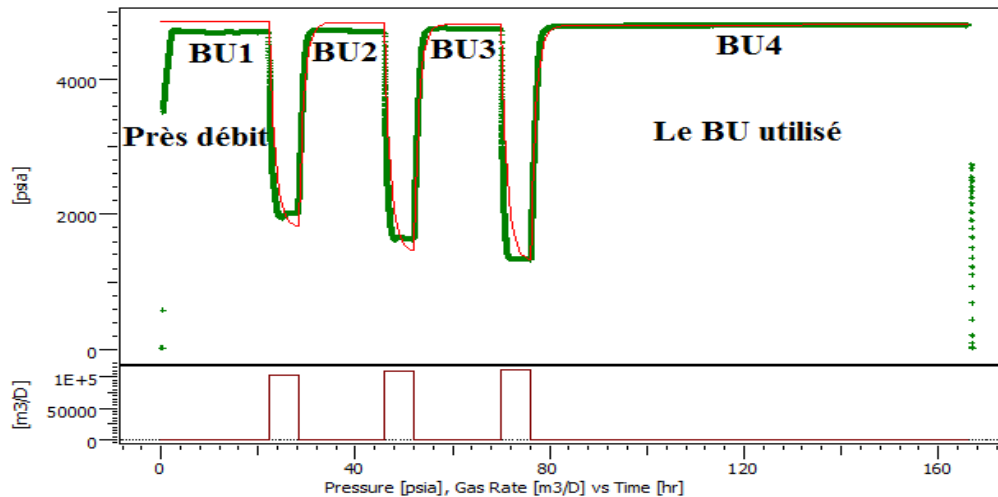
**Tab III, 3 : DONNEES DE TEST POTENTIEL**

#### III-4-2 Analyse des données

Une analyse d'un seul cas (puits MDZ 674 BIS) sera présentée en détail. Pour l'autre puit les résultats sont montrés seules et la discussion sera abordée.

**III-4-2-1 Cas de MDZ 674 BIS**

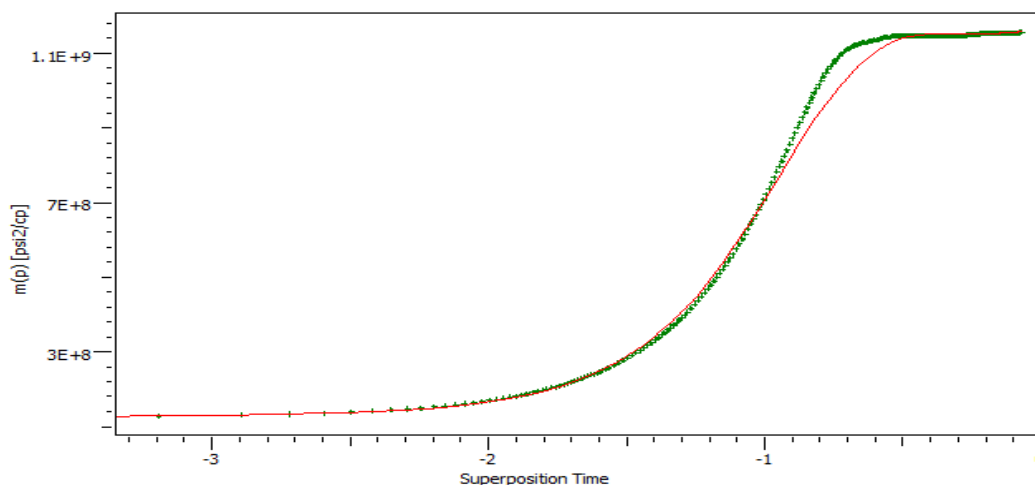
Au cours du test, les perturbations (fermetures-ouvertures) provoquent des build-up et des draw-down au niveau des enregistrements de la pression comme montré dans la figure III , 8 suivante :



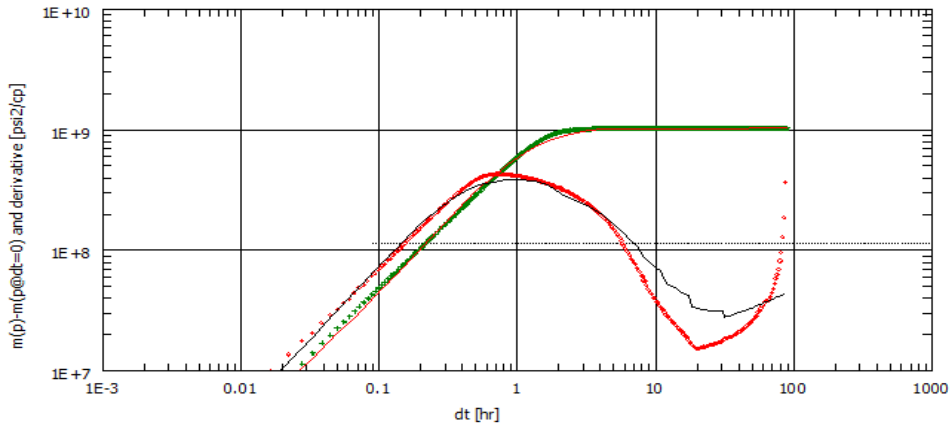
**Fig III, 8 : TRACE DES ENREGISTREMENTS DES DEBITS ET DES PRESSIONS DU MDZ 674 BIS**

**III-4-2-1-Le tracé des courbes log-log et semi-log et leur calage MACHING**

La courbe dérivative est obtenue en dérivant la pression de chaque build-up par Saphir qui les présente sous forme de courbe log-log et semi-log, figure III-9, figure III-10. Puis, plusieurs modèles peuvent être présentés par Saphir pour caler la courbe obtenue mais on choisit celle qui représente le calage le plus proche de la réalité.



**Fig III, 9 : TRACE DE LA COURBE SEMI-LOG DU PUITES MDZ 674 BIS**



**Fig III, 10 : TRACE ET CALAGE DE LA COURBE LOG-LOG DU MDZ 674 BIS**

Il est bien clair que la réponse sur le dernier Build-Up (BU4) est la plus longue, spécialement pour la dérivée dans sa troisième et dernière partie (last time).

Il montre une allure descendante qui représente la possibilité d'une signature du Modèle système alimenté « constante pression ». Le calage était difficile, voire la perturbation observée à la fin du signal, de ce fait, un seul modèle a présenté un calage raisonnablement bon qui est le modèle double porosité (PSS), Vertical, wellbore storage variable avec l'existence d'une faille.

### III-4-2-1-2 Résultats d'interprétation

Les résultats de l'interprétation sont présentés dans le tableau suivant :

Nom	Valeur	Unité
<b>Modèle sélectionné</b>		
Option du modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Fair)	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Une seule faille	
<b>Les Principaux Paramètres du Modèle</b>		
T Match	5.49	[hr]-1
P Match	4.33E-9	[psi <sup>2</sup> /cp]
C	0.0289	bbl/psi
Skin Total	-2.07	--
K.h total	17.2	md.ft
K, moyen	0.575	md
$P_i$	4866.74	psia
<b>Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)</b>		
C	0.0289	bbl/psi
$C_i/C_f$	3.49	--
$\Delta t$	1.02	hr
Skin	-2.07	--

<b>Paramètres du réservoir et frontière</b>		
$P_i$	4866.74	psia
K.h	17.2	md.ft
K	0.575	md
Omega	0.01	--
Lamda	2.83E-6	--
L-No flow	104	m

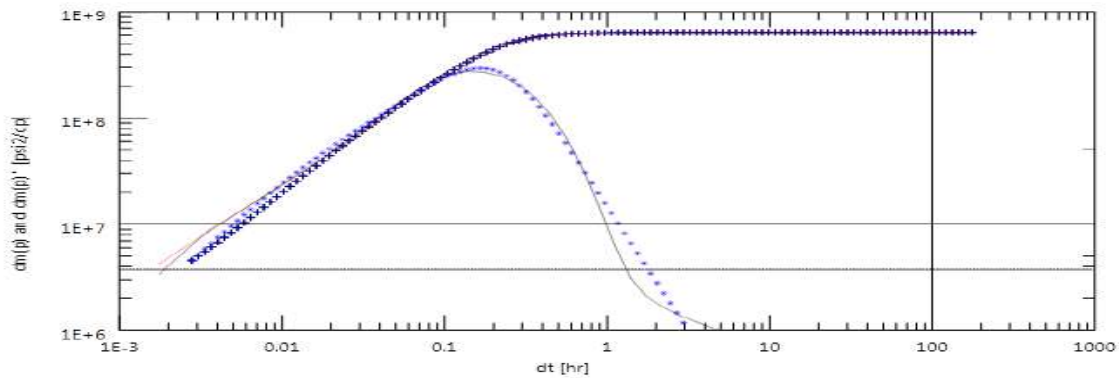
Tab III, 4 : RESULTATS DE L'INTERPRETATION PAR SAPHIR DU MDZ 674 BIS

### III-4-2-1-3 Application de la déconvolution

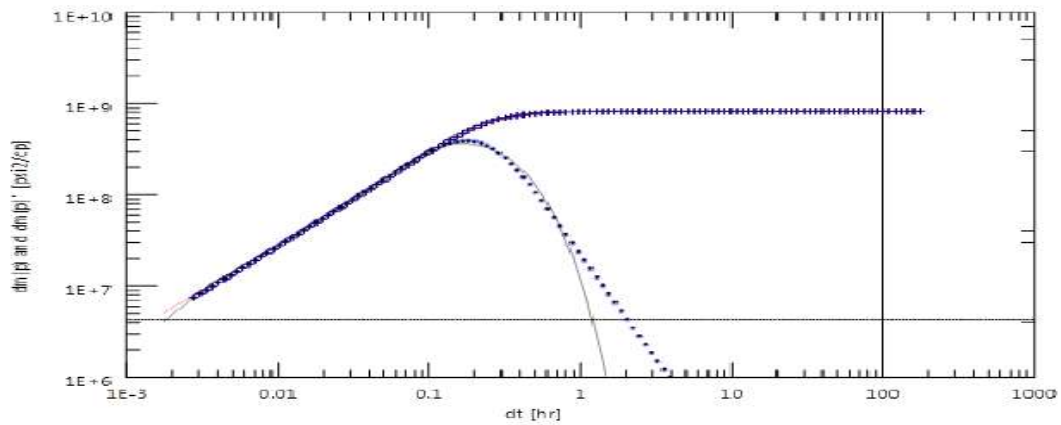
Afin de raffiner les données, d'annuler la perturbation et de confirmer le modèle choisit (surpasser la non unicité du problème) surtout au niveau des frontières du réservoir où il y'a le doute (c'est la zone la plus perturbée), nous appliquons la déconvolution avec plusieurs façons. On a essayé 4 différentes combinaisons du build-up, c'est une sorte de sensibilité pour trouver la meilleure façon d'appliquer la déconvolution. Nous constatons que :

- La déconvolution a supprimé la perturbation et elle a donné un signal plus stable ;
- La déconvolution sur la quatrième et la dernière période du build-up a donné un très bon signal et le meilleur de toutes les combinaisons sur le tracé de pression, et surtout la dérivative.

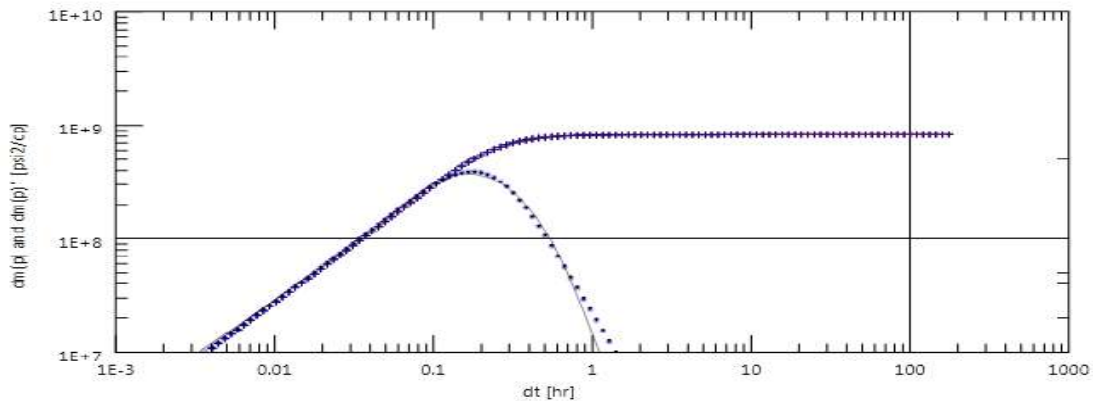
Plusieurs modèles ont donné un bon calage, mais le modèle « Pression constante e rectangulaire » est le meilleur, il présente un calage parfait (voir figure III-10, figure III-11 et figure III-12).



**Fig III, 11 : CALAGE DU TRACE DE LA DECONVOLUTION DU PUITZ MDZ 674 BIS AVEC UN MODELE TWO LAYERS/ ONE FAULT- CONSTANT PRESSURE**



**Fig III, 12 : CALAGE DU TRACE DE LA DECONVOLUTION DU MDZ 674 BIS AVEC UN MODELE TWO LAYERS/ CIRCLE**



**Fig III, 13 : CALAGE DU TRACE DE LA DECONVOLUTION  
DU PUITZ MDZ 674 BIS AVEC UN MODELE TWO LAYERS/  
RECTANGULAIRE- CONSTANTE PRESSURE**

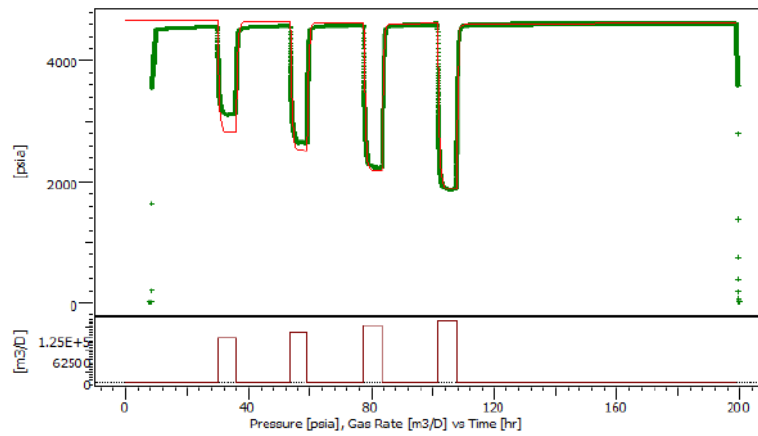
#### ***III-4-2-1-4 Discussion***

- ✓ La déconvolution nous a fourni plus de raffinement et de précision pour le choix du modèle.
- ✓ Nous constatons que le modèle constant pression- rectangulaire est le meilleur, car il a donné un excellent calage.
- ✓ Avec la déconvolution on a pu être plus précis et trancher entre les deux modèles restants dans l'identification des frontières du réservoir, ce qui n'été pas le cas avec l'analyse conventionnelle.
- ✓ La déconvolution nous a révélé la vraie configuration des limites de notre réservoir ce n'est plus une alimentation circulaire mais plutôt rectangulaire.
- ✓ Nous avons identifié avec précision la nature et la forme de notre réservoir.

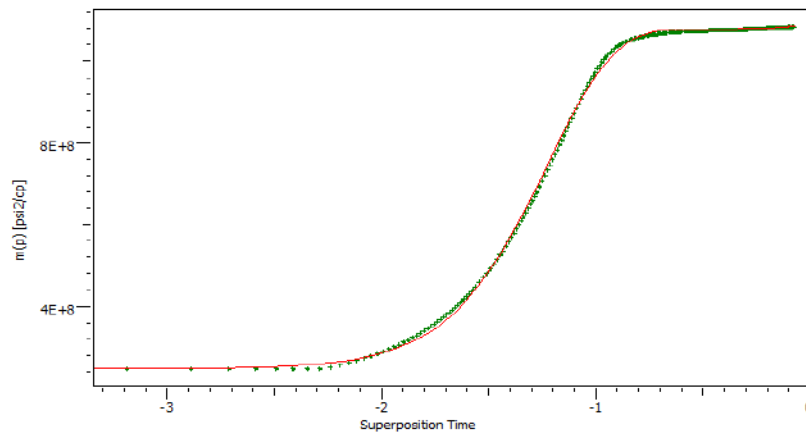


**III-4-2-2 Cas de MDZ 670**

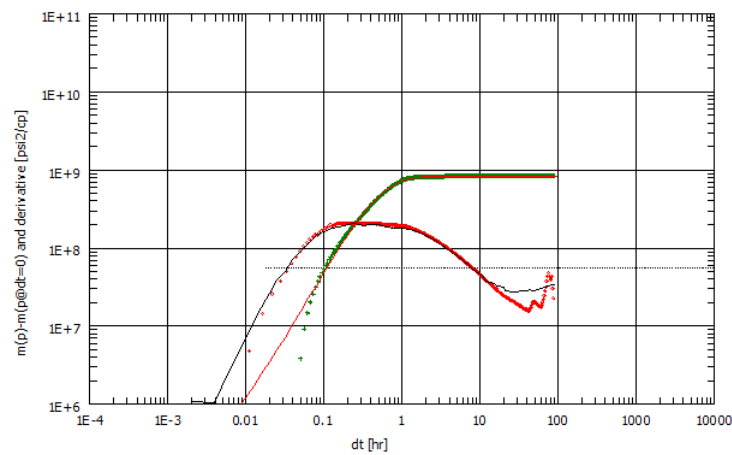
**III-4-2-2-1 L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log**



**Fig III, 14 : TRACE DES ENREGISTREMENTS DES DEBITS ET DES PRESSIONS DU Puits MDZ 670**

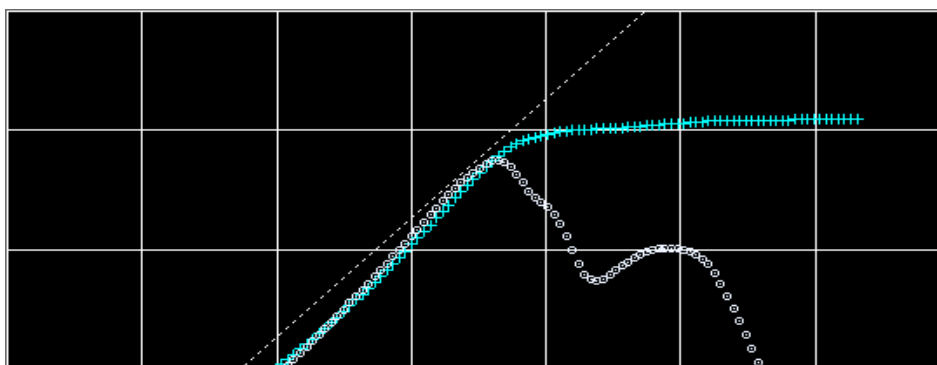


**Fig III, 15 : TRACE DE LA COURBE SEMI-LOG DU MDZ 670**

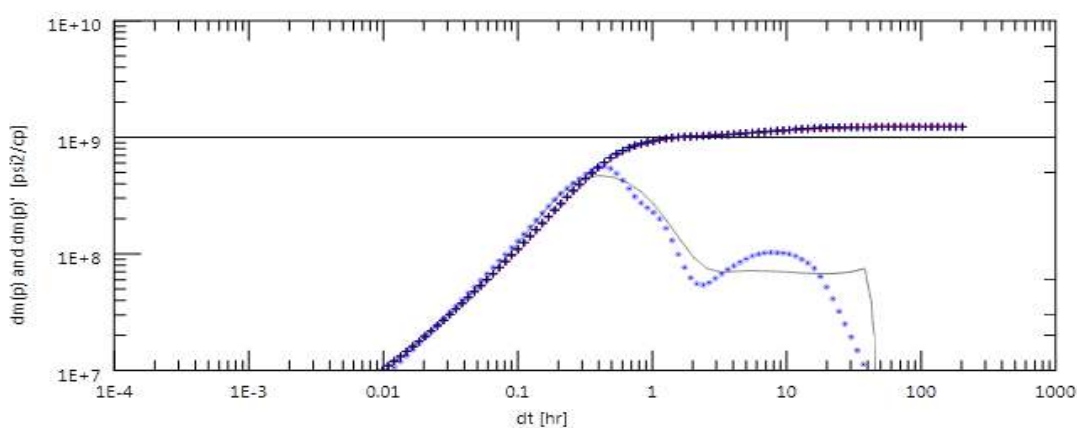


**Figure III, 16 : TRACE ET CALAGE DE LA COURBE LOG-LOG DU Puits MDZ 670**

**III-4-2-2-2 Application et calage de la déconvolution**



**Fig III, 17 : TRACE DE LA DECONVOLUTION DU MDZ 670**



**Fig III, 18 : CALAGE DU TRACE DE LA DECONVOLUTION DU PUIT MDZ 670**

**III-4-2-2-3 Résultats et discussion**

Nom	Valeur	Unité
<b>Modèle sélectionné</b>		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Fair)	
Réservoir	Double Couches	
Frontière	Une seule faille	
<b>Les Principaux Paramètres du Modèle</b>		
T Match	28	[hr] <sup>-1</sup>
P Match	8.9E-9	[psi <sup>2</sup> /cp]
C	0.0172	bbl/psi
Skin Total	1.54	--
K.h total	56.9	md.ft
K, moyen	0.067	md
P <sub>i</sub>	4647.28	psia
<b>Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)</b>		
C	0.00172	bbl/psi
C <sub>i</sub> /C <sub>f</sub>	44.8	--

$\Delta t$	0.91	h
Skin 01	1.55	--
Skin02	0.422	--
<b>Paramètres du réservoir et frontière</b>		
$P_i$	4647.28	psia
K.h	56.9	md.ft
K	0.067	md
Omega	0.00337	--
Lamda	9.47E-6	--
Kappa	0.996	--
L-No flow	98.3	M

**Tab III, 5 : INTERPRETATION PAR SAPHIR DU MDZ 670**

- ✓ Une allure légèrement étrange est observée sur les courbes log-log et semi-log de tous les build-up.
- ✓ Une perméabilité moyenne médiocre de  $k = 0.067$  md avec un skin total de  $S=1,97$  ont été Obtenus.
- ✓ La pression vierge n'a pas été atteinte durant le près débit et le BU1. Ceci montre que les caractéristiques du réservoir sont médiocres et que le puits est mal alimenté.
- ✓ La Déconvolution a donné un signal parfaitement stable.
- ✓ La Déconvolution a favorisé le modèle bicouche vu que le modèle double porosité n'a pas donné un bon calage ou n'importe quel autre modèle de réservoirs n'a donné un tel bon calage.
- ✓ La déconvolution nous a mieux informé sur les frontières en comparant entre la figure IV-8 (le modèle des failles), on s'est rendu compte que la faille n'est pas une seule (ce qui est claire sur la carte) mais plus tôt le puits est dans un système de failles ce qui coïncide parfaitement avec la géologie.
- ✓ Le modèle le plus approprié est :
  - Wellbore storage change ;
  - Débit dépend de skin ;
  - Double porosité ;
  - Système rectangulaire mixte, (une faille).

### III-5 CONCLUSION

Le modèle de réservoir commode pour tous les cas inclue les modèles communs suivants :

- Wellbore storage change;
  - Débit dépend de skin;
  - Réservoir bicouche ou double porosité ;
  - Une seule faille étanche ou non étanche.
- ✓ La déconvolution a prouvé son efficacité voir les excellents résultats obtenus.

Le tableau ci-dessous montre les résultats de perméabilité et le facteur d'endommagement du réservoir pour les deux puits étudiés :

Le puit	La perméabilité (md)	Le SKIN
MDZ 674 BIS	0.575	- 2.07
MDZ 670	0.067	1.74

**Tab III, 6 : RESULTATS DE “K“ ET “S“ POUR LES DEUX PUIITS**

- ✓ Après l'étude des caractéristiques du réservoir avec le programme Saphir KAPPA on a obtenu le facteur d'endommagement du réservoir pour les deux puits étudiés, de ce résultat on peut faire une comparaison entre les deux cas.
- ✓ L'endommagement du réservoir dans un forage en under balance est a une valeur minimale par rapport au forage en over balance.
- ✓ L'avantage majeur de forer un puit en under balance est avoir un réservoir propre et par conséquent une meilleure productivité du puit sans avoir le besoin des opérations de stimulation.
- ✓ La maîtrise des techniques de l'UBD est une nécessité pour améliorer la production et garder le potentiel du gisement surtout pour les puits dont la pression de fond est faible, elle permet aussi de protéger la contamination de formations souterraines.



## CONCLUSION

## CONCLUSION GENERALE

Après l'étude des caractéristiques du réservoir avec le programme Saphir KAPPA on a obtenus le facteur d'endommagement du réservoir pour les deux puits étudiés, de ce résultat on peut faire une comparaison entre les deux cas.

L'endommagement du réservoir dans un forage en underbalance a une valeur minimale par rapport au forage en over balance.

L'avantage majeur de forer un puit en underbalance est avoir un réservoir propre et par conséquent une meilleure productivité du puit sans avoir le besoin des opérations de stimulation.

La maîtrise des techniques de l'UBD est une nécessité pour améliorer la production et garder le potentiel du gisement surtout pour les puits dont la pression de fond est faible, elle permet aussi de protéger la contamination de formations souterraines.

# RECOMMANDATION

Notre travail comporte essentiellement un aperçu sur le forage en underbalance, les essais de puits et une présentation sur l'endommagement du réservoir, suivie par une étude de cas comparative entre deux puits, le premier foré en overbalance et le deuxième en underbalance. À partir des résultats que nous avons obtenus nous recommandons :

- ✓ L'emploi de la déconvolution en tant qu'un élément du processus d'analyse du well test tout en respectant la façon d'effectuer et de vérifier ces résultats.
- ✓ D'avoir une bonne estimation de la pression de réservoir initiale à partir d'une analyse préliminaire des données.
- ✓ D'effectuer un dernier build-up d'une durée supérieur à 72 h lors des tests potentiels à l'avenir.
- ✓ D'assurer un dégorgement continu durant le test potentiel.
- ✓ L'utilisation de la corrélation back pressure comme corrélation de perte de charge dans le réservoir.
- ✓ L'utilisation d'une analyse nodale avant de compléter les puits vu que la majorité des résultats optimaux obtenus diffèrent de la complétion standard utilisée actuellement.
- ✓ L'utilisation des méthodes d'interprétation non conventionnelle comme le logiciel Kappa Saphir et faire des corrélations.
- ✓ L'utilisation du forage en underbalance puisque il donne les meilleurs résultats après les essais de puits en point de vue de production, il élimine l'effet d'endommagement des zones productives donc une meilleure productivité du puits.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[3]- Azeemddin, M. et al., 2006. Underbalanced Drilling Borehole Stability Evaluation and Implementation in Depleted Reservoirs, a Joaquin Field, Eastern Venezuela. IADC/SPE99165, February, 2006.

[2]- Bulletin of the International of engineering Geology Paris-N 53- Avril 1996.

[1]- D. Degoluer, Nacnaughton, Report on a réservoirs Engineering Study of Certain Fields in Hassi Messaoud -ALGERIA, (February 1999).

[16]- Engineering Sciences Potential implementation of underbalanced drilling technique Journal of Petroleum and Natural Gas Engineering Department, College of Engineering, King Saud University, P.O. Box 800, Riyadh 11421, Saudi Arabia 10 February 2010.

[9]- Formation damage and reservoir consideration for overbalanced and underbalanced drilling operations D.Brant Bennion, F.Brent Thomas, A.K.M. Jamaluddin, T.Ma, and .C.Agneu, Hycal Energy research laboratories Ltd, conference presentation on coiled tubing technologies Houston, Texas, oct 27,29-1997.

[13]- MDZ 670 Drilling programme Sonatrach May 2015.

[14]- MDZ 674- bis Drilling programme Sonatrach April 2017.

[15]- MDZ 670 well Test report SONATRACH DP May 2015.

[15]- MDZ 674 BIS well test report, SONATRACH DP Avril 2017.

[4]- Nas, S., 2004. Leading Edge Advantage Ltd – Introduction to Underbalanced Drilling Manual, February, 2004.

[10]- Oore, D.D., Bencheikh, A., Chopty, J.R., 2004. Drilling Underbalanced in Hassi Messaud. SPE/IADC 91519, October, 2004.

[12]- O. Houzé Décembre (2006), KAPPA, Ecrin and Dynamic Flow Analysis, WELL TEST KAPPA Engineering Presentation – Alger / HassiMessaoud.

[11]- R. N. Horne (1990), MODERN WELL TEST ANALYSIS A computer-Aided Approach, Stanford University USA



[6]-Sugar land learning center wellbore stability self-learning course raltman@slb.com.

[7]- Underbalanced drilling and Managed pressure drilling operations using jointed pipe an industry recommended practice (IRP) for the canadian oil and gas industry 2011.

[5]- BINNION, D, B., et al. Advances in Laboratory Coreflow Evaluation to Minimize Formation Damage Concerns With Vertical/Horizontal Drilling Application Calgary, AB., April 1995.

[8]- Weatherford pressure control solutions RCD. FT worth, Texas-December,2006.

**.Logiciels utilisé :**

Le Logiciel Kappa Saphir version 4.10.02.