

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Bouchakour Hana , Zoubiri Imed

-THEME-

**Caractérisation de réservoir, analyse de performance du puits
pour le développement du gisement de RAHLET EL AOUDA**

Soutenue le : 29/05/2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président : M. BOUCHIREB Abd El MCB Univ. K.M Ouargla
wahab

Examineur: Mme.DAOUI Hafsa MAA Univ. K.M Ouargla

Encadré par : Mme.BELMILOUD Fz MAA Univ. K.M Ouargla

Dédicace

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

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

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

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

A mes chères sœurs Kawther , Fedwa , Rahma et la petite Silwane .

A toute ma grande famille notamment ma chère cousine Houda

*A tous mes chers amies
Manel , Kawther , Hadjer , Sara , Amira , Radjah , Khawla et Dounia*

A une personne très précieux et cher Heri hiri Chawki

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment, a tous ceux qui m'ont soutenu de près ou de loin en pensées et prière.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire a ce qui ma vraiment aidé
pour élaborer ce modeste travail l'ingénieure SONTRACH*

LIELA BEKKA

Hana

Dédicace

Ce mémoire est dédié :
Ma famille en premier degré surtout mes chers parents.
Mon père Hocine, Ma mère Leila chers frère et mes sœurs
Toute la famille Zoubiri et Chorfi
Tous mes amis surtout Mishelle Linares et mes camarades dans le domaine.
A mon binôme Haná qui m'a partagé le travail
Toutes personnes ayant connue Imad de près ou de loin.

Zoubiri Imad

Remerciements

*Tout un travail réussi dans la vie nécessite d'abord la bénédiction d'**ALLAH**, et ensuite l'aide et le support de plusieurs personnes. Nous tiendrons donc à le remercier en premier degré ensuite à adresser nos reconnaissances à toute personne qui nous a aidés de loin ou de près afin de réaliser ce travail. Tout d'abord, nous tiendrons à remercier très vivement nos encadreurs du mémoire, **Madame BelMiloud Fatima.Z** pour ses qualités humaines et scientifiques.*

*Nous ne pourrions jamais oublier sa gentillesse, sa générosité, son esprit de recherche et Ses commentaires efficaces. Un grand merci de nous avoir donné la chance de réaliser ce modeste travail .Puis, nous présentons nos chaleureux remerciements à tous les enseignants du département de production qui ont contribué de près ou de loin à réussir notre formation à leur tête notre cher enseignant **Atili Mohamed El Hadi** Et en fin, nous remercions encore fois et de tout nos cœurs **Bekka Leila** (Service Well test- SH- DP- HMD), **Bougaa Lakder** (Service réservoir), ainsi que tous nos amis pour l'appui moral qu'ils nous ont témoigné.*

Table des matières

Table des Matières

I-Liste des abréviations

II- Liste des figures

III-Liste des tableaux

CHAPITRE 01 : Présentation de la région

1-Introduction :	2
2-Situation géographique	2
3-Cadre géologique :	2
3-1 Aspect structurale :	2
3-2 Aspects stratigraphiques.....	3
3-3 Stratigraphie des formations (réservoirs) :	4
3-3-1 Trias (Série Inférieure) :	4
3-3-2 Quartzites de Hamra :	4

CHAPITRE 02 : Interprétation Des essais transitoires réalisés sur les puits de RAA

Introduction	5
1- Description et utilisation du logiciel Saphir :	5
2-Résultats d'Interprétation des essais de puits :	6
2-1 Puits RAMA-1 :	6
2-2 Puits RAA-1 :	11
2-3 Puits RAA-2:	14
2-4 Puits NRAA-1 :	18
2-5 Puits ERAA-1	21
Conclusion.....	25

CHAPITRE 03 : Caractérisation du réservoir RAA

Introduction	26
1- Cadre structural local et aspect Géophysique	26
1-1 Aspect Diagraphique et géologique :	26
1-1-1 Puits RAA1 :	27
1-1-2 Puits RAA2 :	28
2 -Comparaisons et synthèse des résultats obtenus :	28
2-1 Puits RAA1 :	28

2-2 Puits RAA2 :	28
2-3 Puits NRAA1 :	28
2-4 Puits ERAA1 :	29
2-5 Puits RAMA1 :	29
Conclusion.....	29
CHAPITRE 04 : Historique de la production et les problèmes liés à l'exploitation	
1-Introduction :	30
2- Cas de Puits RAMA-1	30
2-1 : Evolution des paramètres de jaugeage	30
2-2 Discussion des résultats :	31
2-3 Conclusion.....	31
3- Cas de puits RAA-1	32
3-1 Evolution des paramètres de jaugeage	32
3-2 Discussion des résultats.....	32
4- Cas de puits RAA-2	33
4-1 Evolution les paramètres de jaugeage	33
4-2 Discussion des résultats.....	33
4-3 Conclusion.....	34
5- Cas de puits ERAA-01	34
5-1-Évolution des paramètres de jaugeage.....	34
5-2 Discussion des résultats.....	35
5-3 Conclusion.....	35
6-Cas de puits NRAA1	36
6-1 Evolution les paramètres de jaugeage	36
6-2 Discussion des résultats.....	37
7- les problèmes liés à l'exploitation de champs RAA	37
CHAPITRE 05 : Modalisation de performance des puits	
1-Introduction.....	38
2- Ecoulement dans le réservoir	38
2.1 In flow Performance Relationship(IPR)	38
2.1.1 La technique de l'indice de productivité	39
2.1.2 Méthode de Vogel.....	39
3. Vertical Lift Performance (VLP)	40

3.1 Les régimes d'écoulements	40
3.1.1 Liquide flow	40
3.1.2 Bubble flow	40
3.1.3 Slug flow	40
3.1.4 Annular flow	41
3.1.5 Mist flow	41
3.2 Les variables influençant les pertes de charges	41
3.3 Corrélations d'écoulement Verticale	41
4. Analyse de performance des puits de Rahlat el Aouda par PIPESIM	42
4-1 Aperçu sur le logiciel d'optimisation (Pipesim)	42
4-2 Modélisation des puits.....	42
4-2-1 Cas de puits RAMA-1	43
A- configuration du puits RAMA-1	44
B. Calage du Profil de pression dans le tubing.....	44
C. Analyse Nodale	45
D. Analyse de sensibilité.....	45
D.1 Sensitivité sur la pression de gisement	45
D-2. Sensitivité sur le water cut.....	46
D.3. Sensitivité sur le diamètre de tubing.....	48
Conclusion	48
4.2.2 Cas de puits NRAA-2	49
A. Configuration du puits RAMA-1	49
B. Calage du Profil de pression dans le tubing.....	49
C. Analyse Nodale	50
D. Analyse de sensibilité	50
D.1 sensivité sur le diamètre de tubing	50
D.2. Sensitivité sur le water cut.....	51
Conclusion.....	51
CHAPITRE 06 : Etude économique	
Introduction :	53
1-Objectif d'étude :	53
2-Discussion des résultats :	54
3-Conclusion	55

Conclusion général et recommandation.....56

Bibliographie

Annexe A : tableaux

Annexe B : Figures

Annexe c : les fiches techniques

I-Liste des abréviations

RAA : Rahlet El Aouda	
RAMA1 : Rhourd El Amar-1	
NRAA1 : Nord Rahlet El Aouda	
ERAA1 : Est Rahlet El Aouda	
RAA1 : Rahlet El Aouda 1	
RAA2 : Rahlet El Aouda 2	
TAGI : Trias Argilo-gréseux Inférieur	
SI : Série inferieur	
BRS : Bir Sbâa	
MOM : Mouia Ouled Messaoud	
RDC : Rhourde Chegga	
QH : quartzite de hamra	
KH : conductivité	md.m
DST : drill stem test (Essai de puits)	-
BU : build up (Essai de puits)	-
MDT : Modular Dynamic Test (essai de puits)	-
Φ : Porosité effectiv	%
H_t : Hauteur totale du réservoir	m
Q_h : débit d'huile	Bbl/day
μ_h : Viscosité de l'huile	Cp
GOR : rapport du gaz sur l'huile produit	Sm ³ /Sm ³
PFD : Pression de fond dynamique	kg/cm ²
Pt : pression de tête de puits	kg/cm ²
Bo : facteur volumétrique de formation	bbl/STB
C_f : Compressibilité de la formation	

IP : indice de productivité	<i>Bbl/day.bar</i>
S_e : skin d'endommagement	-
S_t : skin total	-
K_o, K_w : Perméabilité effective à l'huile et à l'eau	md
DH : discordance hercynienne	-
WOC : contact huile-eau (Water Oil Contact)	m
WCT : percé d'eau (Water Cut)	%
TD : total depth	m
P_g : pression de gisement	kg/cm ²
P_{ws} : La pression statique du réservoir	kg/cm ²
P_b : Pression de bulle	kg/cm ²
LTC : liner totalement cimenté	-
OBM : oil based mud	-
Cst : constant	-
r_e : rayon de drainage	m
r_w : rayon de puits	m
IPR : in flow performance relationship	-
P_R : pression de réservoir	kg/cm ²
VLP : vertical lift performance	-
GLR : gaz liquid ratio	-
WOR : water oil ration	-
Pipesim : pipeline simulator	-
Bbl : baril	-
ARC : acid response curve	-

II- Liste des figures

Figure 1.1 : Position du gisement de Rahlet El Aouda.....	02
Figure 1.2 : carte en isobathe.....	03
Figure 1.3 : colonne stratigraphique de RAA.....	03
Figure 2.1 : séquences d'ouvertures et de fermeture de DST.....	07
Figure 2.2 : Log-log plot et Hornor plot de puits RAMA-1.....	07
Figure 2.3: déroulement de BU de RAMA-1.....	08
Figure 2.4 : log-log plot et Hornor plot de BU de RAMA-1.....	09
Figure 2.5 : Comparaison entre BU et DST.....	11
Figure 2.6 : log-log plot et Hornor plot de DST de RAA-1.....	11
Figure 2.7 : log-log plot et Hornor plot de BU de RAA-1.....	12
Figure 2.8 : log-log plot de RAA-1.....	13
Figure 2.9 : Déroulement de dst pour RAA-2.....	15
Figure 2.10 : log-log plot et Hornor plot de DST de RAA-2.....	15
Figure 2.11 : log-log plot et Hornor plot de BU de RAA-2.....	16
Figure 2.12: Comparaison entre BU et DST pour RAA-2.....	17
Figure 2.13 : log-log plot et Hornor plot de DST de NRAA-1.....	18
Figure 2.14 : log-log plot et Hornor plot de BU de NRAA-1.....	19
Figure 2.15 : log-log plot de NRAA-1.....	21
Figure 2.16 : log-log plot et Hornor plot de DST d'ERAA-1.....	22
Figure 2.17 : log-log plot et Hornor plot de BU d'E RAA-1.....	23
Figure 2.18 : log-log plot de BU.....	24
Figure 2.19 : comparaison entre BU et DST pour ERAA-1.....	25
Figure 3.1 : position des failles sur RAA.....	26
Figure 4.1 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAMA-1.....	30
Figure 4.2 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAA-1.....	32
Figure 4.3 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAA-2.....	33
Figure 4.4 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits ERAA-1.....	34
Figure 4.5 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits NRAA-1.....	36
Figure 5.1 :différentes régime d'écoulements.....	40
Figure 5.2: configuration de RAMA-1.....	44
Figure 5.3 :Data matching pour RAMA-1.....	44

Figure 5.4 : les valeurs de RMS disponible pour RAMA1	45
Figure 5.5 : la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).....	45
Figure 5.6 : Sensitivité sur la pression de gisement.....	46
Figure 5.7 : Sensitivité sur la percée d'eau.....	46
Figure 5.8: Sensitivité sur le diamètre de duse.....	47
Figure 5.9 : Sensitivité sur le diamètre de tubing.....	48
Figure 5.10 : configuration de NRAA1	49
Figure 5.11 : Data matching pour NRAA-1.....	49
Figure 5.12: la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement).....	50
Figure 5.13 : Sensitivité sur le diamètre de tubing.....	50
Figure 5.14 : Sensitivité sur le water cut.....	51

III-Liste des tableaux

Tableau 2.1 résultat de jaugeage RAMA1 au cours le DST	06
Tableau 2.2 résultats de jaugeage pour RAA1 au cours le DST	11
Tableau 2.3 : résultat de jaugeage RAA-2 au cours le DST.....	14
Tableau 2.4 : résultat de jaugeage NRAA-1 au cours le DST.....	18
Tableau 2.5 : résultat de jaugeage ERAA-1 au cours le DST.....	21
Tableau 3.1 : résultats d'interprétation diagraphique	27
Tableau 5.1 : Tubulaires d'ERAA1 et RAMA-1.....	43
Tableau 5.2 : le changement de débit en fonction de water cut puits RAMA1	46
Tableau 5.3 : la variation de débit en fonction de diamètre de duse utilisé	47
Tableau 5.4 : performance de NRAA1 avec la gamme varié de tubing	51
Tableau 6.1 : le cout des interventions et le gain.....	54

Introduction générale

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries. La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements

Le champ de Rahlet al Aouda qui doit produire 25Mb/j de pétrole Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud.

Le réservoir principal appartient au Trias sérié inférieur (TAGI) et l'ordovicien qui constitue un réservoir secondaire. Pour ce champ une extension d'accumulation d'huile reste à préciser Malgré la chute remarquable de pression notamment les pressions en tête des puits et de fond qui ont été Constatées juste après la première année de production

Le présent travail est structuré en six chapitres, suivi d'une conclusion. Dans un premier chapitre un aperçu sur la géologie de gisement .l'interprétation des essais transitoires effectués sur les puits de RAA du second chapitre dans le but d'estimer les pressions de gisement les caractéristiques et modèles réservoirs au niveau de chaque puits . Le troisième chapitre a été consacré au caractéristique de réservoir à partir des études diagraphiques et résultats de deuxième chapitre dans l'objectif d'obtenir une image globalise les différentes paramètres caractérisant le réservoir de la production a été discutée dans le quatrième chapitre.la chute de production des puits de RAA malgré plusieurs tentatives de stimulation sans résultats considérable ainsi l'apparition de plusieurs problèmes différentes au niveau de chaque puits nous mènent a faire une modélisation des performances de quelques puits qui sera illustrée par le cinquième chapitre dans le but d'obtenir une idée sur le comportement de ces puits ,pour valoriser ce travail on a fait une étude économique dans le sixième chapitre suivit par quelques recommandations.

1-Introduction :

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) représente l'objectif principal du champ de Hassi Messaoud, il a été découvert en 2010.

2-Situation géographique

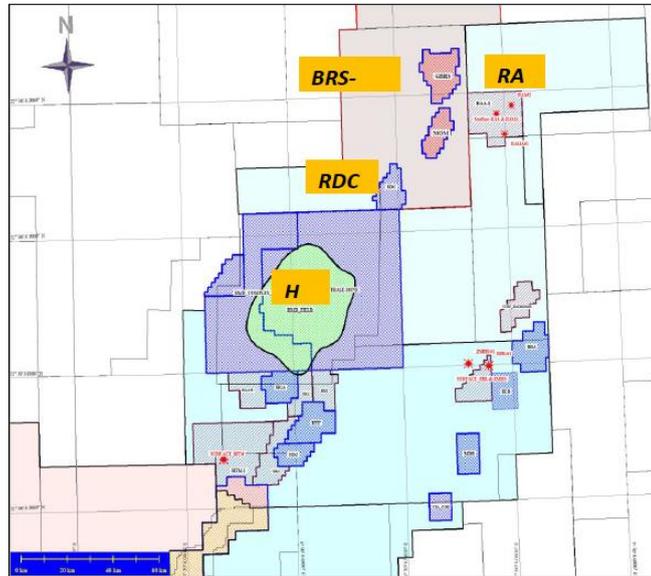


Figure 1-1: Position du gisement de Rahlet El Aouda[1]

Le gisement de Rahlet El Aouda est situé dans le périmètre de Touggourt Est dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud, à 65Km au Nord-Est de gisement de RhourdeChegga, et à 10km et 28km à l'Est des gisements de BirSbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud

3-Cadre géologique :

3-1 Aspect structurale :

La structure Rahlet El Aouda (RAA), s'appuie sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi –Messaoud. Elle est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW (fig:1. 2). Cette structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive. Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

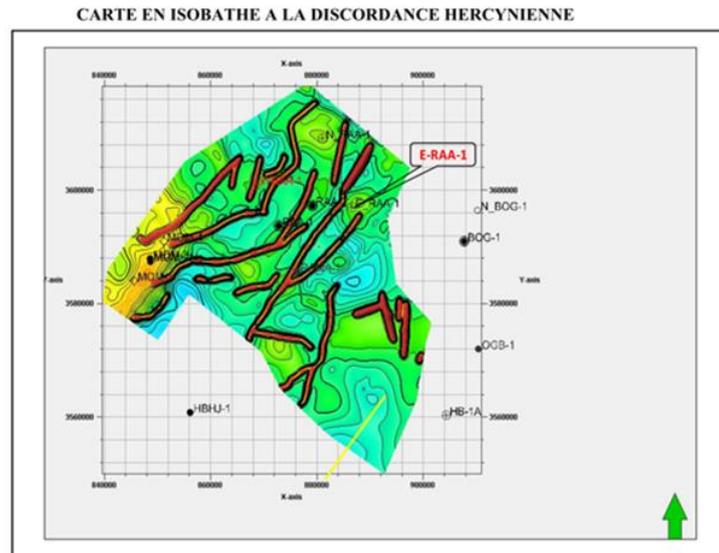


Figure 1-2: carte en isobathe [1]

3-2 Aspects stratigraphiques : La colonne stratigraphique qui sera rencontrée à RAA sera représentée comme suit :

AGE	ETAGE	PROF (Zn)	STRATIGR	LITHOLOGIE	
CENOZ	Mio-Pliocene	0		Sable, Calcaire et Marnes sableux.	
	Eocene	208	32	Sable et Calcaire à silex	
CRETACE	Sénonien	Carbonati	240	188	Calcaire Dolomie et Anhydrite
		anhydritique	428	280	Anhydrite + Marnes et dolomie
	TURONNIEN	708	82	Calcaire tendre crayeux	
	CENOMANIEN	790	175	Anhydrite, marnes et dolomie.	
	Albien	965	220	Grès et Argile siliceux	
	Aptien	1185	32	Dolomie cristalline et Calcaire	
	Barremien	1217	305	Argile et sable + Grès	
	Néocomien	1522	240	Dolomie, Marnes et Grès + Argile.	
	Malm	1762	272	Argile, Marnes et Dolomie/Grès	
	JURASSIQUE	Dogger	Argilleux	2034	78
Lagunaire			2112	170	Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile siliceux
LIAS		Lias anhydritique	2282	360	Dolomie, Anhydrite + Argile
		Lias Sulfure	2642	57	Alternance Sel, Anhydrite.
		H.B	2699	25	Alternance de Marnes et Dolomie.
Sulfure		s1 + s2	2724	280	Alternance de sel, d'Anhydrite et argile + Dolomie sel massif à intercalation d'Anhydrite et d'Argile.
		s3	3004	250	Sel massif à traces d'Argile.
Argileux Sup	3254	180	Argile brun rouge parfois sulfure		
TRIAS	s4	3434	175	Sel et Argiles	
	Argileux Inf	3609	45	Argile brun rouge.	
	T1+T2	3654	120	Grès, Argile	
	Série Inf	3774	65	Complexe volcano-sédimentaire.	
Silurien	3839	15	Argile gris noirillenses injectée		
ORDON	D'MKRATTA	3854	7	Grès à fin passées d'argile	
	ARGILE MICRO	3861	30	Argile gris noirillenses injectée	
	Quartzites Hamra	3891	68	Quartzites gris beige fins à Tugillien	
	Grès d'EL Atchane	3959	41	Grès Oligocènes fin à Tugillien avec passées d'argile noire.	

Figure 1-3 : Colonne stratigraphique

3-3 Stratigraphie des formations (réservoirs) :

Dans le gisement de Rahlat El-Aouda on distingue deux réservoirs importants à savoir :

3-3-1 Trias (Série Inférieure) :

Le Trias est constitué par un dépôt argilo-gréseux (fluvatile) qui se termine par des formations argileuse et évaporitique. Le trias argilo-gréseux est subdivisé en Série Inférieure (SI) et le (T2+T1).

La Série Inferieure représente l'objectif principal dans le périmètre. Ce réservoir se caractérise par des variations latérales de faciès, liées aux modes de dépôt du système fluvatile ce qui caractérise la complexité de ce réservoir.

Le découpage a été basé sur les corrélations entre les puits, en utilisant la combinaison des différentes diagraphies (Gamma ray, Sonic).

3-3-2 Quartzites de Hamra :

Les caractéristiques pétrophysiques de ce réservoir sont de qualité moyenne à bonne ; porosité moyenne de 6% et perméabilité de l'ordre de 14mD par endroit (fissuration), ce réservoir semble s'améliorer par une implication des accidents dans la création des fissures susceptibles de rehausser la perméabilité.

Introduction

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

Le but de l'interprétation du test de puits est d'identifier le système (réservoir, limite, forme de la partie drainée...) en sachant seulement la pression.

Des nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années, ces techniques ont eu une évolution rapide, à commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement **ÉCRIN** développée par **KAPPA**, qui intègre toutes les applications de **KAPPA**, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis.

L'objet de notre étude, porte sur l'interprétation des puits à l'aide du software Saphir.

1- Description et utilisation du logiciel Saphir :

Le SAPHIR est un logiciel d'interprétation équipé de plusieurs modèles de réservoir avec les effets de limites.

L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :

On fait rentrer les enregistrements du test ainsi que les caractéristiques du puits (Φ , h, q, μ ...) déterminés à la pression moyenne du réservoir.

Le modèle qui correspond à notre test est choisi en fonction de la géologie de la zone (fissure, faille,.....) qui entoure le puits.

Dans les interprétations de test du puits deux types de tracés sont utiles. On trace le log-log de toutes les données sur test qui est utilisé pour identifier les régimes de débit, et sélectionner le modèle du réservoir le plus approprié avec la courbe dérivée (tracé de diagnostic). Des tracés spécialisés sont nécessaires et ils sont spécifiques à chaque régime d'écoulement identifié sur le tracé log-log. [2]

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression. Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement, par exemple les courbes MDH et Horner.

2-Résultats d'Interprétation des essais de puits :

Afin de pouvoir estimer la pression de gisement des puits de RAA ainsi d'avoir une image sur les caractéristiques du réservoir au niveau de chacun de puits, on a pu mettre en œuvre l'interprétation de DST et Build up pour chaque puits des champs RAA. Les résultats seront résumés dans le tableau 1 (voir annexe)

2-1 Puits RAMA-1 :

Pour ce puits on a réalisé 03 DST, 02 BU dans le réservoir « grès d'Ouargla » et un DST/CASING réalisé dans le « Trias Série Inférieur » après pose bouchon de ciment pour isolation des formations inférieures.

Les séquences et résultats de DST/CASING dans la SI :

Test réalisé du 13 au 21/02/2015 à la côte 3943.34 m, le puits est déjà complété en casing 7" et perforé. Les séquences de cette opération sont résumées ci-dessous :

- Descente du train de test et ancrage du packer
- Pré-débit
- Fermeture pour pression vierge
- Ouverture pour 1^{ère} Draw Down et jaugeage avec duse 9.53mm et 12.7mm .

Tableau 2.1 : résultat de jaugeage RAMA1 au cours le DST

	16/02/2015		18/02/2015
duse (mm)	9.53	12.7	9.53
Pression Tête (kg/cm²)	189.87	154.71	210.97
Débit d'huile (m³/h)	18.03	23.8	17.5
GOR (m³/m³)	225.21	198.2	235.5

- Fermeture pour 1^{er} Build up
- Ouverture pour 2^{ème} Draw Down et jaugeage avec duse 9.53mm.
- Fermeture pour 2^{ème} Build up
- Circulation inverse, désencrage packer et remonté train de test.

La suivante figure résume ces séquences d'ouvertures et de fermeture effectués.

Après avoir attribué l'historique du débit pour les séquences d'ouverture et les paramètres nécessaires pour la simulation : hauteur de l'intervalle testé, rayon de puits-,

porosité, les données PVT (viscosité μ , Formation volume factor B_o , compressibilité totale C_t).

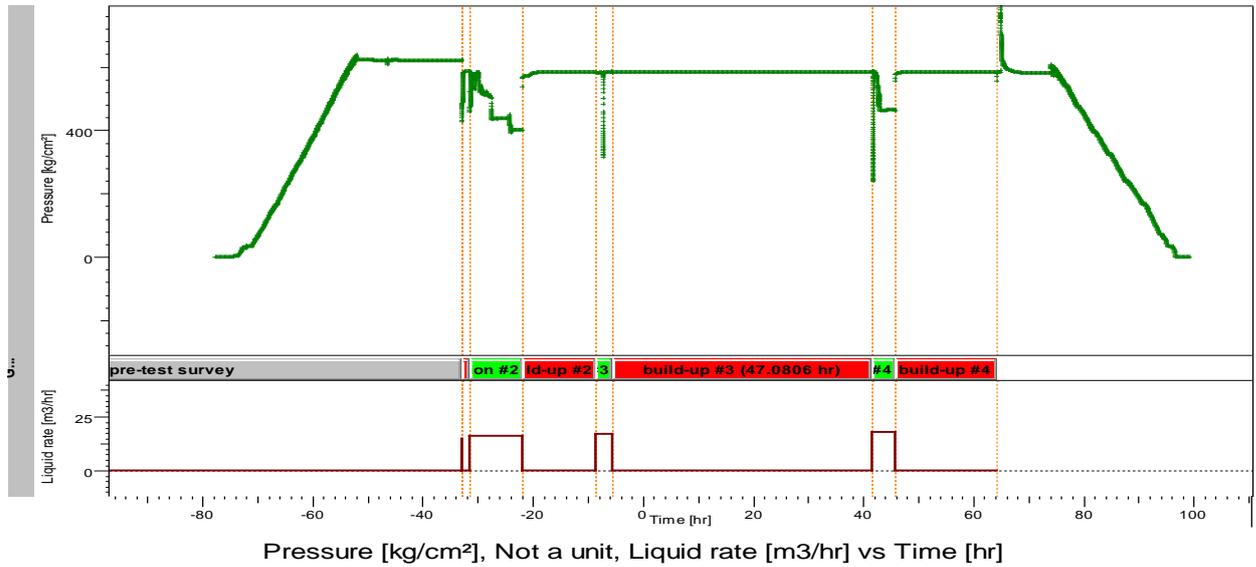


Figure 2-1: séquences d'ouvertures et de fermeture de DST

Le dernier build-up sera interprété en terme dérivée de pression (log-log plot) pour déterminer le model puits, réservoir et ces limites ainsi que les différents paramètres liés au réservoir et l'extrapolé de pression (horner plot) pour déterminer la pression de gisement.

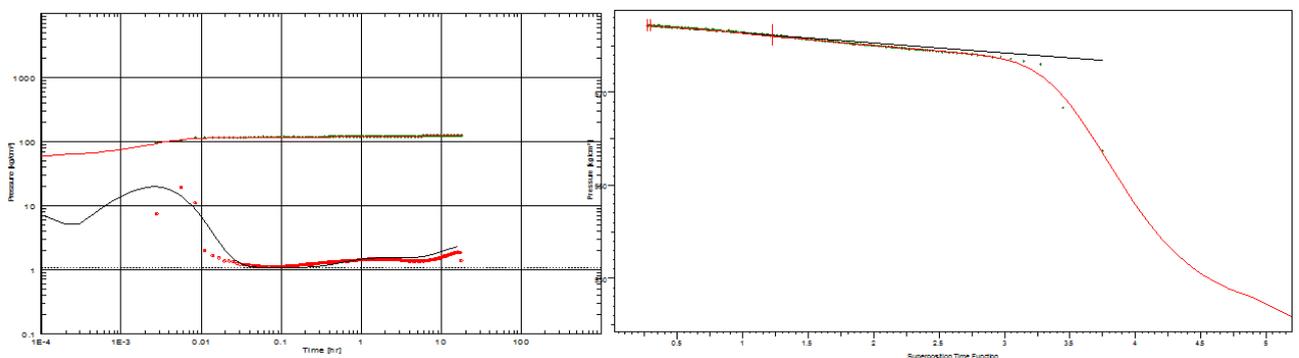


Figure2.2 : Log-log plot et Horner plot de puits RAMA-1

Discussions des résultats:

- ✓ Comparant les pressions de fin de remonté et la pression vierge, on remarque une stabilité en termes de pression elle est maintenue à environ 585 kg/cm², on peut conclure que le réservoir SI aux alentours du puits RAMA1 est bien alimenté.
- ✓ La pression de gisement extrapolé de la courbe de horner est de l'ordre de 584.96kg/cm².

- ✓ La PFD est de l'ordre de 463.02 kg/cm², il y a une perte de 121.9kg/cm². Une perte de charge assez importante entre le réservoir et le fond du puits qui influence la valeur de l'IP =0.145[m³/h][Kg/cm²]
- ✓ L'effet du wellborestorage est réduit dans ce cas suite au faible GOR = 235.5 et débit 17.5m³/h grand. A ce fait la réponse du réservoir n'a pas été masquée par le WBS.
- ✓ Le skin d'endommagements est très élevé $S_e = 46.8$. Cet endommagement est causé par l'invasion de la boue de forage, la pression différentielle appliquée sur le réservoir SI $\Delta P=36$ Kg/cm² ainsi que les caractéristiques de cette formation du trias SI qui est freineuse explique cette valeur.
- ✓ Le Kh du réservoir correspondant au radial dans la réponse de la dérivée est très important 1780md.m (la hauteur du Trias SI, h=52m et le K=446md).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir homogène développé par la réponse radiale dans le middle time, délimité par deux failles parallèles qui se développe vers la fin de la dérivée.

Déroulement de l'essai BU et résultats dans la SI :

Test réalisé du 12/05/2016 au 06/06/2016 à la côte 3977m, l'opération est résumés comme suit :

- Descentes jauges électronique à la cote 3977m, le puits est déjà en service depuis 24/04/2016.
- Jaugeage du puits RAMA1, sur différent diamètre de duses pendant 6 jours Les paramètres de jaugeage attribués pour l'interprétation du build up, de plus l'historique de production du puits RAMA1 depuis sa mise en production sera ajouté dans l'annexe (tableau 2 à
- Fermeture du puits pendant 20 jours, pour build up. Les jauges seront remontées.

La suivante figure résume l'enregistrement du BU effectué :

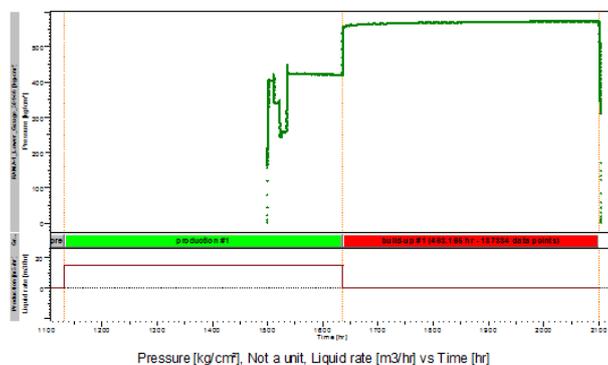


Figure 2.3 : déroulement de BU de RAMA-1

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour l'interprétation, l'interprétation du build up a révélé la réponse qui suit :

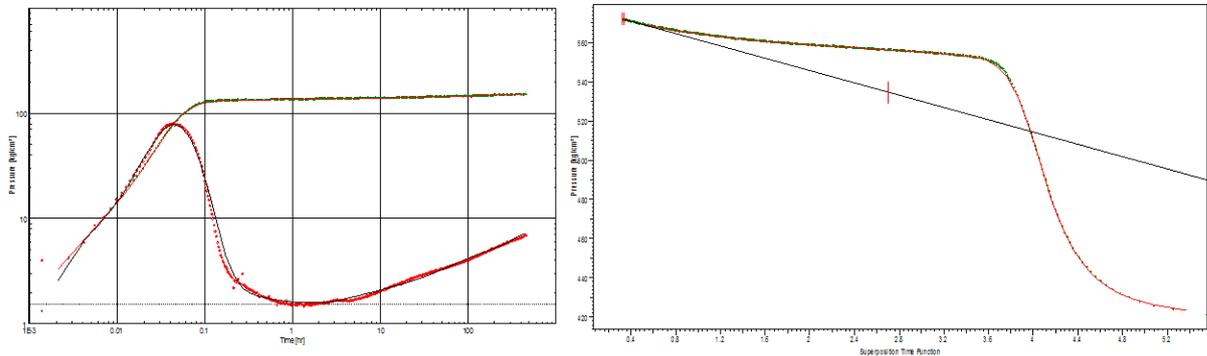


Figure 2.4 : log-log plot et Horner plot de BU pour RAMA-1

Discussions des résultats du BU

- ✓ La pression de gisement obtenue de l'extrapolation d'Horner, atteint les 576.85 kg/cm² à la cote d'enregistrement
- ✓ La PFD est de l'ordre de 419.80 kg/cm², il y a une perte de 157.05kg/cm². Une très grande perte entre le réservoir et le fond du puits, l'indice de productivité est de l'ordre de 0.097[m³/h][Kg/cm²].
- ✓ L'interprétation a démontré un skin d'endommagements très élevé $S_e = 37.2$ cette valeur montre que la formation du réservoir est toujours endommagée.
- ✓ L'effet du wellborestorage est réduit du faite qu'on a un faible GOR = 235.5 et débit d'huile de 15m³/h , ce qui nous a permis de voir tous le développement de la réponse du radial dans le middle time qui identifie le réservoir.
- ✓ Le skin totale $S_T = 37.2$ représente que le skin d'endommagement S_e . Les pertes de charges sont dues à l'endommagement de la formation au niveau du borehole.
- ✓ Le Kh du réservoir correspondant au radial dans la réponse de la dérivée est très important 1060md.m (la hauteur du Trias SI, h=52m et le K=266md).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log identifie un réservoir homogène caractérisé par la réponse radial dans le middle time, délimité par deux failles sécante qui se développe vers la fin de la dérivée.

Comparaison entre les résultats obtenues du DST et BU :

- ✓ La pression de gisement corrigée au mi-perfos , semble avoir chuté d'environ 10 kg/cm², a savoir qu'elle a atteint les 590.63kg/cm² lors du DST et 579.04kg/cm² lors de ce BU. Cela est certainement logique car le DST à été réalisé dans réservoir vierges,

qui n'a pas encore produit, par contre le build up a été réalisé après que le puits a produit une certaine période à compter de 24/04/2016).

- ✓ La PFD a aussi beaucoup chuté depuis le DST de 463.02 @ 3943.34 m à 419.80 @ 3977m lors du BU, Cela est aussi expliqué par le temps de production qui a subit le puits RAMA1 depuis le DST, ainsi qu'il a été perturbé du faite qu'on a jaugé le puits sur plusieurs différents diamètres de duse.
- ✓ L'indice de production a énormément chuté de 0.145 à 0.097 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ Le wellborestorage est réduit dans le DST comparant au BU parce que la fermeture dans le cas du DST se fait au fond contrairement à la fermeture durant le BU qui s'est fait en surface. Par conséquence la réponse du réservoir s'est manifestée dès la première heure dans le DST, contrairement au BU.
- ✓ Du point de vue skin on peut remarquer qu'il y a une amélioration entre le DST et le BU, quoi qu'il reste toujours élevé. Cette amélioration est parvenue suite a un nettoyage à l'eau traitée réalisé lors de la mise en production du puits, ce qui prouve qu'une grande partie de l'endommagement a été causé par la boue de forage.
- ✓ En termes de perméabilité on a pu constater une grande différence entre le DST (KH= 1780md.m) et BU (KH= 1060md.m) sachant que la hauteur testée est la même 4m. La perméabilité est influencée par le débit, la pression de gisement, aussi la zone productrice du réservoir (cas du DST où la totalité du brut provient de la zone proche du réservoir).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir homogène dans les deux testes (réponse radial au middle time).
- ✓ Par contre on remarque que la réponse des limites du réservoir est différente, sachant qu'on a obtenu une réponse de deux failles parallèles par l'interprétation du DST et une réponse de deux failles sécantes par le BU. Cette différence est due à l'allure de la dérivée de pression obtenue par le BU qui est plus développée que celle obtenue par le DST, alors on a pu atteindre la réponse de la zone la plus lointaine dans le réservoir (où les failles se croisent) suite a la durée du temps de fermeture du BU qui est plus longue que celle du DST (18.24 heures durant le DST et 500.5 heures durant le BU) expliqué ceci.

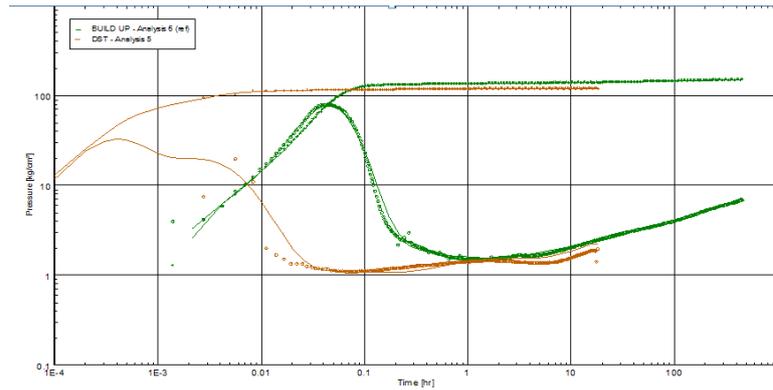


Figure 2.5 : Comparaison entre BU et DST

2-2 Puits RAA-1 :

Pour ce puits on a réalisé 03 DST, 02 DST dans le réservoir « Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane » et un DST/CASING réalisé dans le « Trias Série Inférieur » après pose bouchon de ciment pour isolation des formations inférieurs (Top bouchon de ciment à 4008.6m).

DST/CASING dans la SI(séquences et résultats) :

Test réalisé du 27/09/2010 au 05/10/2010 à la côte 3914.92m, les séquences de cette opération sont résumés ci-dessous :

Tableau 2.2 : résultat de jaugeage RAA-1 au cours le DST

	29/09/2010	30/09/2010
Duse (mm)	12.7	6.35
Pression Tête (kg/cm²)	46.4	169.44
Débit d'huile (m³/h)	10.15	6
GOR (m³/m³)	124.6	95.4

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour la simulation. Le dernier build-up sera interprété.

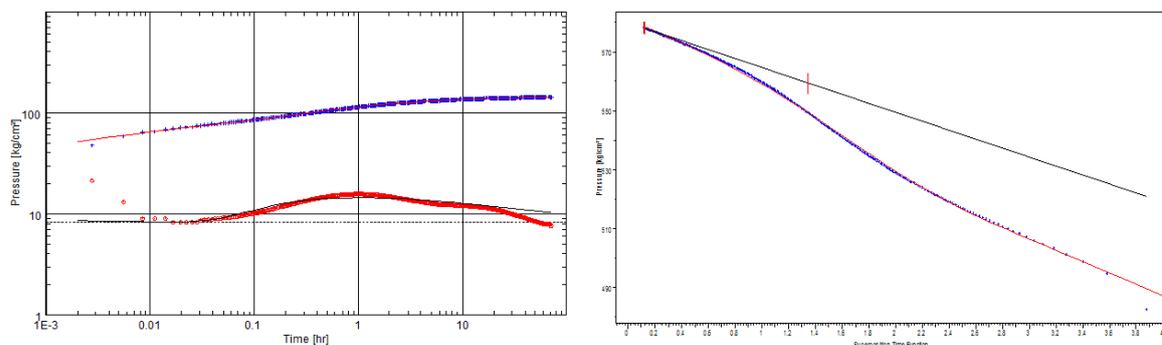


Figure 2.6 :log-log plot et Horner plot de DST de RAA-1

Discussions des résultats

- ✓ Le réservoir est bien alimenté, les PFR sont maintenu à 570kg/cm².
- ✓ La pression de gisement extrapolé de la courbe de horner est de l'ordre de 580kg/cm².
- ✓ PFD=436.8 kg/cm², une perte de charge de 143.2kg/cm².
- ✓ L'effet du wellborestorage est nul dans ce cas suite à un faible GOR = 95.4 et débit 6 m³/h en plus la fermeture est au fond. A ce fait on a pu observer la réponse du réservoir dès le début d'enregistrement.
- ✓ Le puits est stimulé, le skin d'endommagements est négative $S_e = -0.08$ qui représente le skin total. Malgré que la pression différentielle appliquée sur le réservoir $\Delta P=38.7$ Kg/cm², l'invasion du filtrat de boue de forage n'a pas fait un effet sur le wellbore possiblement a cause de la perméabilité qui n'est pas assez importante.
- ✓ Le Kh=105 correspondant au radial (K=35.2md).
- ✓ La dérivée de la pression a révélé une réponse de réservoir homogène développé par la réponse radial dès le early time parce qu'on a pas du wellbore-storage, suivit par la réponse d'une faille semi-étanche. [3]

BU dans la SI déroulement de l'essai et résultats :

Test réalisé du 08/03/2016 au 31/03/2016 à la côte 3681.08m, l'opération est résumés comme suit :

- Descentes jauges électronique à la cote 3681.08m, le puits est déjà en service depuis 08/03/2016.
- Jaugeage du puits RAA1, sur diamètre de duse 9.53 mm.
- Fermeture du puits pendant 18.5 jours, pour build up.
- Les jauges seront ensuite remontées en surface.

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour l'interprétation, le l'interprétation du build-up a révélé la réponse qui suit :

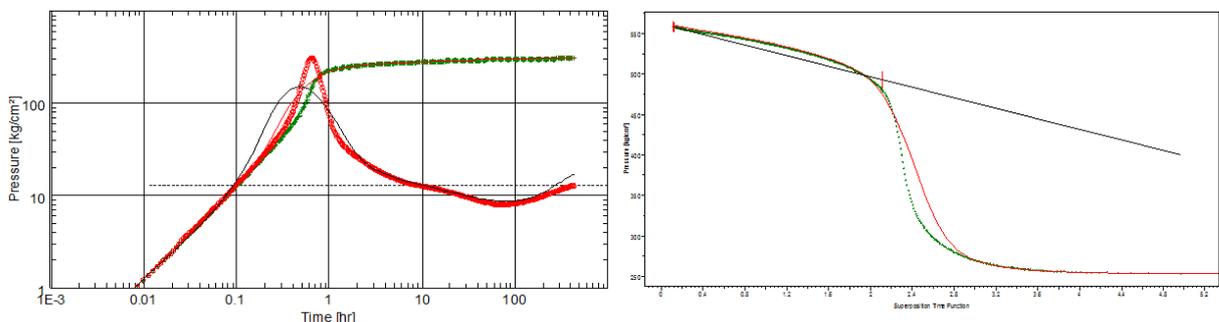


Figure 2.7 :log-log plot et Horner plot de BU de RAA-1

Discussions des résultats du BU

- ✓ La pression de gisement, atteint les 561.5 kg/cm² à la cote d'enregistrement.
- ✓ La PFD est de l'ordre de 253.14 kg/cm², une très grande perte de charge entre le réservoir et le fond du puits de 308.4kg/cm². L'indice de productivité IP= 0.0202[m³/h][Kg/cm²].
- ✓ Le puits s'est révélé endommagé $S_e = 2.68$. Le skin totale $S_T = 4.35$ contient aussi un skin géométrique due à la pénétration partielle $S_g = 1.67$. Ce phénomène peut être observé just après le wellborestorage par une pente (-1/2).

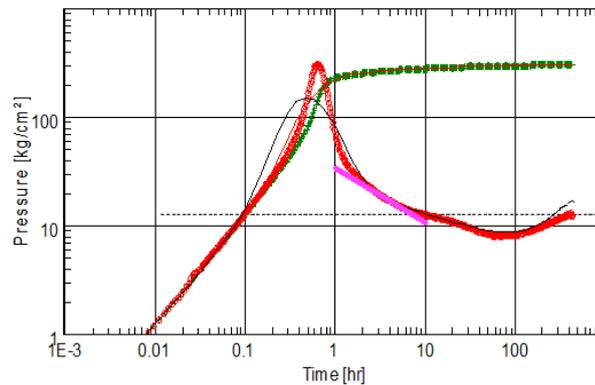


Figure 2.8 : log-log plot de RAA-1

- ✓ Le $Kh=69.6$ du réservoir correspondant au radial qui presque masqué ($K=23.2\text{md}$).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log identifie un réservoir homogène ou on peut toujours observer sa stabilité malgré l'énorme wellborestorage suivit par une remontée vers la fin de la dérivée caractérisant deux failles sécante qui délimite le réservoir.

Comparaison entre les résultats obtenues du DST et BU :

- ✓ La pression de gisement corrigée au mi-perfos est restée stable a 585kg/cm² , malgré que le DST est réalisé en 2010 et le BU en 2016. Car le puits n'a produit que 6 jours avant le BU aussi il est foré dans une zone vierge, pas d'autre puits aux alentours.
- ✓ La PFD a aussi beaucoup chuté depuis le DST lors du BU ($PFD_{DST}=442.4 \text{ kg/cm}^2$ et $PFD_{BU}=276.8 \text{ kg/cm}^2$, corrigées à mi-perfos).
- ✓ A ce fait l'indice de production a chuté de la moitié de 0.042 à 0.0202 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ Le wellborestorage s'est développé durant le build up où la fermeture est en surface, aussi la chute de la PFD qui nécessite une grande énergie et plus de temps pour remplir tout le volume du puits.

- ✓ Le skin d'endommagement s'est développé depuis le temps du DST par la boue de forage qui sevrée a neutraliser le puits avant sa mise en service.
- ✓ La perméabilité a énormément chuté depuis le DST (KH= 105md.m) et BU (KH= 69.6md.m), la hauteur testée est la même 3m.
- ✓ La dérivée démontre un model puits vertical dans les deux tests, quoi qu'elle révèle une réponse de pénétration partiel durant le BU qui est due à la turbulence développée autour des perforations à cause de l'énorme perte de charge entre la P_g et la PFD et qui se développe suite à la hauteur des perforations (3m) qui ne couvre pas la totalité de la couche productrice du réservoir
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir homogène dans les deux testes.
- ✓ Par contre on remarque que la réponse des limites du réservoir est différente, sachant qu'on a obtenu une réponse d'une faille semi-étanche par l'interprétation du DST et une réponse de deux failles sécantes par le BU (71.6 heures durant le DST et 444 heures durant le BU). Cette différence est due à l'allure de la dérivée de pression obtenue par le BU qui est plus développée que celle obtenue par le DST, par contre la réponse de la 1^{ère} a pu être masqué par le wellborestorage.
- ✓ La durée de fermeture du puits durant le test, influe sur la réponse de la dérivée de pression obtenue (réponse réservoir et limites).

2-3 Puits RAA-2:

Pour ce puits on a réalisé 02 DST, 01 BU dans le réservoir « Grès d'Ouargla» et un DST/CASING réalisé dans le SI

DST/CASING dans la SI séquences et résultats :

Test réalisé du 07/06/2014 au 15/06/2014 à la côte 3895.89 m, les séquences de cette opération sont résumés ci-dessous :

Tableau 2.3 : résultat de jaugeage RAA-2 au cours le DST

Date	09/06/2014	
Duse (mm)	9.53	12.7
Pression Tête (kg/cm ²)	207.4	154.7
Débit d'huile (m ³ /h)	23.2	32.3
GOR (m ³ /m ³)	116	116.5

La suivante figure résume ces séquences d'ouvertures et de fermeture effectués :

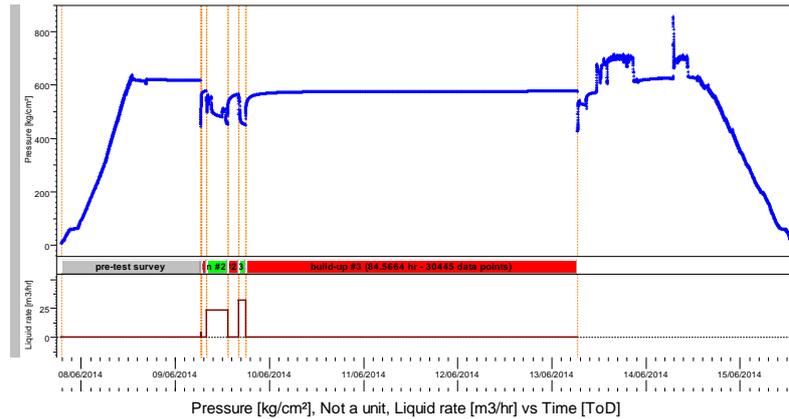


Figure 2.9 : Déroulement de dst pour RAA-2

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour la simulation :
Le dernier build-up sera interprété.

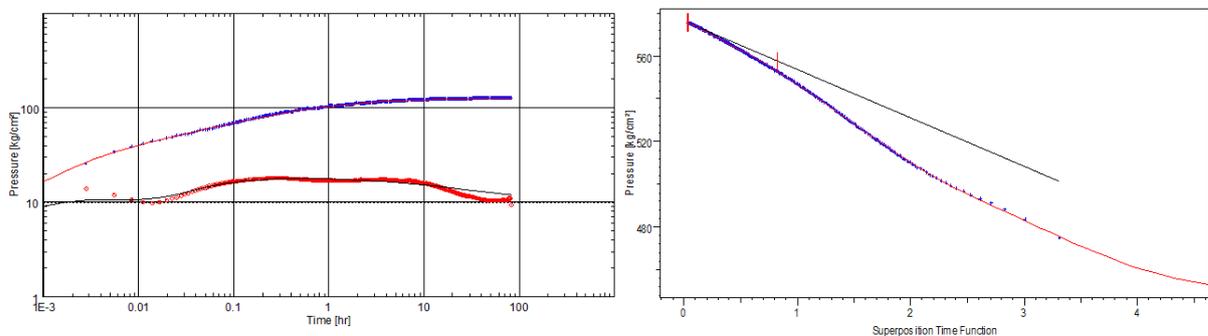


Figure 2.10 :log-log plot et Horner plot de DST de RAA-2

Discussions des résultats du DST

- ✓ Le réservoir est bien alimenté car la pression de fin de remonté et la pression vièrgre sont maintenu à environ 577kg/cm².
- ✓ La pression de gisement extrapolé de la courbe de horner est de l'ordre de 576.6kg/cm².
- ✓ PFD=449 kg/cm², une perte de charge de 128kg/cm² correspondant à un IP =0.253[m³/h][Kg/cm²]
- ✓ L'effet du wellborestorage est nul dans ce cas. la réponse du réservoir et de la limite sont rapidement apparue.
- ✓ Le puits est stimulé, $S_e = -1.81$ qui représente le skin total. Quoi que la pression différentielle appliquée sur le réservoir $\Delta P= 49.4$ Kg/cm², il n'y a pas une invasion importante du filtrat.
- ✓ Le Kh=686 (K=85.7md)

- ✓ La dérivée de la pression a révélé une réponse de réservoir homogène développé par la réponse radial dès le early time parce qu'on n'a pas du wellbore-storage, suivit par la réponse d'une faille semi-étanche.

BU dans la SI déroulement de l'essai et résultats :

Test réalisé du 09/05 Au 03/06/2016 à la côte 3800m, l'opération est résumés comme suit :

- Descentes jauges électronique à la cote 3800m, le puits est déjà en service depuis 01/05/2016.
- Jaugeage du puits RAA2, sur différents diamètres de duses 9.53, 12.7, 19.05 mm.
- Fermeture du puits pendant 19.5 jours le 15/05/2016, pour build up.
- Les jauges seront ensuite remontées en surface.

La figures uivante résume l'enregistrement du BU effectué :

L'interprétation du build-up a révélé la réponse qui suit :

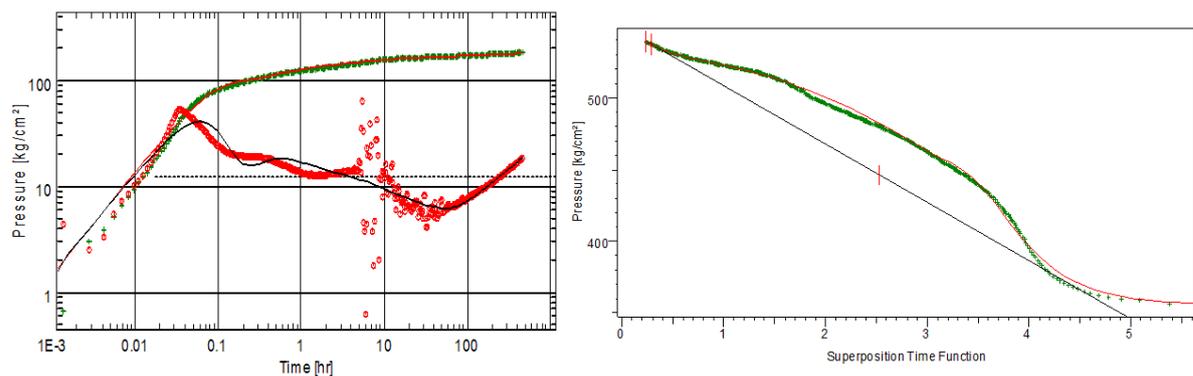


Figure 2.11 :log-log plot et Horner plot de BU de RAA-2

Discussions des résultats du BU :

- ✓ La pression de gisement atteint les 549 kg/cm² à la cote d'enregistrement.
- ✓ La PFD = 356 kg/cm², pertes de charges sont 193 kg/cm². L'indice de productivité faible IP= 0.063 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ L'effet du wellborestorage est très important du fait il a masqué le début de la réponse.
- ✓ Le puits est stimulé suite au skin d'endommagement qui est négatif $S_1 = -0.94$ et $S_2 = -3.75$, ce skin ne représente pas le skin totale $S_T = -0.95$ ce qui fait qu'il y a place au pseudo skin due au multicouche.
- ✓ Le $Kh=205$ ($K=25.6$ md).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log identifie un réservoir Two layers ou on peut toujours observer les deux stabilités malgré correspondant aux radial, suivit par

une remontée vers la fin de la dérivée caractérisant deux failles sécantes pouvant délimiter le réservoir. [8]

Comparaison entre les résultats obtenues du DST et BU :

- ✓ La pression de gisement a chuté de 581kg/cm² depuis le DST (2014) à 560 kg/cm² (2016), cette chute a pour cause la mise en production du puits RAA2 pendant 15 jours avant sa fermeture pour BU aussi que le puits RAA1 le plus proche a été mis en production quelque jours avant son BU.
- ✓ La PFD a beaucoup chuté depuis le DST de 449.1@ 3895.89 m à 356 @ 3800m lors du BU, malgré que le puits a été dusé a 9.53mm lors du BU.
- ✓ A ce fait l'indice de production a énormément chuté de 0.253 à 0.063 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ Le wellborestorage est développé durant le build up où la fermeture est en surface, contrairement durant le DST où il est absent.
- ✓ Le skin total a peu augmenté depuis le DST de -1.81 à -0.95.
- ✓ La perméabilité a chuté de plus de 3 fois depuis le DST (KH= 686md.m) et BU (KH= 205md.m), la hauteur testée est la même 8m.
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir homogène délimité par une faille semi-étanche dans le DST par contre le BU a identifié un réservoir Two layers délimité par deux failles sécantes
- ✓ L'apparence du réservoir two layers dans le BU contrairement au DST est possible qu'il soit plutôt masqué par la réponse de la faille semi-étanche qui a apparue tôt.
- ✓ La durée de fermeture de puits durant le test, influe sur la réponse de la dérivée de pression obtenue (réponse réservoir et limites).

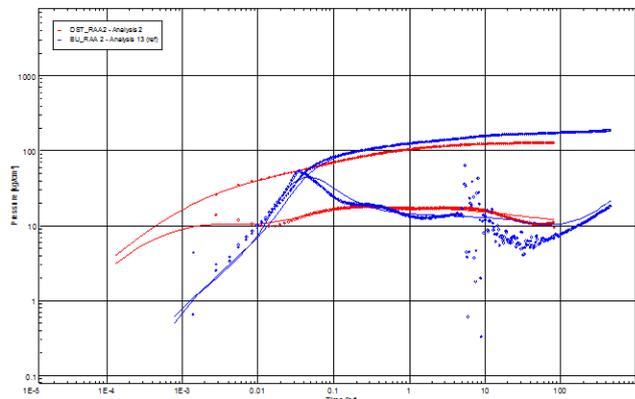


Figure 2.12 : Comparaison entre BU et DST pour RAA-2

2-4 Puits NRAA-1 :

Pour ce puits on a réalisé un seul DST/CASING réalisé dans le réservoir « Trias Série Inférieur » après pose bouchon de ciment pour isolation des formations inférieures (top bouchon de ciment à 3968m).

DST/CASING dans la SI séquences et résultats :

Test réalisé du 28/12/2015 au 04/01/2016 à la côte 3822.41m, le tableau ci-dessous présente les paramètres de jaugeage effectués durant le test :

Tableau 2.4 : résultat de jaugeage NRAA-1 au cours le DST

	30/12/2015	31/12/2015	
duse (mm)	12.7	9.53	12.7
Pression Tete (kg/cm²)	98.43	137.1	94.91
Débit d'huile (m³/h)	21.86	19.5	22.53
GOR (m³/m³)	121.96	115.64	122.7

Le dernier build-up sera interprété :

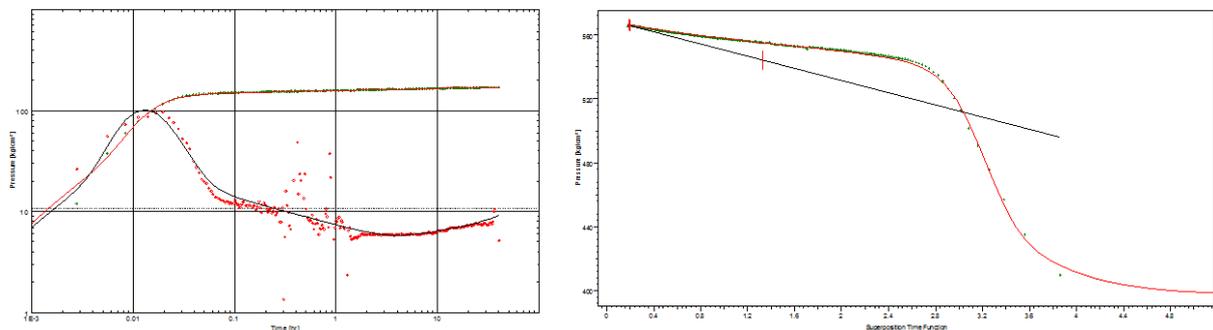


Figure 2.13 :log-log plot et Horner plot de DST de NRAA-1

Discussions des résultats :

- ✓ Les pressions de fin de remonté sont maintenue à la pression vierge à environ 570 kg/cm², le réservoir SI aux alentours du puits NRAA1 est bien alimenté.
- ✓ La pression de gisement extrapolé de la courbe de horner est de l'ordre de 569.63kg/cm².
- ✓ La PFD = 371 kg/cm², la perte de charge est très importante 198.6kg/cm². On aura un IP =0.133[m³/h][Kg/cm²]
- ✓ GOR faible avec un débit de 22.53m³/h le Wellbore Storage est réduit et la réponse du réservoir est claire.
- ✓ Le skin d'endommagement obtenu de la 1^{ère} couche est négative $S_1=-0.6$ et de la 2^{ème} couche $S_2 = 7.69$, indique qu'il y a endommagement dans une partie du réservoir. La

faible pression différentielle appliquée sur le réservoir SI $\Delta P=23.25 \text{ Kg/cm}^2$ explique cet endommagement causé par invasion.

- ✓ Le skin totale $S_T = 3.55$ représente le skin d'endommagement S_1 et S_2 ainsi que le skin géométrique due au pseudo-skin de multicouches qui est possiblement négative.
- ✓ Le Kh du réservoir correspondant au radial dans la réponse de la dérivée est très important 239 md.m ($K=29.8 \text{ md}$).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir Twolayers (deux couches) développé par la réponse radial dans le middle time, délimité par une faille semi-étanche qui se développe vers la fin de la dérivée. [8]

BU dans la SI déroulement de l'essai et résultats :

Test réalisé du 17/04/2016 au 13/05/2016 à la côte 3844m, l'opération est résumés comme suit :

- Descentes jauges électronique à la cote 3844m, le puits est déjà en service depuis 14/04/2016.
- Jaugeage du puits NRAA1, sur différent diamètre de duses
- Fermeture du puits pendant 19.5 jours, pour build up.

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour l'interprétation, le l'interprétation du build-up a révélé la réponse qui suit :

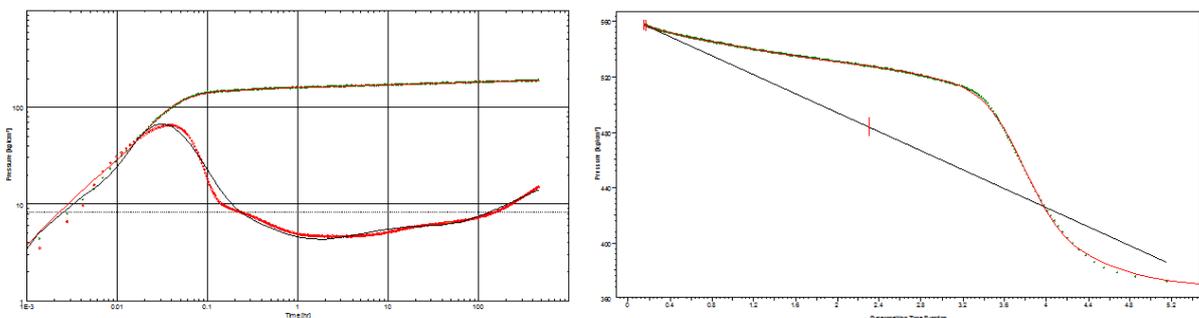


Figure 2.14 :log-log plot et Horner plot de BU de NRAA-1

Discussions des résultats du BU

- ✓ La pression de gisement, atteint les 562.82 kg/cm^2 à la cote d'enregistrement.
- ✓ La $PFD=367.86 \text{ kg/cm}^2$, une très grande perte entre le réservoir et le fond du puits atteint 194.96 kg/cm^2 et l' $IP=0.076 \text{ [m}^3/\text{h][Kg/cm}^2]$.
- ✓ L'effet du wellborestorage est peu considérable.
- ✓ Le skin d'endommagement obtenu de la 1^{ère} couche est $S_1=0.65$ et de la 2^{ème} couche $S_2 = 5.66$, indique qu'il y a endommagement dans les deux partie du réservoir.

- ✓ Le skin totale $S_T = 3.21$ représente le skin d'endommagement S_1 et S_2 ainsi que le skin géométrique due au pseudo-skin de multicouches qui est possiblement négative.
- ✓ Le Kh du réservoir correspondant au radial dans la réponse de la dérivée est très important 231md.m ($K=28.9$ md).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log identifie un réservoir Twolayers (deux couches) caractérisé par la réponse radial (02 stabilités) dans le middle time, délimité par deux failles parallèle (Chenal), la 1^{ère} semi-étanche qui se manifeste juste après la 2^{ème} stabilité par une pente $\frac{1}{2}$ et qui a l'aire de revenir à une autre stabilité suivie par la réponse de la 2^{ème} faille caractérisée par une pente $\frac{1}{2}$. [4]

Comparaison entre les résultats obtenues du DST et BU :

- ✓ La pression de gisement corrigée au mi-perfos : 573.75 kg/cm² lors du DST et 565.07kg/cm² lors de ce BU (le build up a été réalisé après que le puits a produit une certaine période).
- ✓ La PFD a aussi beaucoup chuté depuis le DST de 371 @ -3700.41 m à 367 @ -3727.12m lors du BU, quoique le puits lors du BU a été dusé à 9.53mm contrairement lors du DST avec 12.7mm. La chute revient à ce que le puits a produit pendant une durée
- ✓ L'indice de production a énormément chuté de 0.113 à 0.076 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ La fermeture au fond pendant le DST permis d'obtenir un wellborestorage plus réduit contrairement au BU. La réponse du réservoir s'est manifestée dès 0.06 hr lors du DST avec une 1^{ère} stabilité moins réduite que celle du BU qui est apparue dès 0.14hr.
- ✓ Une légère amélioration du skin entre le DST et le BU, essentiellement au niveau de la 2^{ème} couche (de 7.69 à 5.66) suite a un nettoyage à l'eau traitée réalisé lors de la mise en production du puits.
- ✓ Perméabilité reste inchangée ($KH_{DST} = 239$ md.m et $KH_{BU} = 231$ md.m), la hauteur testée est la même 8m.
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir Two layers (deux couches) dans les deux testes (02 stabilités qui correspondent à l'écoulement radial, séparées par la réponse de l'écoulement linéaire.
- ✓ Par contre on remarque que la réponse des limites du réservoir est différente, sachant qu'on a obtenue d'une faille semi-étanche par l'interprétation du DST et une réponse de deux failles parallèles par le BU, où on a pu identifier la 1^{ère} puis la 2^{ème} se qui indique que le puits ne se situe pas au milieu de la distance entre les 02 failles par contre plus proche de l'une deux.

- ✓ La différence des réponses du DST et BU qui est plus développée où la réponse de la zone lointaine est apparue, est un résultat de la durée de fermeture du BU qui est plus longue que celle du DST (40.54 heures durant le DST et 468.46 heures durant le BU).
- ✓ La durée de fermeture du puits durant le test, influe sur la réponse de la dérivée de pression obtenue (réponse réservoir et limites).

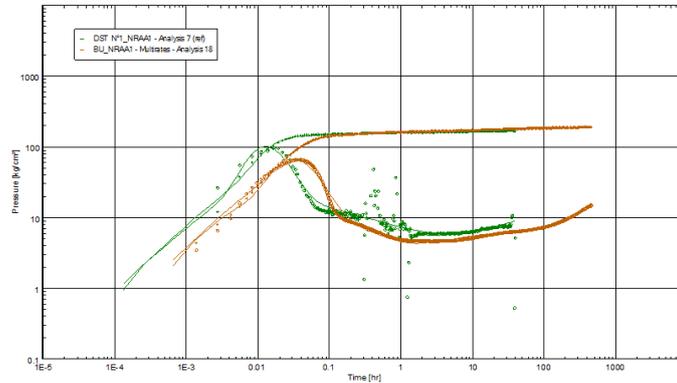


Figure 2.15 : Comparaison entre BU et DST

2-5 Puits ERAA-1 :

Pour ce puits on a réalisé un seul DST dans le réservoir « Trias Série Inférieur » après pose bouchon de ciment pour isolation de formations inférieures (Top bouchon ciment à 4005 m).

DST/CASING dans la SI(séquences et résultats) :

Test réalisé du 16 au 22/11/2015 à la côte 3852.04m, le tableau ci-dessous présente les paramètres de jaugeage effectués durant le test :

Tableau 2.5 : résultat de jaugeage ERAA-1 au cours le DST

Date	18/11/2015	19/11/2015
Duse (mm)	9.53	12.7
Pression Tete (kg/cm ²)	225	193.3
Débit d'huile (m ³ /h)	20.9	26.5
GOR (m ³ /m ³)	243.68	231.74

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour l'interprétation, le l'interprétation du build-up a révélé la réponse qui suit :

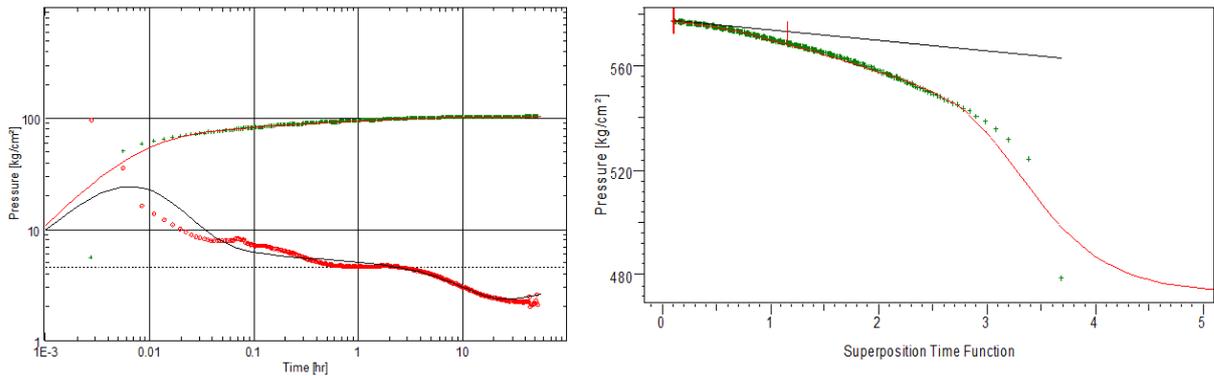


Figure 2.16 :log-log plot et Horner plot de DST d'ERAA-1

Discussions des résultats :

- ✓ Les pressions de fin de remonté et la pression vierge, sont maintenue à environ 577kg/cm², le réservoir aux alentours du puits ERAA1 est bien alimenté.
- ✓ La pression de gisement extrapolé de la courbe de horner est de l'ordre de 577.56 kg/cm².
- ✓ La PFD = 473.43 kg/cm². Une perte de 104.13kg/cm² qui correspond à une valeur de IP =0.254[m³/h][Kg/cm²]
- ✓ L'effet du wellborestorage est réduit la réponse du réservoir est très développé.
- ✓ Le skin d'endommagement obtenu de la 1^{ère} couche S₁=9.34 et de la 2^{ème} couche S₂ = -0.631, indique qu'il y a endommagement dans une partie du réservoir, La pression différentielle appliquée sur le réservoir SI ΔP= 41 Kg/cm² explique cet endommagement causé par invasion.
- ✓ Le Kh du réservoir est important 546 md.m (K=26md).
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir Two layers (deux couches) développé par la réponse de deux radiales dans le middle time. La dérivée ne révèle aucune barrière, le réservoir est infini.

Interprétation de BU réalisé dans SI :

Test réalisé du 18/04/2016 au 15/05/2016 à la côte 3870m, l'opération est résumés comme suit :

- Descentes jauges électronique à la cote 3870m, le puits est déjà en service depuis 18/04/2016.
- Jaugeage du puits ERAA1, sur différent diamètre de duses pendant 8 jours .
- Fermeture du puits pendant 20 jours, pour build up.
- Les jauges seront ensuite remontées en surface.

Après avoir attribué l'historique du débit et les paramètres nécessaire pour l'interprétation, le l'interprétation du build-up a révélé la réponse qui suit :

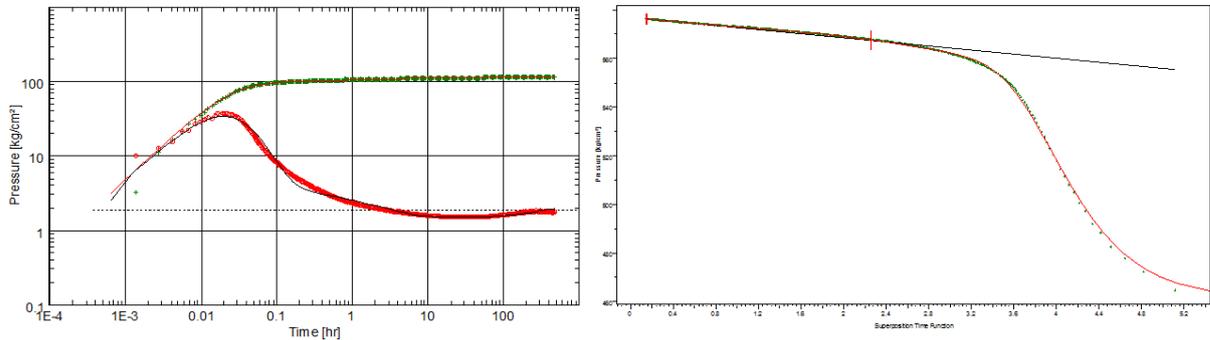


Figure 2.17 :log-log plot et Horner plot de BU d'ERAA-1

Discussions des résultats du BU :

- ✓ La pression de gisement obtenue de l'extrapolation d'Horner, atteint les 576.83 kg/cm² à la cote d'enregistrement
- ✓ La PFD = 461.2 kg/cm², il y a une perte de 115.6 kg/cm². L'indice de productivité est de $IP= 0.175[m^3/h][Kg/cm^2]$.
- ✓ L'effet du wellborestorage est important, on voit qu'il masque une partie du radial.
- ✓ Le Kh du réservoir correspondant au radial dans la réponse de la dérivée est très important 1030md.m (K=49.1md).
- ✓ Le puits apparaît très endommagé suite aux skins obtenus : skin de la 1^{ère} couche $S_1=27.5$ et de la 2^{ème} couche $S_2 = 2.58$. (sachant que le puits a été laissé sous boue après forage). Le skin totale $S_T = 25.7$
- ✓ La dérivée indique qu'il y a une pénétration partielle, développé juste après le wellborestorage par une pente -1/2. Ce phénomène se développe lorsqu'on a une hauteur de perfos qui ne couvre pas la totalité de la couche productrice, donc une turbulence dans cette zone perforée qui se traduit par des pertes de charge dues au pseudo skin de pénétration partielle.
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log identifie un réservoir Two layers (deux couches) avec aucune barrière, le réservoir est infini.

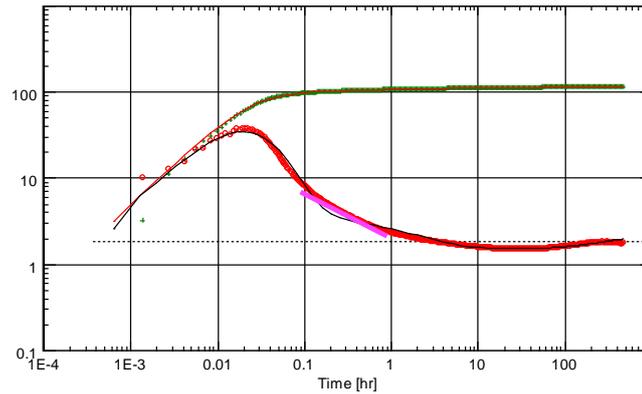


Figure 2.18 :log-log plot de BU

Comparaison entre les résultats obtenues du DST et BU :

- ✓ La pression de gisement corrigée au mi-perfos est stable elle a atteint les 583.4kg/cm² lors du DST et 580.5kg/cm² lors de ce BU. Sachant que le DST réalisé en Novembre 2015 et le build up réalisé en Avril 2016.
- ✓ La PFD a chuté depuis le DST de 473.43 @ 3852.04m à 461.2 @ 3870 m lors du BU, malgré que le puits est dusé à 9.53mm lors du BU.
- ✓ L'indice de production a énormément chuté de 0.254 à 0.175 [m³/h][Kg/cm²].
- ✓ Le wellborestorage est important durant le BU parce que la fermeture du puits été en surface. Par conséquent la réponse du réservoir était un peu masquée dans le cas du BU.
- ✓ Une dégradation en termes de skin sur les deux couches ainsi que le skin totale. La boue sous laquelle on a laissé le puits pour neutralisation avant mise en production aussi le pseudo skin dû à la pénétration partielle qui s'est développé.
- ✓ Une amélioration du point de vue perméabilité entre le DST (KH= 546md.m) et BU (KH= 1030md.m) sachant que la hauteur testée est la même 21m. possible que durant le BU on a pu mesurer la perméabilité assez lointaine contrairement au DST.
- ✓ La dérivée de la pression en échelle log-log a révélé une réponse de réservoir Two layers (deux couches) développé par la réponse de deux radiales dans le middle time. La dérivée ne révèle aucune barrière, le réservoir est infini. Cela est plutôt logique car le puits ERAA1 produit a travers deux bancs différents (3884-3893m) et (3934-3946m).
- ✓ La durée de fermeture du puits durant le test, influe sur la réponse de la dérivée de pression obtenue (réponse réservoir et limites).

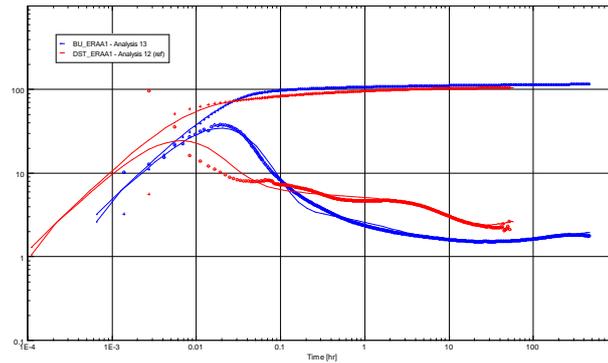


Figure 2.19 : comparaison entre BU et DST pour ERAA-1

Conclusion :

D'après les résultats obtenus par l'interprétation des essais de puits révèle que les puits RAMA-1 , RAA-1 et RAA-2 appartient a un réservoir homogène avec la présences des failles sécantes , en Revenge on trouve NRAA-1 et ERAA-1 est de type Two layers NRAA1 contient une faille parallèle et ERAA1 est de type infinie

Introduction

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable du fait de sa position à proximité du gisement de Hassi-Messaoud.

1- Cadre structural local et aspect Géophysique :

L'analyse de la carte en isobathes à la Discordance Hercynienne (DH) montre que la structure sur laquelle sont implantés les puits de cette courante étude, s'appuie sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi Messaoud. Elle est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW à N-S avec l'existence des failles décrochantes de direction Est-Ouest (figure 3.1). Cette structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque qui est à l'origine de sa structuration définitive.

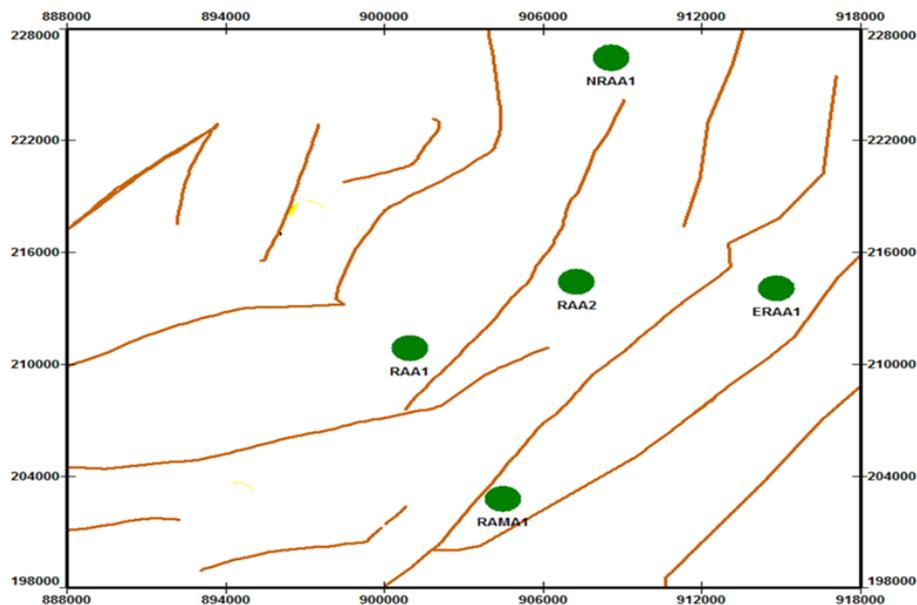


Figure 3.1 : position des failles sur RAA

L'analyse des données sismiques dans la région et l'interprétation de la carte en isobathe à la discordance hercynienne permet la définition du schéma structural de la région et mettre en évidence une individualisation structurale, marquée par un alignement de trends suivant une direction NE-SW.

1-1 Aspect Diagraphique et géologique :

L'interprétation diagraphique est basé sur plusieurs enregistrement du logging (la résistivité, le gamma ray, caliper, minéralogie, neutron, sonic,etc) en superposant les logs d'enregistrement obtenues afin d'établir ce qu'en appelle l'ELAN (VOIR ANNEXE)

Chapitre 03 : Caractérisation du réservoir RAA

qui permet d'identifier plusieurs paramètres et informations. Aussi des prélèvements de carottes ont eu lieu lors du forage de la phase 8^{1/2} au niveau du réservoir SI, d'où la description de celles-ci permet de définir les types des dépôts qui composent le réservoir

L'objectif de cette analyse c'est de :

- Déterminer les intervalles contenant les fluides contenus dans le réservoir (eau, huile et gaz).
- Déterminer le plan d'eau (OWC).
- Déterminer les caractéristiques pétrophysiques.
- Déterminer Les bancs à intérêt pétrolier correspondant à une faible saturation en eau et une faible teneur en argiles avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- Déterminer les types de dépôts existants dans la formation.
 - ❖ Pour chaque puits on a obtenu les résultats suivants :

Tableau 3.1 : résultats d'interprétation diagraphique [5]

les puits les intervalles	<i>Intervalle d'huile (m)</i>	<i>Intervalle d'eau(m)</i>	<i>WOC (m)</i>	<i>Intervalle d'intérêt pétrolier (m)</i>	<i>Type d'argile</i>
<i>RAMA-1</i>	<i>3997.5-4010 4033-4048</i>	<i>4002-4010 4033-4048</i>	<i>Non défini</i>	<i>3997.5-4002 4006-4010</i>	<i>L'illite</i>
<i>RAA-1</i>	<i>3968-3980 3988-4000</i>	<i>3973-3980</i>	<i>3973</i>	<i>3968.5-3973</i>	<i>L'illite</i>
<i>RAA-2</i>	<i>3889-3948</i>	<i>3388-3910 3920-3930</i>	<i>3942</i>	<i>3930-3940</i>	<i>Glauconite Chlorite</i>
<i>NRAA-1</i>	<i>3882-3994</i>	<i>3884-3892 3925-3955</i>	<i>3950.2</i>	<i>3872-3982</i>	<i>L'illite</i>
<i>ERAA-1</i>	<i>3886.5-3892 3937-3947</i>	<i>3884-3892 3925-3959</i>	<i>3950</i>	<i>3884-3993 3935-3947</i>	<i>L'illite</i>

- ❖ La description des carottes démontre la présence de :

1-1-1 Puits RAA1 :

- Grés fin à moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé dans l'intervalle 3967-3978.5m (en face de l'intervalle perforé).
- Argile indurée, silteuse, micacée entre reste de l'épaisseur.

1-1-2 Puits RAA2 :

- Grès argileux à siliceux, friable, bitumineux dans l'intervalle 3930 – 3939 m (en face de l'intervalle perforé).
- Grès moyen à fin, siliceux à argileux, friable, bitumineux dans l'intervalle 3939 – 3944m
- Grès fin argileux friable dans l'intervalle 3944 – 3945 m.
- Argile silteuse indurée avec passées de grès fin siliceux bien consolidé dans le reste du réservoir.
- Grès fin à moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement à bien consolidé localement bitumineux dans l'intervalle : 3897 – 3904 m.

2 -Comparaisons et synthèse des résultats obtenus :

En se référant aux données et interprétations précédentes en collaboration avec les résultats des tests transitoires on peut obtenir ce qui suit :

2-1 Puits RAA1 :

A l'aide de la figure 3.1 et les analyses de l'Elan et carottes la réponse réservoir homogène obtenu par les tests délimité par deux failles sécantes est confirmé, où on a la faille la plus proche se situe entre RAA1 et RAA2.

2-2 Puits RAA2 :

La mesure MDT qui a révélé des points de prélèvement a des valeurs différentes de mobilités et de pressions et l'analyse de carotte au niveau des bancs perforé qui a indiqué la présence de grès argileux à siliceux, friable, bitumineux , aussi la présence de plusieurs types d'argiles a caractéristiques différents (glauconite chlorite et l'illite) confirme largement l'identification d'un réservoir Twolayers au niveau du puits de RAA2, par contre l'analyse sismique (figure3.1) confirme la présence de l'une des deux failles sécantes possiblement la première situé entre RAA1 et RAA2 (qu'on a pu observer par l'interprétation du DST), la deuxième failles soit elle n'a pas pu être déterminer lors de l'analyse sismique soit elle reste un incertitude de test transitoire.

2-3 Puits NRAA1 :

En se référant à la carte de failles obtenue par l'analyse sismique on trouve que NRAA1 est situé entre deux failles presque parallèles, cela confirme le résultat obtenu par l'interprétation du test transitoire, aussi il est plus proches de l'une deux.

2-4 Puits ERAA1 :

L'essai transitoire effectué sur ERAA1 a révélé une réponse de réservoir Two layers sans aucune barrière, le réservoir est infini. Cela est plutôt logique car le puits ERAA1 produit à travers deux intervalles perforés (3884-3893m) et (3934-3946m). Aussi le MDT a révélé des points de mesures dans l'intervalle supérieur qui indique qu'on a un réservoir tight, et d'autre dans l'intervalle inférieur où le réservoir présente une mobilité de 3.88mD/Cp.

D'après la (figure 3.1) le puits ERAA1 est situé entre deux failles parallèles d'orientation NE-SW par contre les essais transitoires n'ont révélé aucune réponse de faille, effectivement si ces failles sont relativement lointaine du puits.

2-5 Puits RAMA1 :

Concernant le RAMA1, D'après la (figure 3.1) il est situé entre deux failles sécantes d'orientation NE-SW ce qui est identique au résultat obtenu par le test transitoire.

Remarque : Autres paramètres et caractéristiques des puits sont résumés dans le tableau.3.2 (voir annexe)

Conclusion

Les études préliminaires obtenus sur réservoir RAA, comme réservoir vierge nous ont permis de résumer ce qui suit :

- ✓ La pression de gisement moyenne est d'environ 580kg/cm²
- ✓ La pression de bulle est d'une moyenne de 150kg/cm² sauf pour le puits ERAA1.
- ✓ La température moyenne de réservoir est 120°C.
- ✓ De point de vue stratigraphie le puits RAA2 et NRAA1 sont plus élevés par rapport aux autres puits, le puits RAMA1 est plus profond.
- ✓ NRAA1 est plus soulevé que RAA1 soit de point de vue mur ou toit de réservoir.
- ✓ Le réservoir SI est plus épais au niveau de RAA2 et ERAA1 comparant à l'épaisseur de celle-ci au niveau de RAA1, RAMA1 et NRAA1 qui est d'une moyenne de 50m.
- ✓ Par contre le Net pay est très faible il ne dépasse pas les 10m, qui limite l'intervalle à perforé.
- ✓ La porosité moyenne se varie entre 7 à 10%.
- ✓ La saturation moyenne se varie entre 20 à 30 %.

1-Introduction :

Avant mise en production d'un réservoir, seules les données statiques sont disponibles. Elles dépendent de façon linéaire des propriétés pétrophysiques et leur intégration dans le modèle réservoir se fait simplement. Dès que la production commence, le comportement dynamique De réservoir peut être observé aux puits par les outils mesurant pression et débit par exemple. Ces données sont dites "dynamiques" car elles varient dans le temps.

On distingue en général deux types de données dynamiques. Le premier correspond aux propriétés associées à chaque maille du modèle réservoir telles que la pression et la saturation. Le second englobe les données de production mesurées aux puits comme la pression de fond (PFD), le débit de production d'huile (Q_o) ou la percé d'eau (WCT), que l'on nommera valeurs mesurées, observations ou encore données de production.

2- Cas de Puits RAMA-1 :

Le forage **RAMA-1** s'inscrit dans le cadre de programme d'exploration du périmètre Touggourt-Est La structure de « Rhourd El Amar» est mise en évidence suite à la réinterprétation de la sismique.

RAMA-1 a été foré le 30/03/2015, le forage été réalisé en 8^{1/2} et complété avec liner 7" dont le sabot était a 4195m puis on a foré avec 6" et complété avec liner 4^{1/2} , le forage a été terminé avec le 6" jusqu'à atteindre le TD en open hole , un bouchon de ciment été posé afin d' isoler les grés d'Ouargla , d'Atchane et les argiles d'El Gassi . [6]

2-1 : Evolution des paramètres de jaugeage :

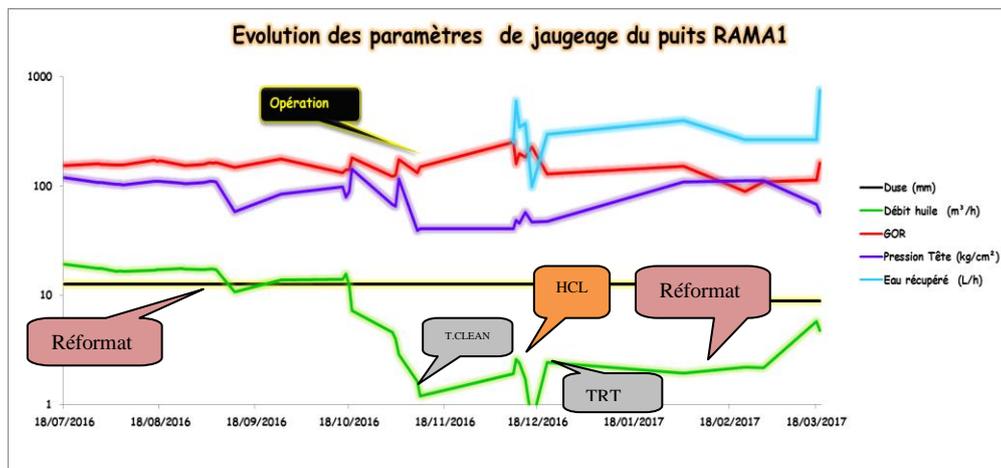


Figure 4.1 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAMA1

2-2 Discussion des résultats :

- Le puits a été mise en production le 09/07/2016 avec une duse de 12 mm la pression de tête été a l'ordre de 160 kg/cm² avec un débit initial de 19.32 m³/h
- Dès l'ouverture de puits la pression de tête, le débit et GOR étaient fluctuantes jusqu'au 05/09/2016 le débit indique un effondrement du 17.24m³/h jusqu'à 10.7 m³/h et la pression de tête chuté jusqu'à 59.04kg/cm² probablement due a un colmatage au réservoir mais le débit montre une reprise modérée atteindre 15.62 m³/h grâce au clean out .
- La pression de tête reste stable pendant quelques jours puis on constate une augmentation rapide de la pression jusqu'à 142.8 puis 153kg/cm², après un débouchage duse la p_{tête} retombée au 107.1kg/cm² , le débit montre une chute brusque (1.91m³/h)
- Un traitement au reformat été réalisé sur le puits ce qui induit a une petite amélioration de débit , le GOR reste toujours près de sa valeur initial , la P_{tête} était 40 kg/cm²
- Le 08/12/2016 le squeeze avec HCL été avec aucune résultat remarquable par contre le débit chute , la pression de tête augmente jusqu'à 110.2 kg/ cm² et on remarque l'apparition des quantités d'eau considérable cela peut être due à l'existence du plan d'eau
- Malgré plusieurs traitements effectués sur RAMA-1 avec un changement de duse (9 mm) , mais le débit n'indique qu'une petite amélioration .

2-3 Conclusion :

- ✓ Essentiellement le puits a subi un endommagement très sévère depuis sa mise en production accompagné d'une déplétion importante.
- ✓ pour restaurer la productivité de RAMA-1 , plusieurs traitement et intervention (stim tube + reformat ..) sont effectuées mais la résultats n'a pas vraiment satisfait par contre
- ✓ la présence des dépôts de sels joue un rôle important dans la chute brusque de débit , vu que la PFD et P_g sont plus loin de P_{bulle} il n'y a pas le risque des dépôts asphaltinque .
- ✓ l'apparition d'eau est parmi les conséquence négatives de la stimulation (des perfos fracés)

3- Cas de puits RAA-1 :

Le puits **Rahlet El Aouda (RAA-1)** a été foré dans le cadre de l'exploration dans le permis Touggourt Est, le 17/10/2010, le réservoir a été traversé avec une boue à base d'huile de $d=1.55$ en $8^{1/2}$ "et complété avec liner 7 "(sabot @ 4011.60 m) on a continué le forage avec 6" jusqu'à atteindre le TD à 4233 m et complété avec LTC $4^{1/2}$ " (tête liner @ 4008.60 m) .

Le prospect Rahlet El Aouda-1 (RAA-1) est situé à 146 Km au Nord-Est du gisement de Hassi Messaoud. Il sera implanté à 16 km à l'Est du puits BRS-3.

La Série inférieure constitue l'objectif secondaire de ce puits, elle est composée d'une alternance d'argile et de grès, appartenant à un milieu de type continental fluvial. Ce réservoir a montré de bonnes qualités pétrophysiques dont les valeurs de porosité oscillent entre 1.2 -11% et des perméabilités de 1 – 24 mD. [5]

3-1 Evolution des paramètres de jaugeage :

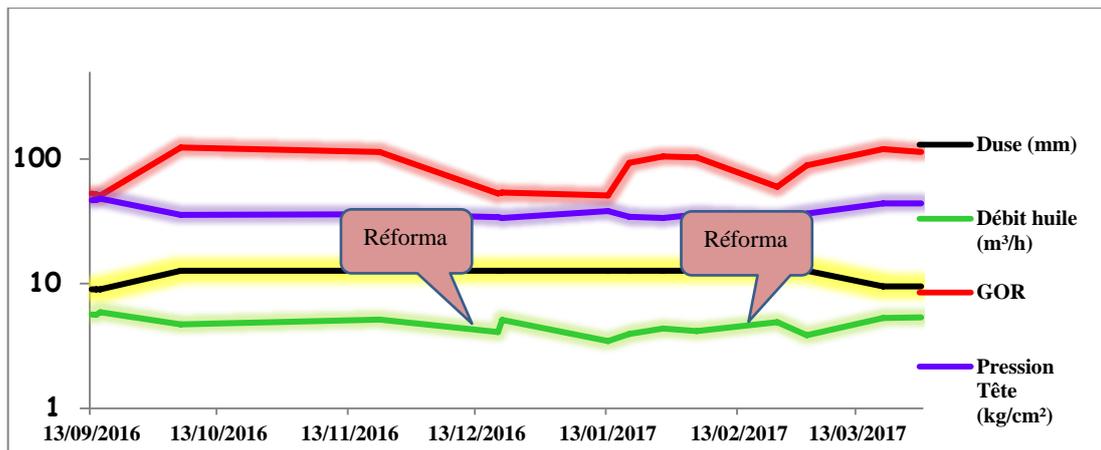


Figure 4.2 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAA-1

3-2 Discussion des résultats :

- le puits a été mise en production le 07/09/2016 avec une duse de 9 mm la $P_{tête}$ était environ 46.4 kg/cm² avec un débit initial à l'ordre de 5.64 m³/h
- on a changé le diamètre de duse(12.7 mm) ce qui résulte une augmentation de GOR (de 51 à 124) et une diminution de débit et de $P_{tête}$
- la $P_{tête}$, Q_h reste en fluctuation mais les valeurs de GOR indiquent un ralentissement
- le 31/01/2017 on note une progression sensible de débit grâce au clean out with reformat.
- le 19/03/2017 on a rechangé le diamètre de duse(9.53 mm) on remarque une amélioration de débit et de GOR .

4- Cas de puits RAA-2 :

Le forage du puits **RAA-2 (Rahlet El Aouda-2)** s'inscrit dans le cadre d'un programme de délimitation de la structure de Rahlet El Aouda déjà mise en évidence par le puits RAA -1 réalisé en 2010 et dont les résultats ont montré un intérêt très prometteur au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » avec un débit d'huile avoisinant les 10.15m³/h.

Le puits RAA-2 a été foré et complété en 2014, atteint une profondeur de 4221 m traversant les trois réservoirs de la région 'SI', 'QH' et 'GO' en 8^{1/2} complété avec un liner 7", on a continué le forage en 6" de diamètre de trou dans le cadre de reconnaissance de la lithologie puis un bouchon de ciment a été posé pour l'isolation de ces formation (top bouchon de ciment à 4012 m), aussi un bridge plug 7" et un bouchon de ciment a été posé dans l'intervalle 3948-3981m pour isoler le réservoir grès d'Ouargla.

4-1 Evolution les paramètres de jaugeage :

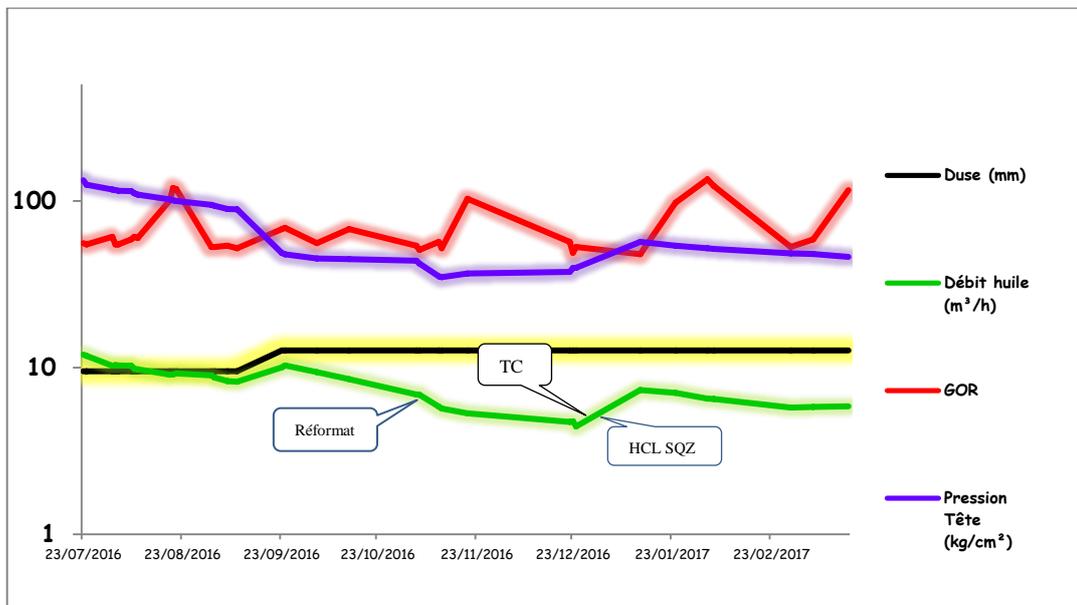


Figure 4.3 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits RAA-2

4-2 Discussion des résultats :

Le graphe au-dessus représente l'Evolution de Q, GOR, Pt, ϕ de RAA- 2 :

- Le puis a été mise en production le 07/09/2016 après un démarrage avec l'Azote N₂ par une Duse de 9 mm avec un débit voisinant de 11 m³/h
- On remarque une dégradation débit et un recul important de pression de tête due a l'exploitation de puits
- Le 09-09-2016 changement de duse de 9mm a 12.7 mm provoque une amélioration de débit et chute P_{tête}, qui reste fluctuante mais le débit s'est un peu

améliorée jusqu'à le 23/09/2016 Ou Q_h commence diminuer peut être cela est traduit par le choix inconvenante de diamètre de duse

- une opération d'acidification été réalisée (Acid squeeze) sur RAA-2 contribue une augmentation importante de débit (atteindre jusqu'à $7.34 \text{ m}^3/\text{h}$)
- les valeurs de GOR étaient fluctuante depuis la mise en production de RAA-1 a cause de nombreuse facteurs (Q_h, ϕ)

4-3 Conclusion :

- ✓ Avec l'augmentation du diamètre duse la pression de tête a chuté, par contre le débit a regagné ses $10 \text{ m}^3/\text{h}$ mais pas pour une longue durée et le potentiel rechute de nouveau jusqu'à atteindre les $5 \text{ m}^3/\text{h}$
- ✓ Le puits peut se produire grâce a son énergie libre
- ✓ D'après les résultats des interventions le puits RAA2 ne subit pas d'endommagement à l'effet du skin

5- Cas de puits ERAA-01

Le forage du puits ERAA-1 et comme nous avons déjà motionnés auparavant s'inscrit dans le cadre de la délinéation et de l'exploration des réservoirs Triasique et Ordovicien de la structure de Rahlet El Aouda

Le puits ERAA1 a confirmé le potentiel positif du réservoir Triasique SI avec des débits de $22.53 \text{ m}^3/\text{h}$ ERAA1 a été foré par l'appareil TP 169 en 10/12/2015 et les drains sont forés avec une boue à base de huile (OBM) d'une densité égale 1.55

5-1-Évolution des paramètres de jaugeage :

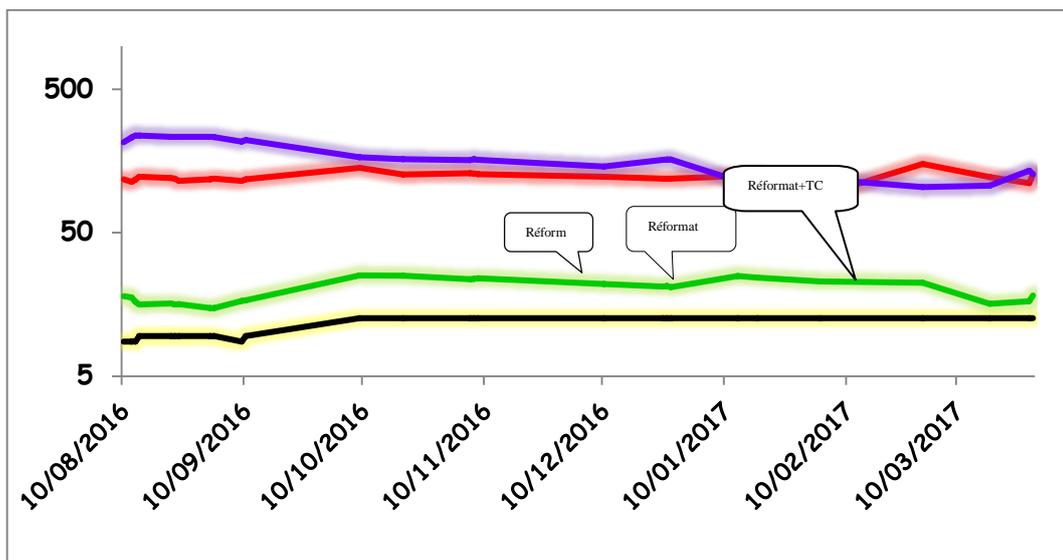


Figure 4.4 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits ERAA-1

5-2 Discussion des résultats :

- Historique de jaugeage a montré une fluctuation importante de débit, pression de tête, et GOR selon les gammes de duses utilisés
- Le puits a subi d'un changement successif de trois gammes des duses afin de déterminer le comportement optimal selon la duse utilisée sachant que le puits produit avec son énergie naturelle.
- Dès la mise en service de puits en 10/08/2016 jusqu'à le 13/08/2016 le puits a été exploité par une duse de 8.7 mm donna un débit initial compris entre 18.1 à 16.4 (m³/h) et GOR à l'ordre de 118(m³/m³) suivi d'un changement de duse 9.5mm et les résultats de jaugeage dans la période de 14/08/2016 à 09/09/2016 montre une chute de 2 (m³/h) de débit qui est justifiée par l'utilisation d'un passage plus large de l'effluent et la valeur de GOR a resté maintenue à l'ordre de 117 et 119 (m³/m³)
- Depuis le 09/10/2016 jusqu'à nos jours on a introduit une troisième gamme de duse 12.7mm qui a contribué à un gain remarquable de débit de 18 à 24 (m³/h) et GOR optimal 124(m³/m³)

5-3 Conclusion :

- ✓ La production du puits doit se maintenir avec une duse minimale.
- ✓ Un traitement matriciel doit être effectué pour éliminer l'endommagement $S = 3.3$
- ✓ La cause essentielle de la chute de la PFD n'est pas trop claire, elle peut être due à l'endommagement comme au déclin de la pression de gisement. Par conséquent, la réalisation d'un autre build up est impérative pour dévoiler la réalité entre l'endommagement et la déplétion, surtout que le dernier job de traitement au réformât n'a pas donné une amélioration considérable ainsi que le puits ne représente aucune production de d'asphaltène

6-Cas de puits NRAA1 :

Le puits NRAA1 (nord Rahlet El Aouda1) est un puits de production pour les grès d'Ouargla qui se sont avérés sans intérêt pétrolier il a été implanté dans le cadre de l'exploration dans la région de Rahlet El Aouda. Ce puits qui est alimenté par le TAG SI Le puits NRAA 1 a été foré avec une boue à base d'huile (OBM) de densité de 1.55

Le forage de puits était réalisé à l'aide de l'appareil TP169 entre la période du 15/07/2015 au 04/11/2015. Le puits NRAA1 et comme les autres puits implantés dans la région de Rahlet El Aouda est foré de la même façon que les autres incluant le type de

complétion et les dimensions de tubing de production ce puits été complété par un liner 7 " cimenté perforé entre l' intervalle de 3872 à 3880m et équipé d' une colonne de production de 4 " avec un BC de 3968 à 4220m isolent le Cambrien "Ri + Ra"

6-1 Evolution les paramètres de jaugeage :

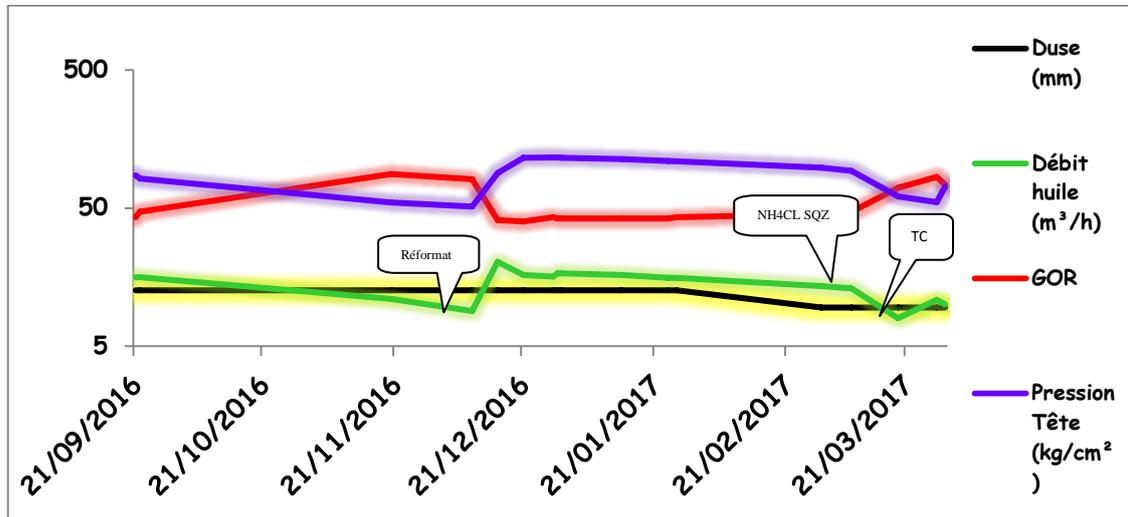


Figure 4.5 : Evolution des paramètres de jaugeage du puits NRAA-1

Mise en production du puits NRAA1 le 06/09/2016, exploité avec une duse de 12.7 mm.

- Une pression de tête à l'ordre de 86 et 89 (kg/cm²) et un débit de l'huile produit maintenu entre 15,78 et 16.4 (m³/h) avec un GOR de 44 sachant que durant cette période exactement le 20/11/2016 on remarque un chute inopiné de débit à 11(m³/h) et le puits retourna à l'états normal suite aux une opération de clean out et reforma suivi d'une stimulation matricielle avec HCL.
- Les deux opérations justifient le puits un gain remarquable de débit.
- Dès la première ouverture et la mise en service de puits la performance était stable en parlant des valeurs de GOR, Q, et pression de tête jusqu'à où le puits subit à une opération de jaugeage dans laquelle on a changé le diamètre de duse et en poursuivant la nouvelle performance avec une duse de 9.5 mm les résultats étaient comme suite :
 - Le débit as écrouler de 16(m³/h) à 13.5 (m³/h)
 - GOR maintenu à l'ordre de 45
 - Chute avec 10(kg/cm²) de la pression de tête

PS : Augmentation de la pression de pipe de 10 à 48.9 est dûe au remplissage du réseau de collecte.

6-2 Discussion des résultats :

- ✓ D'après les résultats d'interprétation le puits NRAA1 subit un endommagement depuis sa mise en production le 06/09/2016 accompagné d'une déplétion d'environ de 7 kg/cm² (depuis son forage au jour de sa mise en production le 06/09/2016).
- ✓ Indice de productivité a pu être réduit de 0.1135 à 0.076 (m³/h/ kg/cm²) suite aux pertes des charges due au skin qui se manifeste par la formation de dépôts minéraux sous l'image des fines et possiblement affecter par la boue de forage a base d'huile qui est composé par 70% de baryte et 6% de CaCO₃
- ✓ Actuellement, on perd 274 kg/cm² de l'énergie supplémentaire pour que le fluide arrive au fond du puits. En sachant que la PFD est toujours maintenue en dessus de la pression de bulle P_b=143.4 Kg/cm².
- ✓ On constate une chute de pression de tête et une augmenter du GOR de 44 à 88 (un nettoyage au réformat a été réalisé le 09/11/2016 mais sans un gain remarquable).
- ✓ Une production d'eau a été remarquée sur ce puits d'environ 50 L/h, et qui est exploité avec une duse de 12.7 mm depuis sa mise en production.

7- conclusion

D'après l'analyse de l'historique de production les problèmes d'exploitation liés au champs RAA sont :

1. Problème des dépôts de sel
2. Problème des dépôts asphalténiques
3. Le plan d'eau près de réservoirs qui est une contrainte de fracturation
4. Intervalle de réservoir très réduit (difficulté de réaliser les shorts radius)
5. Problème de water cut
6. Problème de migration de fine.

Le tableau résume les analyses de différents échantillons de dépôts récupérés dans les puits de RAA (annexe)

1-Introduction :

L'objectif de ce chapitre est de construire au moyen du logiciel Schlumberger-Pipesim (Production Engineering) un modèle qui régit l'écoulement des différents fluides dans les différents composants du système de production (Réservoir, tubing ,Duse, ligne de production),et de faire par la suite une étude de sensibilité pour voir l'influence de certains paramètres (diamètre de tubing, Duse, skin, wct) sur la performance du puits.

2- Ecoulement dans le réservoir

L'équation de DARCY généralisée permet de décrire l'écoulement (radial circulaire) du fluide dans le réservoir en tenant compte des différents paramètres :

$$Q = \frac{Cst \times K \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} f(p) dp$$

Tel que :

Q : le débit ;

r_e : rayon de drainage ;

K : perméabilité absolue ;

r_w : rayon de puits.

h : hauteur de réservoir ;

Sachant que $f(p)$ est une fonction de pression :

$$f(p) = \frac{K_o(p)}{\mu(p) \times B_o(p)}$$

Où :

K_o : la perméabilité relative à l'huile ;

μ_o : la viscosité de l'huile ;

B_o : le facteur volumétrique de fond.

2.1 : In flow Performance Relationship(IPR)

C'est La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux, il peut être très complexe et il dépend de plusieurs paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulé

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

2.1.1 La technique de l'indice de productivité :

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le draw down est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q}{PFS - PFD}$$

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

2.1.2 Méthode de Vogel :

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

q_o : Débit entrant (in flow rate) correspondant à PFD.

$q_{o(\max)}$: Débit entrant (in flow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle

\overline{P}_R : Pression du réservoir.

3. Vertical Lift Performance (VLP)

La courbe de tubing (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

3.1 Les régimes d'écoulements :

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. La figure 5.1 décrit ces régimes.[8]

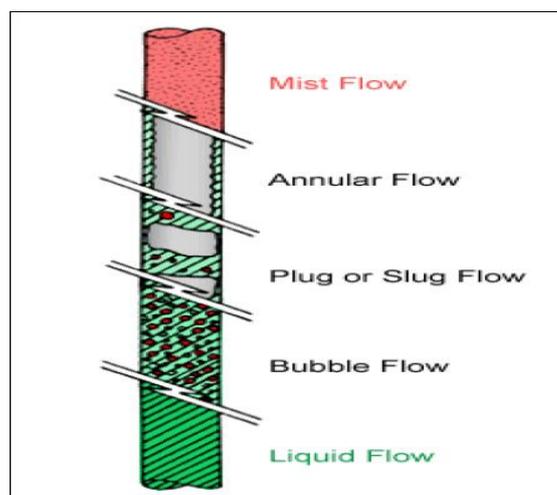


Figure 5.1 : les différents régimes d'écoulement.

3.1.1 Liquide flow :

Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.

3.1.2 Bubble flow :

Le mouvement montant du liquide est accompagné par une réduction de la pression, et quand la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.

3.1.3 Slug flow :

Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de la solution et plus les grosses bulles croient par dépassement et coalition avec les plus petites, comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.

3.1.4 Annular flow :

Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.

3.1.5 Mist flow :

Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante se produit du bas vers le haut, l'annulaire de liquide disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

3.2 Les variables influençant les pertes de charges :

Afin d'analyser et de concevoir nos systèmes de production, il est nécessaire de calculer la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel. Le calcul de cette chute de pression pour toutes les conditions possibles est complexe.

Nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques. Ces corrélations tiennent en compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont : la taille du tubing, le débit, la viscosité du fluide, la densité du fluide, rapport gaz-liquide (GLR), rapport eau-huile (WOR), l'effet de glissement et enfin, la déviation des puits verticaux.

3.3 Corrélations d'écoulement Verticale :

Il est à présent nécessaire d'examiner les différentes méthodes qui ont été développées pour calculer les pertes de charge, Il n'est pas surprenant que ces méthodes de prévision ne soient pas basées sur des solutions analytiques exactes, mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empirique.

Ces relations ont été développées en faisant certaines hypothèses sur les équations applicables à l'écoulement, ainsi qu'à partir de collecte de données d'un certain nombre de puits éruptifs dans des conditions contrôlées. Le résultat est la publication d'une ou plusieurs corrélations basées sur des bases mathématiques.

Il n'est pas nécessaire de faire une revue de toutes les corrélations applicable dans le domaine pétrolier, il est juste question de voir certaine d'entre elles qui sont applicable pour notre cas de figure, notamment un écoulement d'huile léger.

1. Corrélation de brill and beggs
2. Corrélation de AzizGovierFogarasi

3. OLGAS v.7.2.7.3 phase

4. Hagedron and Brown

4. Analyse de performance des puits de Rahlat el Aouda par PIPESIM

4-1 Aperçu sur le logiciel d'optimisation (Pipesim) :

Le PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité par PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres. [7]

4-2 Modélisation des puits :

A l'aide du logiciel Pipesim, nous modéliserons d'abord les puits RAMA-1 et NRAA-1 de gisement Rahlet Al Aouda. La modélisation comporte plusieurs aspects :

- | | |
|----------------------|----------------------|
| 1. General | 5. Artificial lift |
| 2. Tubulars | 6. Heattransfer |
| 3. Déviation Survey | 7. Complétions |
| 4. Downholeequipment | 8. Surface equipment |

Les données d'entrée :

Ce menu est utilisé pour définir les caractéristiques du puits. Dans ce travail, les options suivantes ont été choisies pour définir le modèle de puits approximativement :

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

1-General

Wellname : RAMA-1 / NRAA-1

Well type : producer / producer

2-Tubulars

Tableau 5.1 : Tubulars d'ERAA1 et RAMA-1

Name		Bottom(m)	ID (mm)	Wall thickness (mm)	Roughness (mm)
casing	RAMA-1	4100	154.78	11.50	0.0254
	NRAA-1	3963	154.78	11.50	0.0254
tubing	RAMA-1	3985.4	99.56	7.36	0.0254
	NRAA-1	3852	99.56	7.36	0.0254

3-Deviation survey : vertical

4-Down hole equipment

Packer	RAMA-1	NRAA-1
MD	3985.4	3852

NB : Aucune donnée d'équipement de surface ne sera nécessaire dans notre cas. Le coefficient global de transfert de chaleur (overallheat transfert coefficient) écrit dans la section de gradient géothermique est utilisé pour déterminer l'échange thermique dans les équipements de fond (Downhole) et (XmasTreedownward), la valeur de ce dernier dans le cas actuel est à l'ordre de 2 (PIPESIM 15.1)

4-2-1 Cas de puits RAMA-1 :

D'après les résultats obtenus par les essais de puits on a élaboré un cas d'étude après avoir matché les données pour déterminer le point de fonctionnement réel du puits.

A- configuration du puits RAMA-1 :

La figure ci-dessus représente la configuration du puits RAMA-1 au cours de production dans le logiciel pipesim 2015, En introduisant une complétion semblable à celui qui était dans le puits.

Ainsi que les paramètres du jaugeage et les résultats d'interprétations du build up tel que la pression de gisement, la pression du fond dynamique, l'index de productivité, la

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

température du réservoir ; nous allons sélectionner le modèle le plus proche au modèle actuel.

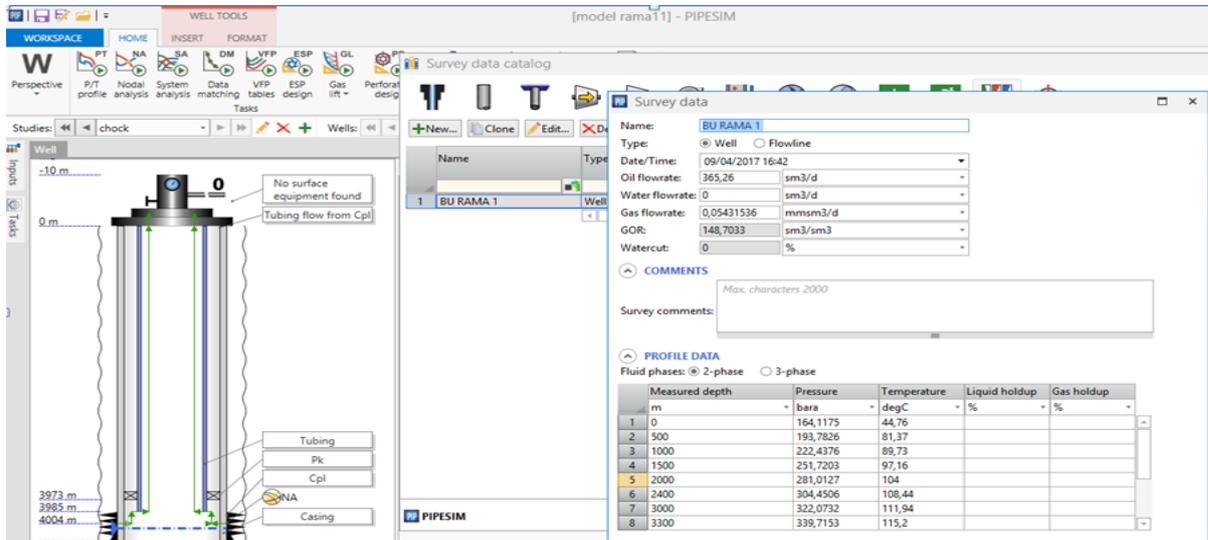


Figure 5.2 : Configuration de RAMA-1

B. Calage du Profil de pression dans le tubing :

Lors du BU pendant la descente du gauge, plusieurs paliers ont été effectués pour mesurer la pression et la température en fonction de la profondeur.

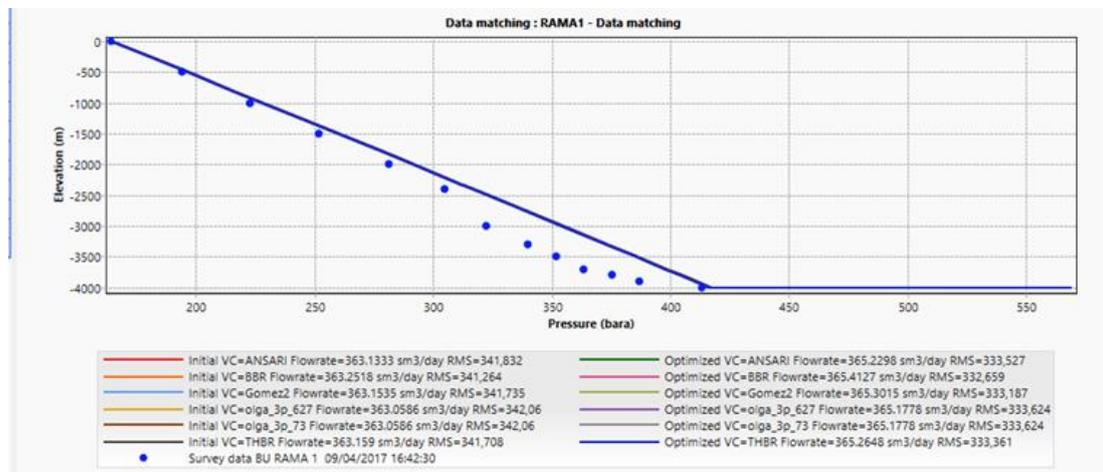


Figure 5.3 : Data matching pour RAMA1

Nous exécutons la rubrique Data matching afin de trouver la corrélation idéale dont la valeur RMS la plus réduite, la meilleure corrélation est celle de **Beggs et brill revised**.

Data matching

Name: RAMA1 - Data matching

Description:

Data matching | Engine console | Profile results | Results summary

Type to filter

	Vertical multiphase correlation	Calibrated vertical holdup factor	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS	Status	Select
1	Beggs & Brill Revised	0.5	318.411391	309.688472	22.852661	22.970652	0	0	341.264052	332.659123	Optimized	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Gomez Enhanced	0.5	318.887527	310.22272	22.847193	22.964199	0	0	341.73472	333.186918	Optimized	<input type="checkbox"/>
3	Hagedorn & Brown (Revised) [Tuls...	0.5	318.860676	310.398773	22.847522	22.962403	0	0	341.708198	333.361176	Optimized	<input type="checkbox"/>
4	Ansari	0.5	318.985458	310.566988	22.84607	22.960427	0	0	341.831528	333.527415	Optimized	<input type="checkbox"/>
5	OLGAS v. 6.2.7.3-Phase	0.5	319.217906	310.666012	22.842135	22.957756	0	0	342.060041	333.623767	Optimized	<input type="checkbox"/>
6	OLGAS v. 7.3.1.3-Phase	0.5	319.217906	310.666012	22.842135	22.957756	0	0	342.060041	333.623767	Optimized	<input type="checkbox"/>

Figure 5.4 : les valeurs de RMS disponible pour RAMA1

C. Analyse Nodale :

Nous avons choisi comme point nodal le mid-perfos, le calage du Test BU et de jaugage s'est fait avec une valeur de IP égale à 2.44.

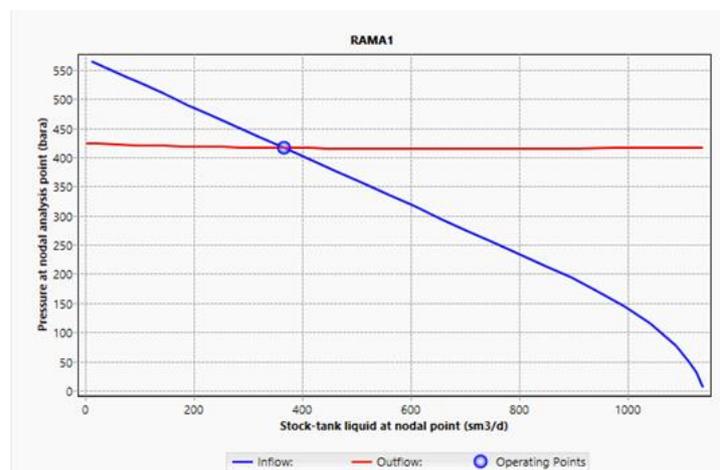


Figure 5.5 : la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement)

Ce point représente la performance actuelle de puits (débit et PFD). Les résultats simulés sont très proches de la réalité $Q_h=365.26 \text{ m}^3/\text{d}$ ($15.77 \text{ m}^3/\text{h}$) avec une valeur de PFD $=423.09 \text{ kg}/\text{cm}^2\text{ce}$ qui a confirmé la fiabilité de notre modèle.

D. Analyse de sensibilité :

L'objectif de l'analyse de sensibilité est de connaître les paramètres actuels qui peuvent influencer la production lorsqu'on les change, et par conséquent; faire l'intervention la mieux convenable pour maximiser la production (Ex: changement de tubing; stimulation, changement de Duse...etc.). Dans cette étude, trois analyses de sensibilité seront abordées (diamètre, tubing duse, P_g , water cut)

D.1 Sensitivité sur la pression de gisement :

Elle est a pour but de suivre le changement continue de la pression de gisement le long de la vie de puits.

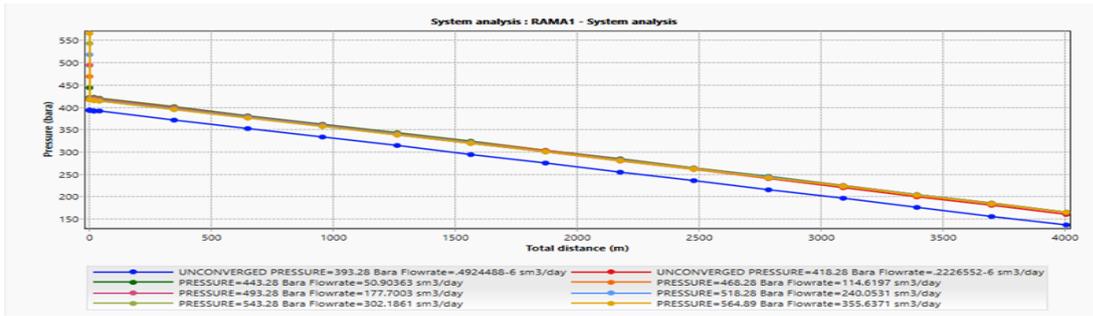


Figure 5.6: Sensitivité sur la pression de gisement

D'après les courbes obtenues on remarque que le puits cesse à fonctionner lorsque la P_g descend au-dessous de 443.26 kg/cm² pour une valeur de P_{tete} = 166kg/cm².

D-2. Sensitivité sur le water cut :

Cette étude a l'objectif de déterminer la remontée du plan d'eau dans le gisement en basant sur le calcul de pourcentage d'eau.

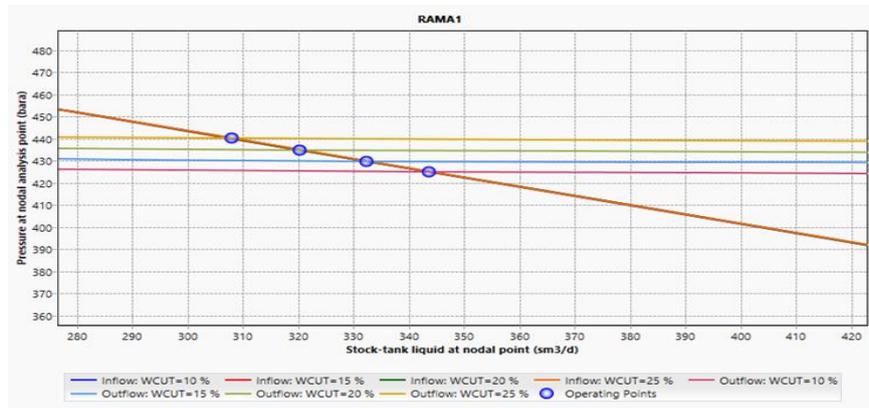


Figure 5.7 : Sensitivité sur la percé d'eau

Le tableau suivant mentionne le changement de débit en fonction de water cut :

Tableau 5.2 : le changement de débit en fonction de water cut puits RAMA1

Obtenue par simulation			Obtenus par jaugeage	
Water cut (%)	Débit d'huile (m ³ /j)	PFD (bars)	Water cut (%)	Débit d'huile (m ³ /j)
10	14.32	425.65	11.7	1.91
15	13.85	429.79	12.7	2.41
20	13.34	434.85	17.2	1.93
25	12.83	440.04	18.9	2.58

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

- ✓ Les sensibilités sur le water cut démontre que plus on a production d'eau plus on a chute de débit et en parallèle on a augmentation de la PFD due à l'alourdissement de la colonne causé par la densité d'eau par conséquence on a création de water-blocage qui empêche l'écoulement normale de l'huile du réservoir vers le puits.
- ✓ Aussi réellement on remarque qu'on a le même problème sachant que depuis que le puits a commencé a produire de l'eau en décembre 2016 les débits d'huile ne cesse a chuter malgré les tentatives de stimulation ou de nettoyages.

D.3. Sensitivité sur le diamètre duse:

Cette sensivité a pour l'objectif de déterminer l'influence de diamètre de duse sur le débit de production.

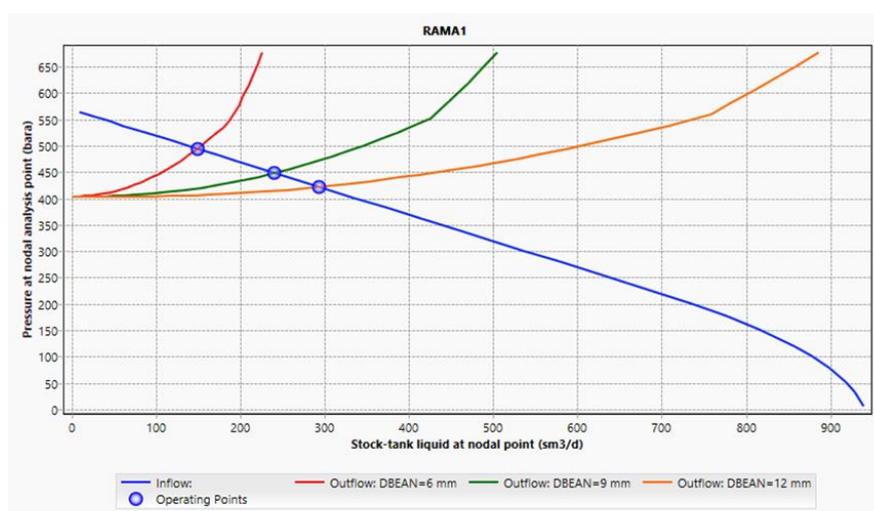


Figure 5.8 : Sensitivité sur le diamètre duse

Tableau 5.3 : la variation de débit en fonction de diamètre de duse utilisé

Diamètre (mm)	duse	Débit (m ³ /h)	PFD (kg/cm ²)	Δ P (kg/cm ²)
6		6.23	494.14	84.9
9		10.04	448.4	130.64
12.7		12.25	421.9	157.14

La réduction du diamètre de duse entraîne une réduction du débit par contre en terme de PFD et comparant avec les résultats obtenue lors du BU : On a gagné environ 72 kg/cm² avec duse de 6mm et environ 26.5 kg/cm² avec duse de 9 mm par rapport à celle de 12.7 mm. Ce qui permet de réduire la perte de charge qui se manifeste au bord

de puits (entre la P_g et le fond du puits) , cette perte de charge qui crée un grande turbulence au wellbore et qui est une source de l'entraînement des dépôts et des fines dans cette zone)

D.3. Sensitivité sur le diamètre de tubing :

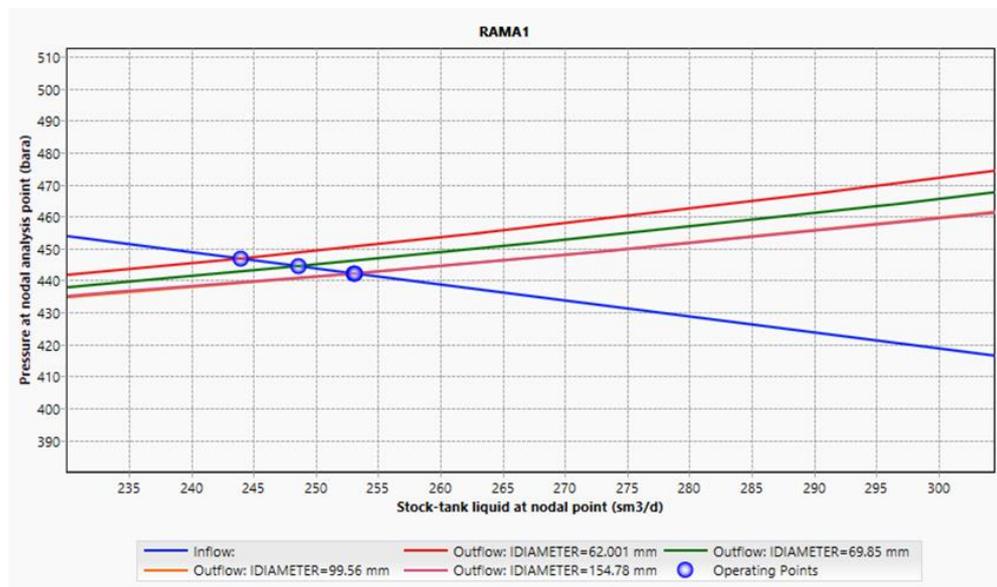


Figure 5.9 : Sensitivité sur le diamètre de tubing

Les résultats de simulation effectués sur RAMA-1 avec la suggestion de différents diamètres de tubing et diamètres de buse (voir tableau 4 annexe.) et la figure ci-dessus représente la courbe de performance des diamètres de tubing pour le cas de la buse 12.7mm, nous montrons que le choix du diamètre de tubing qui est compris entre $3^{1/2}$ et $4^{1/2}$ ne révèle aucune influence soit sur le débit ou bien la PFD. Donc notre puits n'a pas un tubing surdimensionné.

Conclusion :

- ✓ La présence d'un plan d'eau actif dans le réservoir nécessite une étude détaillée du réservoir pour arriver à un débit d'huile optimal qui permet la stabilité du plan d'eau et d'éviter par conséquent le venue d'eau de gisement qui très salée au wellbore, pour arriver à ce débit optimal une étude de sensibilité sur la buse est nécessaire.
- ✓ Essentiellement le puits a subi un endommagement très sévère skin =59.2 depuis sa mise en production accompagné d'une déplétion importante de P_g et P_{fd}
- ✓ La nature de dépôt qui est d'une nature minérale a joué un rôle principal dans la dégradation de l'IP à cause des pertes de charges due au skin qui se développe très rapidement. Actuellement, on perd 189 kg/cm² de l'énergie supplémentaire pour que

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

le fluide arrive au fond du puits sans oublier l'aspect de dépôts du sel qui s'ajoute comme un problème d'exploitation. Dans ce cas on recommande de faire une injection des bouchons d'eau douce .

- ✓ Vu que la PFD=274 kg/cm² est loin de la pression de bulle P_{bulle}=156 kg/cm², il n'y a pas de risque des dépôts asphalténique.
- ✓ Le puits doit être exploitée avec une duse minimale pour éviter la formation des dépôts organiques

4.2.2 Cas de puits NRAA-2 :

A. Configuration du puits RAMA-1 :

De même façon de configuration de RAMA- 1 on obtient le model suivant de NRAA-1

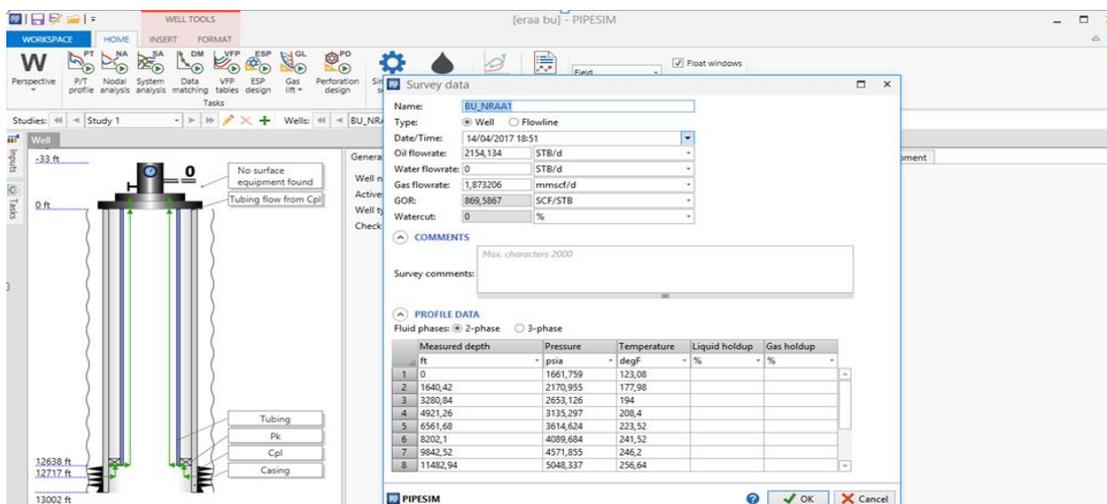


Figure 5.10 : configuration de NRAA1

B. Calage du Profil de pression dans le tubing :

Dans ce cas la corrélation de **AzizGovierFogarasi** est la meilleure qui match les point de mesures de pression en fonction de la profondeur parce que elle a un RMS réduit .

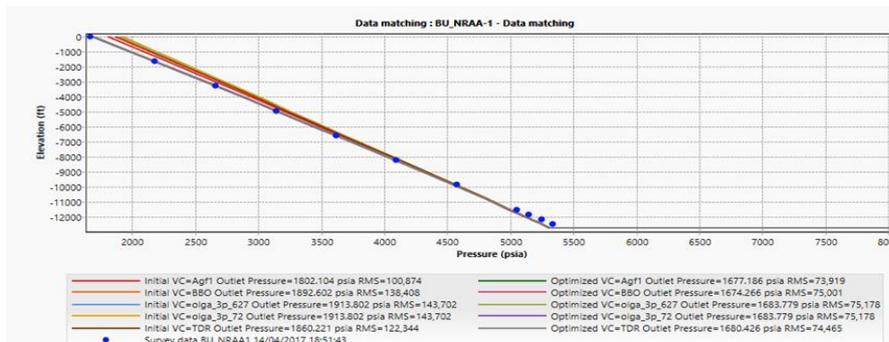


Figure 5.11 : Data matching pour NRAA1

C. Analyse Nodale

L'intersection du tracé de l'IPR et VLP simulés devrait donner le point de fonctionnement correspondant au point de test introduit au début, ceci est illustré dans la Figure. A partir de cette dernière figure, il a été constaté que la différence entre le débit mesuré et le débit simulé du point de fonctionnement est de seulement 2.92%, et de 0.33% entre la pression mesurée et la pression simulée de ce même point.

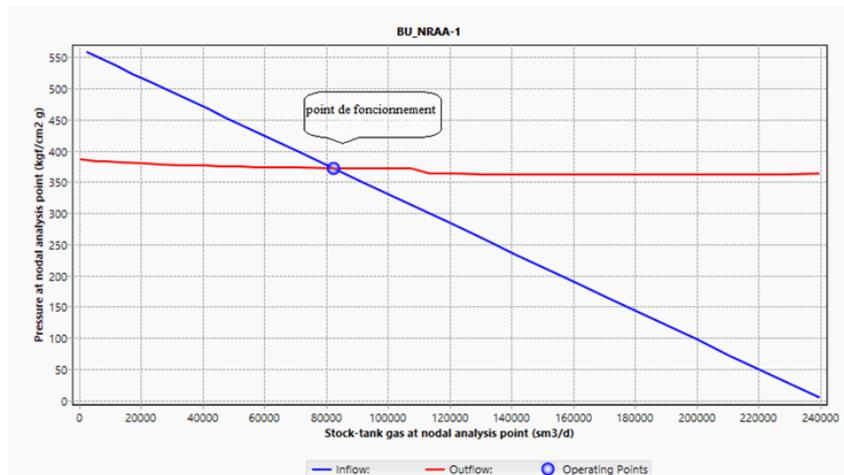


Figure 5.12 : la courbe d'IPR et VLP (le point de fonctionnement)

D. Analyse de sensibilité

D.1 sensibilité sur le diamètre de tubing :

Les pertes de charge varient dans le tubing selon le diamètre de tubing choisi, afin de choisir le diamètre optimal pour chaque puits étudiée, qui est dans ce cas le diamètre pour lequel le débit est maximum, on applique une variation du diamètre du tubing ce qui va engendrer plusieurs courbes VLP, la figure ci-dessous présente les différentes courbes VLP pour les différents tubings choisis pour le cas de puits NRAA-1.

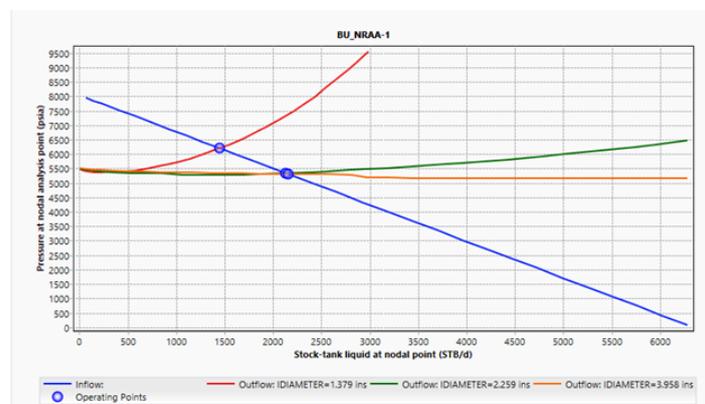


Figure 5.13 : Sensibilité sur le diamètre de tubing

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

Cette analyse a été faite pour les différents diamètres disponibles. Les résultats obtenus pour chaque cas sont présentés dans tableau suivant :

Tableau 5.4 : performance de NRAA1 avec la gamme varié de tubing

Diamètre tubing	Débit (m ³ /j)	PFD (bars)
1"1/4	9.6	434.804
2"7/8	14.1	374.26
4"1/2	14.3	372.19

A partir du tableau ci-dessus on conclut que la diminution du diamètre de tubing provoque une réduction de production, Par contre la variation du débit ainsi que la PFD entre le diamètre 4 1/2 et 2 7/8 n'est pas très franche, on a une légère réduction seulement. Il faut réduire le diamètre a 1 1/4 pour pouvoir obtenir un gain en terme PFD par cotre une chute en terme débit. En conclusion on n'a pas d'indication que notre tubing il est surdimensionné.

D.2. Sensitivité sur le water cut :

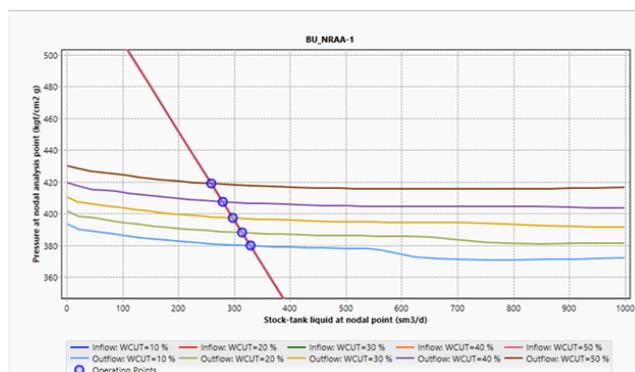


Figure 5.13 : Sensitivité sur le water cut

D'après ce graphe ci-dessus on remarque que si on aura production d'eau au niveau du puits NRAA1 (sachant que le WOC se situe à 3884m proche des ba perfos à 3880m), plus la production d'eau augmente plus on a chute de débit et en parallèle on a augmentation de la PFD due à l'alourdissement de la colonne qui cause un water-blocage.

Conclusion :

- ✓ Le champ RAMA est récemment découvert, il a commencé à produire en 07/2016, la pression du gisement qui règne dans ce réservoir est de l'ordre de 500 kgf/cm2, cette analyse a permet de montrer l'influence de plusieurs paramètres sur la

Chapitre 05 : Modélisation des performances des puits

performance des puits à savoir le diamètre du tubing, la duse, la pression du gisement, le Wcut.

- ✓ Le puits RAMA1 a manifesté le venue d'eau de gisement qui est très salé, cette eau cause une chute de la température du fond du puits, ce qui va favoriser la précipitation des matières organiques (Wax, Paraffine, asphaltène), celle-ci est la cause principale de la chute du potentiel du puits.
- ✓ Le puits NRAA1 fait actuellement 9.54 m³/h avec une duse de 14 mm, il faisait 15.62 m³/h en 01/2017 avec une duse de 12.7 mm, ceci indique qu'il ait un bouchage au fond qui s'amplifie de plus en plus.
- ✓ Il est déconseillé de faire des bouchons d'eau, ceci va causer la chute de la température du fond du puits favorisant ainsi la formation des asphaltènes .

Introduction :

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout un projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée la dessus afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

1-Objectif d'étude :

Cette partie a pour but d'évaluer le gain par rapport à la dépense de l'opération c'est-à-dire une comparaison économique avant et après le traitement. L'évaluation économique des différents puits stimulés est indispensable afin de justifier l'application ou bien l'applicabilité des nouvelles techniques.

Le payout :

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement, le prix de base sur lequel est calculé le payout en 2017 est de 49.7 US \$/bbl. [9]

$$\text{Payout (jour)} = \frac{\text{coût en volume équivalente}}{\text{gain net en production}}$$

C'est le temps qui permet au puits de récupérer (rembourser) le coût de l'opération c'est à dire au abord de 5 jours de sa mise en production après le traitement avec un débit de 15 m³/h, le puits récupère (rembourse) son coût d'investissement et au-delà de cette date, le puits rentre dans le gain de cet investissement. Pour qu'il soit économiquement attractif, le payout time ne devrait pas dépasser le nombre de jours prédit parce que la rentabilité d'une telle technique est généralement jugée par l'évaluation du temps d'amortissement (payout time).

NB: - Le prix de base d'un baril de brut est estimé selon plusieurs facteurs : économique, politique.....).

Actuellement : 1 bbl = 49.62 \$

$$1 \text{ m}^3 = 312.075 \$ = 34141.05 \text{ Da}$$

$$\text{Coûten volume équivalent (m3)} = \frac{0.159 \times \text{coût de l'opération(Da)}}{\text{coût de m3 du pétrol}}$$

Gain Réalisé = débit de jaugeage après l'opération - débit de dernier jaugeage avant l'opération.

Gain net de production = gain réalisé (m³/j) × coût du m³(Da)

Le tableau suivant résume tout :

Tableau 6.1 : le cout des interventions et le gain

Puits	Opération	Coût d'opération (DA)	Coût en volume équivalent (m3)	debit avant (m ³ /jr)	debit après (m ³ /jr)	Gain/Perte (m3/j)	Payout (jours)
RAA1	reformat	1914500	55,65	113,3	123,0	9,7	5,72531
	Traitement	1747747,14	50,80	92,4	127,0	34,6	1,46999
RAA2	reformat	1914500	55,65	162,7	140,6	-22,1	-2,52038
	tube clean	1825628,23	53,07	106,8	176,0	69,2	0,76686
	Traitement	1747747,14	50,80	96,0	108,0	12,0	4,23357
	acidification	2215252,17	64,39	107,0	176,0	69,0	0,93322
RAMA1	Eau traité	1747747,14	50,80	330,7	334,8	4,1	12,45169
	reformat	1914500	55,65	58,3	46,3	-12,0	-4,63750
	tube clean	1825628,23	53,07	45,8	61,9	16,1	3,30017
	Traitement	1747747,14	50,80	69,1	39,1	-30,0	-1,69343
	acidification	2215252,17	64,39	28,8	45,8	17,0	3,77888
ERAA1	reformat	1914500	55,65	538,0	382,0	-156,0	-0,35673
	tube clean	1825628,23	53,07	500,9	598,1	97,2	0,54599
NRAA1	reformat	1914500	55,65	397,2	264,0	-133,2	-0,41779
	tube clean	1825628,23	53,07	215,3	497,5	282,2	0,18803
	acidification	2215252,17	64,39	327,1	333,6	6,5	9,93673

2-Discussion des résultats :

- ✓ Pour RAA1, le payout est positif vu que le puits a récupéré les gains d'investissement dans moins de 5 jours, ce qui explique la rentabilité des opérations réalisées.
- ✓ Le payout de traitement au reformat était négatif pour le puits RAA-2. Par contre le payout de l'acidification est positif
- ✓ Le payout positif pour ERAA1 dans le cas de l'opération de tube clean et négative dans le cas de nettoyage au reformat
- ✓ Le puits RAMA1 a obtenu un payout positif dans le cas du nettoyage à l'eau traitée et tube clean et acidification, négatif dans le cas du reformat ; il a fallu 12 jours pour récupérer les gains d'investissement.
- ✓ Il a fallu 9 jours pour récupérer les gains d'investissement pour NRAA1.

3-Conclusion :

Selon l'étude économique on peut dire conclure que :

- ▶ L'intérêt économique des puits stimulés est généralement dépend de l'évidence du choix de traitement.
- ▶ Ces techniques de traitement des puits à RAAa sont rentable dans des puits vu les gains d'investissements obtenus.
- ▶ Le Payout time change d'une opération à une autre selon le gain après le traitement et le coût global de l'opération.
- ▶ Les importants gains qui sont obtenus représentent une amélioration de potentiel des puits, cette amélioration a permis d'avoir la réduction de Payout prédit.

Conclusion générale et recommandation

Après avoir fait une analyse de well testing sur les puits de gisement de RAA, et avoir obtenu les données nécessaires pour l'étude de performance de ces puits, notamment le model de réservoir (homogènes) et les limites (des failles parallèles ou sécants) les perméabilités et les skins, des questions sont apparues en cours d'analyse concernant des skins anormalement élevés pour le puits RAMA-1 ceci a mené à une analyse de performance permettant l'interprétation de ce endommagement élevés, et par conséquent faire par la suite une étude de sensibilité des courbes de performances sur les diamètres de duses et tubings pour identifier l'état actuelle des puits .

Ayant bien correspondue les courbes de IPR et de VLP, les études de sensibilité de gammes de duses et , tubing ett de sensibilité de water cut ont été possible et ceci donnant des résultats assez précis et fiable pour être apprécié. De l'étude de sensibilité du diamètre de tubing nous montre que le choix du diamètre de tubing qui est compris entre 3^{"1/2} et 4^{"1/2} ne révèle aucune influence soit sur sur le débit ou bien la PFD. Donc notre puits n'a pas un tubing surdimensionné.

On recommande :

- ✓ Un traitement matriciel adéquat doit être effectué pour éliminer l'endommagement.
- ✓ La réalisation d'un autre build up est impérative pour dévoiler la réalité entre l'endommagement et la déplétion, surtout que le dernier job de traitement au réformat n'a pas donné une amélioration considérable.
- ✓ Il est fortement recommandé de faire un PLT (production logging tool) pour localiser les zone productrice de l'eau
- ✓ Faire un modèle Pipesim multiflash .
- ✓ Exploiter le puits avec une duse minimale qui assure une production d'huile optimale sans provoquer la remontée du plan d'eau vers le wellbore.
- ✓ Opter le forage de puits horizontaux afin d'augmenter la hauteur utile , une étude dans ce sens est nécessaire
- ✓ il est recommandé de faire un contrôle Wireline pour vérifier l'état du tubing.
- ✓ Afin de pouvoir remédier de façon rationnelle ou partielle la migration des fines il est nécessaire de réduire la pression différentiel entre P_g et PFD
- ✓ Réaliser une analyse ARC afin d'obtenir le type d'acide adéquat pour la stimulation de chaque puits.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] rapport d'implantation DP/ SH / IRARA
- [2] *M. SERHANE Hassen* Well Testing: Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le Flanc Est de Haoud Berkaoui(HBK) institué Algérien de pétrole (IAP) 2013
- [3] G.BOURDAROT essais de puits: méthodes d'interprétation, EDITIONS TECHNIP année 1996.
- [4] Olivier Houzé -Didier Viturat -Ole s.Fjaere **Dynamic Data Analysis KAPPA** 1988-2012
- [5] Plan De Développement Du champ de Rahlet El Aouda **SONTRACH** juin 2016
- [6] CAHIER DE COURBE DP/**SONTRACH** irara 2017
- [7] Herihiri.**R** , Dekhili ,**A** Modélisation et optimisation d'un système de production de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel sud (2014 - 2015) OUARGLA/2015
- [8] *Cheriffi L.A, Kecham.S* OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU GISEMENT DE RHOUE CHOUFF / IAP2013
- [9] *BEKKA.L, ZIOUANI.S* Traitement Matricielle Des Endommagements Causés Par La Boue De Forage Des Nouveaux Puits Forés De Houd Berkaoui/ IAP 2013

Annexe A : Tableaux

Tableau 1 : Les paramètres de pression et d'interprétations

Puits		RAMA1		RAA1		RAA2		NRAA1		ERAA1	
Tests		DST	BU	DST	BU	DST	BU	DST	BU	DST	BU
Périodes des Tests		Du 13 Au 21/02/2015	Du 12/05 Au 06/06/2016	Du 27/09 Au 05/10/2010	Du 08 Au 31/03/2016	Du 07 Au 15/06/2014	Du 09/05 Au 03/06/2016	Du 28/12/2015 Au 04/01/2016	Du 17/04 Au 13/05/2016	16 Au 22/11/2015	Du 18/04 Au 15/05/2016
Intervalle testé (m)		4	4	3	3	8	8	8	8	21	21
Modèle obtenu	Puits	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical – Limited Entry	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
	Réservoir	Homogène	Homogène	Homogène	Homogène	Homogène	TwoLayers	TwoLayers	TwoLayers	TwoLayers	TwoLayers
	Limites	Failles Parallèles	Failles Sécantes	Faïlle semi-étanche	Failles Sécantes	Faïlle semi-étanche	Failles Sécantes	Faïlle semi-étanche	Faïlle parallèles (Chenal)	infinie	infinie
Données du jaugage	P _t (kg/cm ²)	210.97	166.26	169.44	39	154.7	97	94.91	-	193.3	213
	Ø _{duse} (mm)	9.53	9.53	6.35	9.53	12.7	9.53	12.7	-	12.7	9.53
	Q _{huile} (m ³ /h)	17.5	15.24	6	6.24	32.3	12.2	22.53	14.7	26.5	20.2
	GOR (m ³ /m ³)	235.5	230	95.4	104.15	116.5	120.1	122.7	-	231.74	170
Pressions enregistrées durant le Test	PH (kg/cm ²)	621 @ 3943.34 m	-	618.7 @ 3914.92m	-	616 @ 3895.89 m	-	592.88 @ 3822.41m	-	618.6 @ 3852.04m	-
	P _{vièrge} (kg/cm ²)	585.44 @ 3943.34 m	-	-	-	577 @ 3895.89 m	-	570.2 @ 3822.41m	-	576.6 @ 3852.04m	-
	PFR du 1 ^{er} BU (kg/cm ²)	585.26 @ 3943.34 m	-	570.2 @ 3914.92m	-	565 @ 3895.89 m	-	566.34 @ 3822.41m	-	577 @ 3852.04m	-
	PF _D du 2 ^{ème} BU (kg/cm ²)	463.02 @ 3943.34 m	419.80 @ 3977m	436.8 @ 3914.92m	253.14 @ 681.08m	449.1 @ 3895.89 m	356 @ 3800m	371 @ 3822.41m	367.86 @ 3844m	473.43 @ 3852.04m	461.2 @ 3870 m
	PFR du 2 ^{ème} BU (kg/cm ²)	584.37 @ 3943.34 m	571.83 @ 3977m	578.2 @ 3914.92m	558 @ 681.08m	576 @ 3895.89 m	539.2 @ 3800m	566.2 @ 3822.41m	557.56 @ 3844m	577.2 @ 3852.04m	576.24 @ 3870 m
	P _G à CM	584.96 @ 3943.34 m	576.85 @ 3977m	580 @ 3914.92m	561.5 @ 681.08m	576.6 @ 3934m	549 @ 3934m	569.63 @ 3822.41m	562.82 @ 3844m	577.56 @ 3852.04m	576.83 @ 3870 m
	P _G à mi-perfos	590.63 @ 4004.25 m	579.04 @ 4004.25 m	585.55 @ 3969.5 m	584.65 @ 3969.5 m	581 @ 3934m	560 @3934m	573.75 @3876 m	565.07 @3876 m	583.4 @3914.25 m	580.5 @3914.25 m
Paramètres d'interprétations	Khmd.m	1780	1060	105	69.6	686	205	239	231	546	1030
	K	446	266	35.2	23.2	85.7	25.6	29.8	28.9	26	49.1
	IP [m ³ /h][Kg/cm ²]	0.145	0.097	0.042	0.0202	0.253	0.063	0.113	0.076	0.254	0.175
	S _{total}	48.3	37.2	-0.08	4.35	-1.81	-0.95	3.55	3.21	5.42	25.7
	S _e	48.3	37.2	-0.08	2.68	-1.81	-	-	-	-	-
	S ₁	-	-	-	-	-	-0.946	-0.6	0.65	9.34	27.5
	S ₂	-	-	-	-	-	-3.75	7.69	5.66	-0.631	2.58
	S _{géo}	0	0	-	1.67	-	3,75	-3,54	-3,1	-3.29	-4.38
	Wellbore storage (m ³ .cm ² /kg)	0.000761	0.00468	0.00001	0.00804	0.00106	0.0251	0.00094	0.00227	0.00369	0.273

Tableau.3 : paramètres et caractéristiques des puits

	RAA1		RAA2		NRAA1		ERAA1		RAMA1	
Année de forage	2010		2014		2016		2015		2015	
Toit du réservoir (m)	3967		3799		3872,5		3865,6		3997,5	
Mur du réservoir (m)	4010		3934		3931		3983,7		4049,5	
Hauteur Totale	43		135		58,5		118,1		52	
Net Pay (m)	5	Très faible	8	Très faible	10	Très faible	-	-	5.2	Très faible
Intervalle perforé	3968 - 3971		3930 - 3938		3872 - 3880		(3884 - 3893) (3934 - 3946)		(3999 - 4001) (4007,5 - 4009,5)	
Hauteur perforées (m)	3		8		8		21		4	
Porosité(%)	10	Bonne	10	Bonne	8	Bonne	-		7,2	Moyenne
Sw (%)	18	Faible	20	Faible	30	Moyenne	-		19,6	Faible
Salinité de l'eau de formation	344		320		-		-		-	
Vh_{moy}(%)	5	Faible					-		17,7	Moyenne
OWC	3973	Proche au bas perfos	3942	Proche au bas perfos	3884	Proche au bas perfos	3950.2	Proche au bas perfos	-	
Perméabilité obtenue par l'interprétation du DST	35.2	Moyenne	85.7	Moyenne	29.8	Moyenne	26	Moyenne	446	Importante
Pression de gisement initial a mi-perfos (Kg/cm²)	585,55		581		573,75		583,4		590,63	
Température de gisement (°C)	118		122		121		119.8		119	
Pression de bulle (Kg/cm²)	158.9		156.5		143.41		207.2		158	
TD	4240		4224		4218		4291		4405	

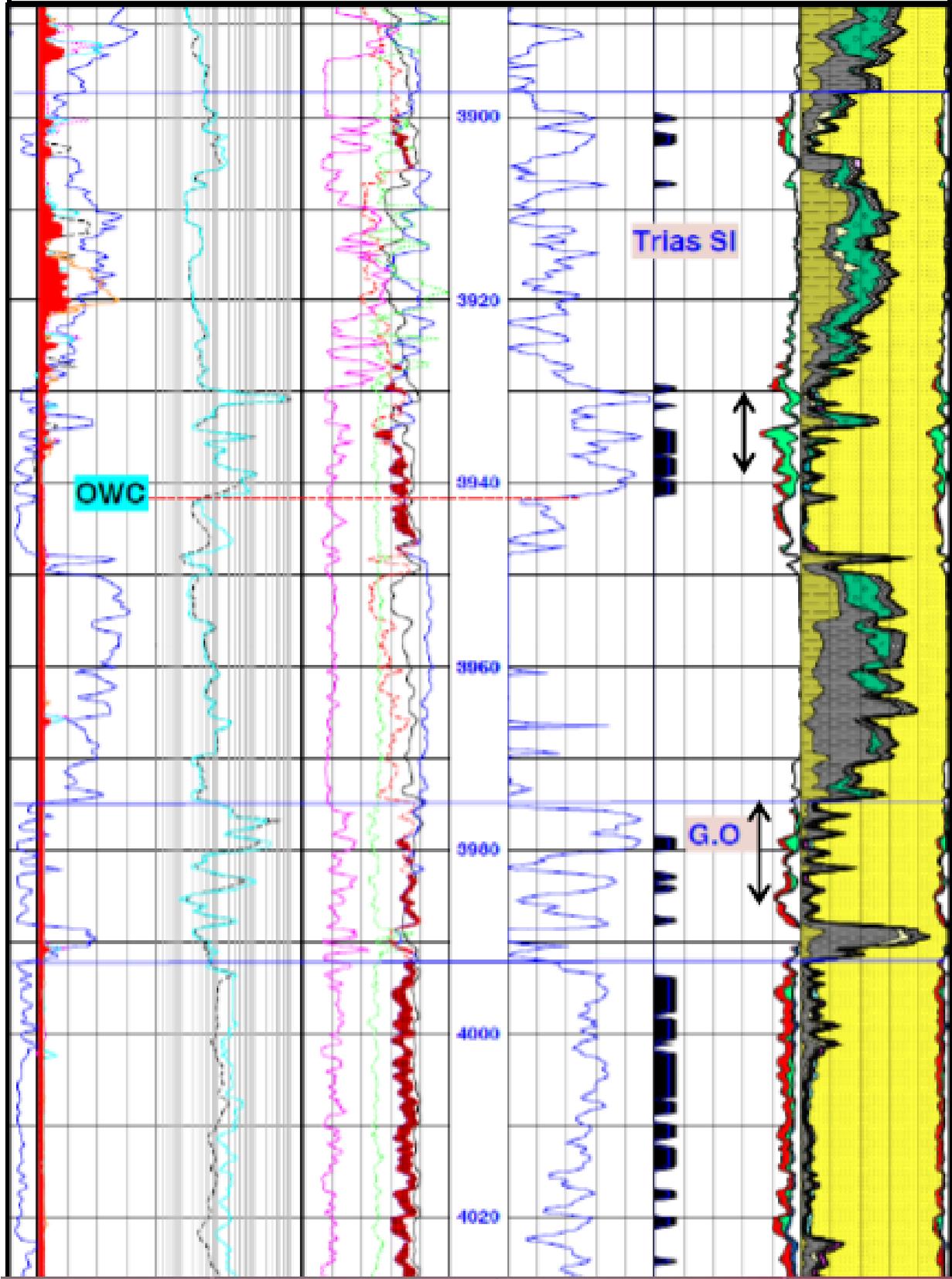
Tableau 2 : résultats d'analyses effectués sur les échantillons

	2016	2017
RAA1	<ul style="list-style-type: none"> - 29% sels (NaCl), 30% asphaltènes, 41%: grès de formation. - 9,34% Matières organiques , 7,5% CaCO3, 5,76% Fe2O3, 4,21% MgCO3, 3,15% Sels (NaCl) , 70%: Grès fins de formation 	<ul style="list-style-type: none"> - 46% Sels, 54% grés de formation
RAA2	<ul style="list-style-type: none"> - Asphaltènes. 	
NRAA1	<ul style="list-style-type: none"> - Boue à base d'huile, 70% Baryte , 6%CaCO3 	<ul style="list-style-type: none"> -95% Sels, reste grés de formation - 49%Sels (NaCl) ,36% grés de formation, 15% : argile.
ERAA1	<ul style="list-style-type: none"> - Boue à base d'huile , 38 % CaCO3, 13% MgCO3, 4 % FeCO3, 2 % sels (NaCl) -54,45% Sels (NaCl) ,44 %Asphaltènes ,1.55% grés de formation. 	<ul style="list-style-type: none"> -98% Asphaltène, Reste: grés fins de formation -80% Asphaltène, 2,13% Sels (NaCl) , Reste: grés fins de formation
RAMA1	<ul style="list-style-type: none"> -87.44% sels. 12.56% : Grés fins de formation - Paraffines -94% sels (NaCl) 	<ul style="list-style-type: none"> - 98%Sels (NaCl) - 95% Sels (NaCl) ,5% grés de formation - 99%Sels (NaCl) - 93,40% Sels , 6.6% : Grés fins de formation

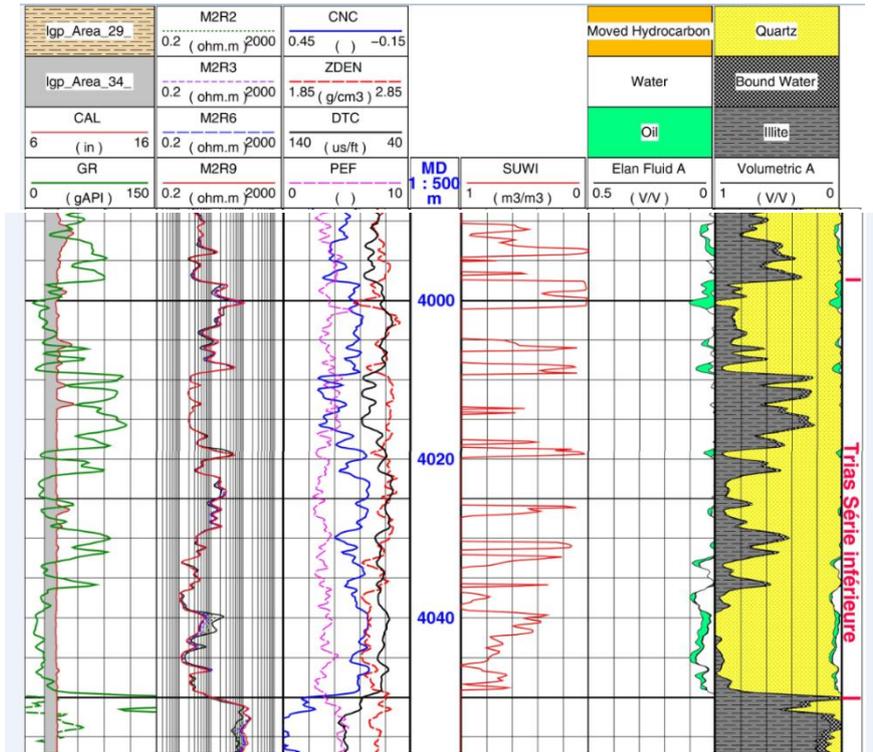
Tableau 4 : la performance de puits avec les différentes gammes de tubing sur RAMA1

Diamètre de duse (mm)	ID tubing (in)	Débit correspondant (m3/h)	PFD (kg/cm²)
6	2 ^{7/8}	6.2	-
	3 ^{1/2}	6.2	-
	4 ^{1/2}	6.2	-
	7"	6.2	-
9	2 ^{7/8}	9.75	-
	3 ^{1/2}	10	-
	4 ^{1/2}	10.1	-
	7"	10.04	-
12	2 ^{7/8}	11.65	447
	3 ^{1/2}	11.97	444.5
	4 ^{1/2}	12.3	442.3
	7"	12.3	442.3

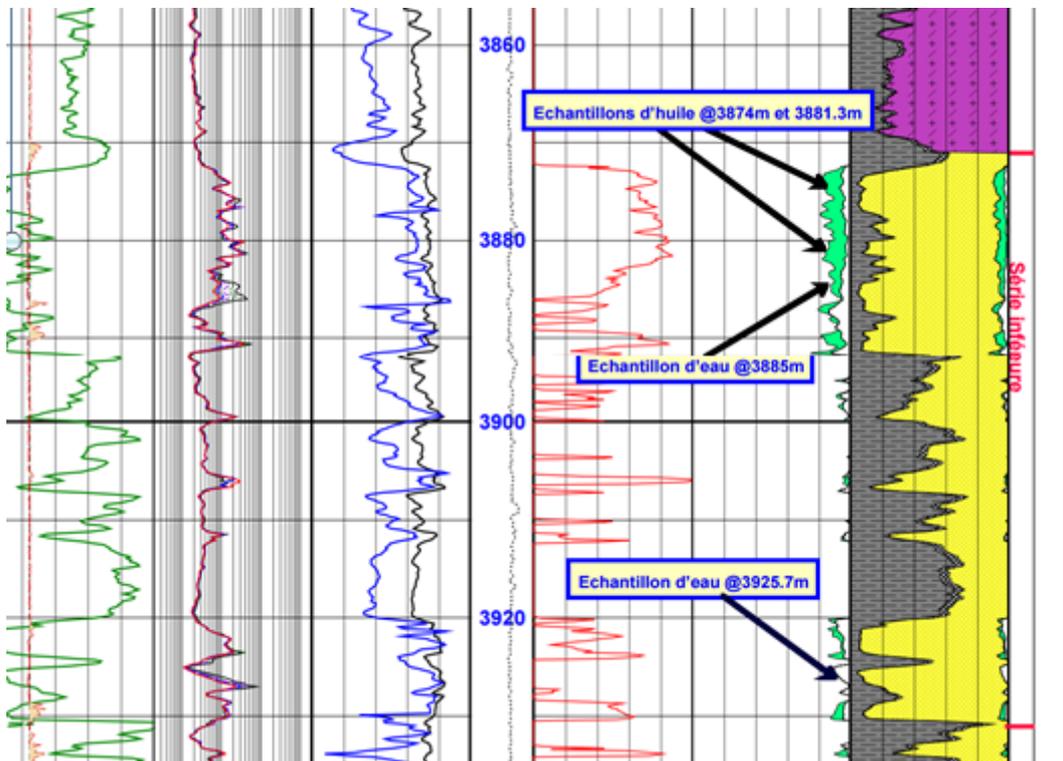
Elan du puits RAA-2



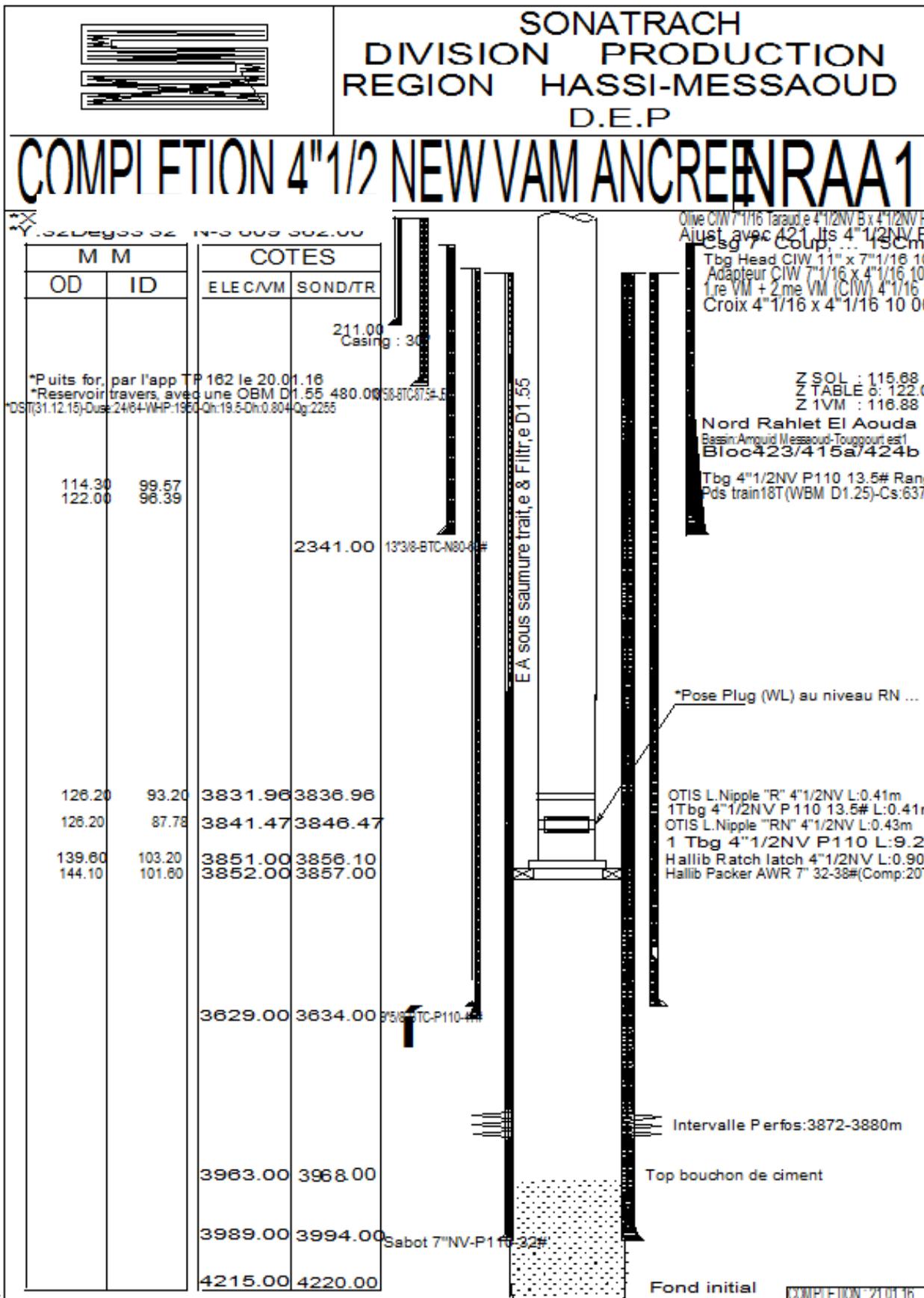
PUITS RAMA-1



PUITS ERAA-1



ANNEXE C : les fiches techniques

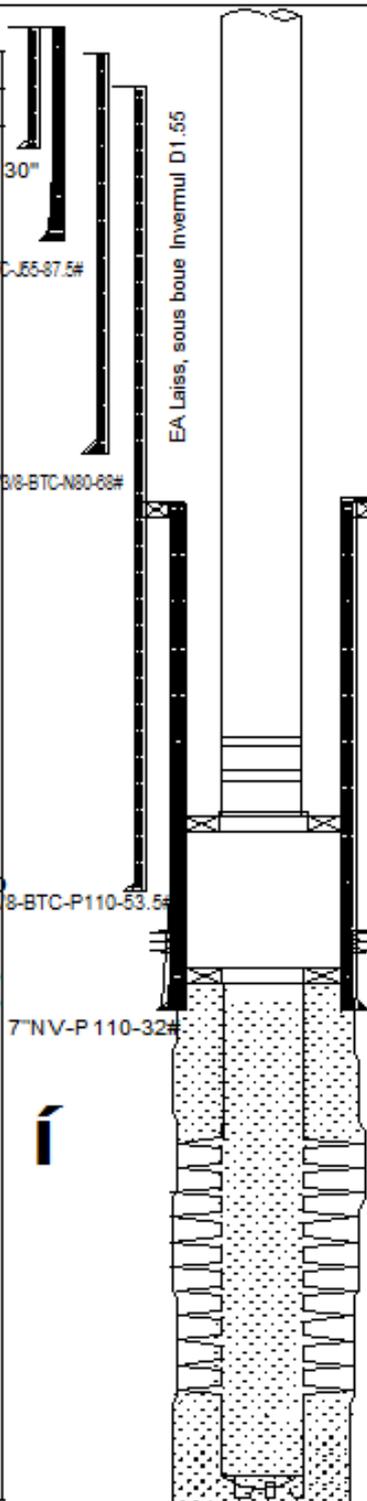




**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE RAA1

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
		Le 17.10.10	62.00 30"
			430.00
			18"5/8-BTC-55-87.5#
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		2429.00	
			13"3/8-BTC-N80-68#
		3566.60	3575.00
126.20	93.67	3661.91	3671.31
126.20	87.78	3671.57	3680.97
139.60	103.20	3681.25	3690.65
144.10	101.60	3682.15	3691.55
		3726.00	
			9"5/8-BTC-P110-53.5#
		4008.60	4017.00
		4011.60	4021.00
			4097.00
			7"NV-P 110-32#
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		4191.60	4201.00
127.00	100.00	4224.60	4233.00



Olive CIW Tarsud 4"1/2NV B x 4"3/4 Acme H
Ajust. avec 396Jts + 4PJ 4"1/2NV N80
Csg 9"5/8 Coup. ... 17Cm
Tbg Head CIW 13"5/8 x 11"5000
Adapteur CIW 11" x 4"1/16 5000
1.re VM + 2.me VM (CIW) 4"1/16 5000
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 119.00
Z TABLE : 129.67
Z JVM : 120.15
RT : 10.67m
RAA1-Rahme Elouadi
Champ : HGA

Tbg 4"1/2NV N80 MP110 13.5# R2
Pds train:60T(OBM D1.55)-CS:6370#-test:6000psi

Top Liner 7"NV-P110-32#

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.40m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.41m
Halliburton Ratch latch 4"1/2New Vam
Hallib Packer AWR 7" 32-38# (Comp 22T)

Intervalle P perfos:3971m-3968m
Ensemble suspension Liner 4"1/2 "Smith"
Top Ciment dans le Liner 4"1/2

21 Jts 4"1/2LTC N80 13.5# L:216m

Sabot liner 4"1/2 LTC
Fond initial

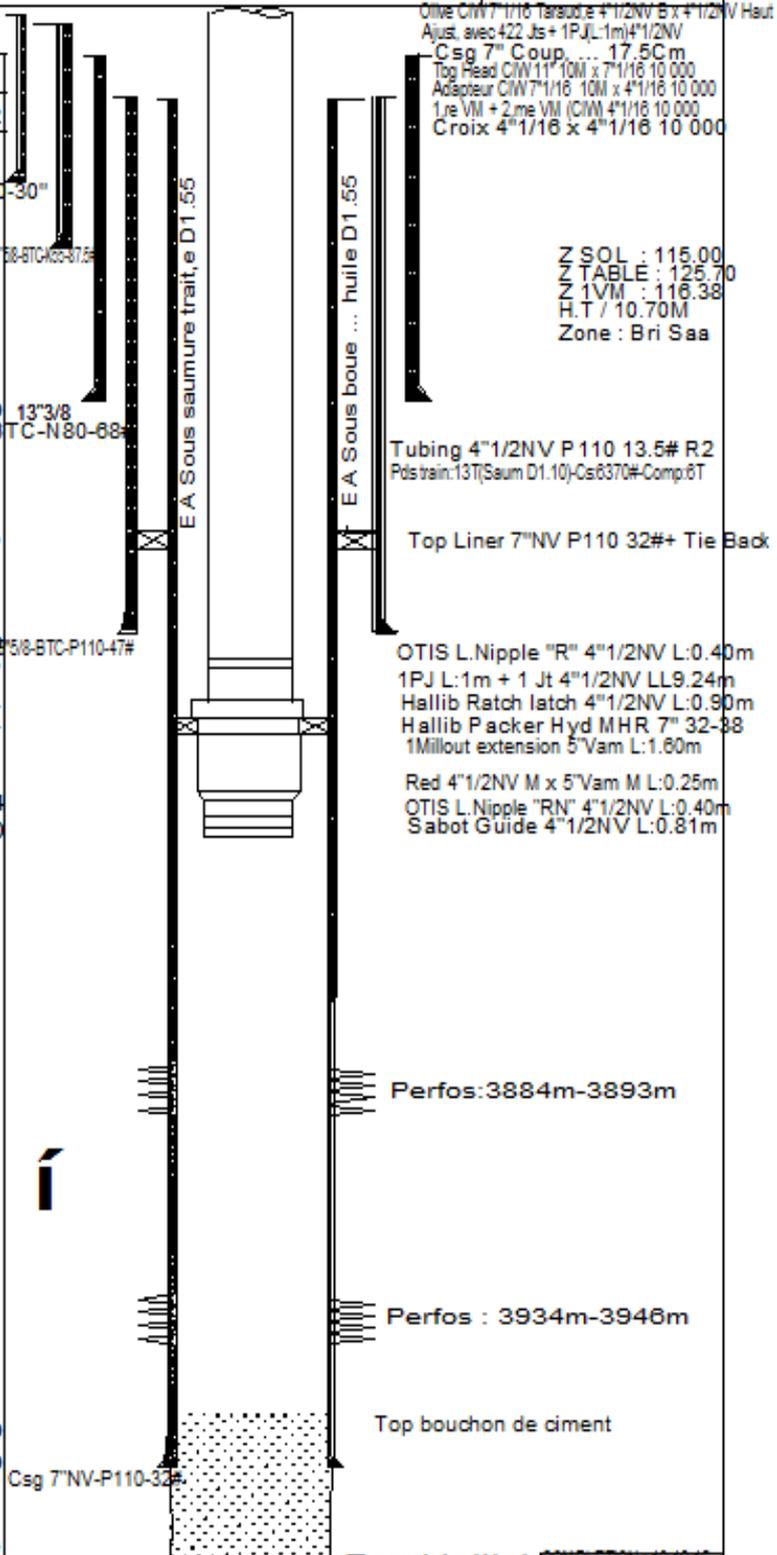


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE ERAA1

X : 886 728.00
Y : 3 596 925.00

M M		COTES	
OD	ID	ELE C/M	SOND/TR
			145.00-30"
			433.00
114.30	99.57	2372.00	13"3/8 BTC-N80-88
122.00	96.39	3538.00	3547.00
			3694.00
126.20	93.67	3547.80	3856.80
139.60	103.20	3857.44	3866.44
144.10	101.60	3858.34	3867.34
			3861.34
126.20	87.78	3862.60	3870.34
			3871.60
	8.681		
		4005.00	4014.00
		4040.00	4049.00
		4291.00	4300.00



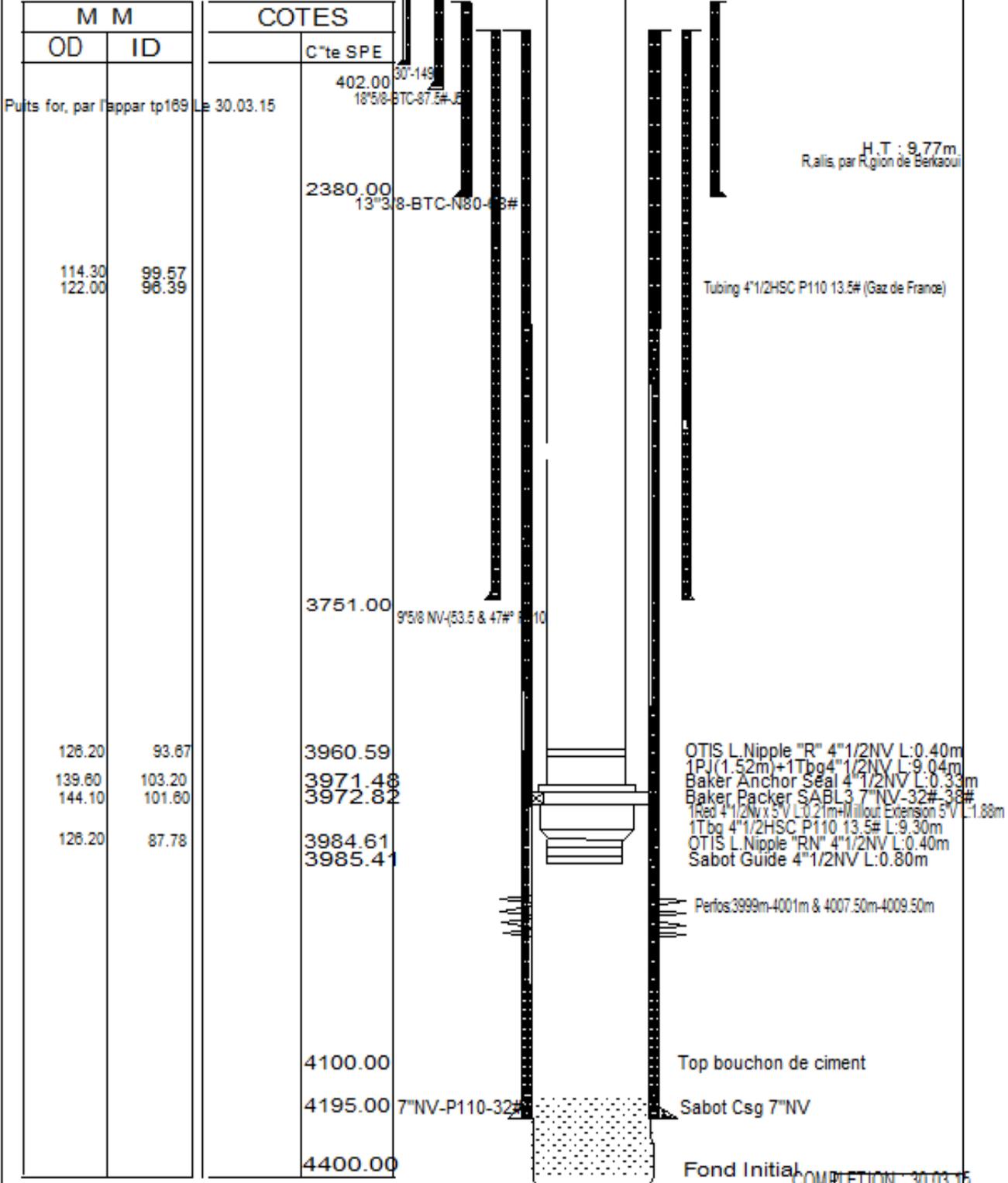


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLÉTION 4"1/2 NEW VAM ANCREE | RAMA 1

X : 389 596.00
Y : 3 450 485.00

Ajust. avec 434 J5 + 2PJ6.04m + 1.80m H 1/2HSC
Olive 7"1/16 FMC taraud. e 4"1/2HSC



COMPLÉTION: 30.03.15

Résumé

Pour quelques gisements de pétrole, l'optimisation de la production peut être un facteur important pour l'augmentation de la production et la réduction des coûts. Le champ de Rahlet El Aouda découvert en 2010 exploité en 2015 par Sonatrach en effort propre, n'a jamais atteint sa capacité nominale prévue de 25000 barils/jour et une chute brusque de production rend son étude intéressante vue à son complexité géologique. Dans ce travail nous avons appliqué les principes de l'optimisation pour un gisement pétrolier afin d'améliorer la productivité tout en réduisant les couts de production, le travail a été subdivisé en quatre grand axe de travail complémentaire notamment le Well test, caractérisation de réservoir , la modélisation de performance et on conclut ce travail par une étude économique.

L'étude de well test n'est pas une étape indispensable dans l'optimisation du débit de production mais nécessaire dans notre cas, vu le manque de données tel que la perméabilité et le skin total, deux paramètres indispensables pour l'étude de performance des puits étudiés. La caractérisation de réservoir a l'aide des données géologiques et l'interprétation diagraphique (ELAN)

L'étude de performance des puits est une étape incontournable pour l'optimisation, il s'agit dans un premier temps de modéliser l'apport (Inflow) du réservoir et les pertes de charge à travers le tubing de production (Outflow), et dans un deuxième temps faire une étude de sensibilité en variant les diamètres de tubing , la duse , afin d'identifier le système de production

L'étude économique a pour objectif de justifier la rentabilité de réservoir par rapport le cout des interventions.

Mots clés : diagraphie , essai de puits , pipsim , réservoir , payout , corrélation

ملخص

بالنسبة لبعض حقول النفط قد يكون تقييم الأداء عامل رئيسي في تحسين الإنتاجية و تقليص التكاليف. حوض رحلة العودة اكتشف سنة 2010 و استثمر سنة 2015 من طرف المجمع البترولي الجزائري سونطراك .

الحقل لم يصل الى الانتاجية المتوقعة المقدرة ب 25 الف برميل يوميا وذلك عائد الى البنية الجيولوجية المعقدة , في هذا العمل لقد طبقنا عدة مبادئ و أسس من تحسين الانتاج مع مراعاة تخفيض التكاليف , العمل المنجز الى 4 اقسام رئيسية اختبار البئر , الخزان و تقييم اداء الابار و اخيرا دراسة اقتصادية لتبرير مرور الحوض بالنسبة لكلفة العمليات

الكلمات المفتاحية : تسجيل , اختبار البئر , خزان

Abstract

For some oils fields production optimization is an important factor for the augmentation of the production and the cost's reduction. The Rahlet El Aouda field, discovered by Sonatrach alone, never reached its forecast nominal capacity of 25, 000 bbl/day and a sudden production depletion makes it interesting study in view of its geological complexity. . The main objective of this work is to study the behavior of RAA field. This work is subdivided into 4 principal sections: well test, reservoir characterization, performance modeling and finally with a financial study.

Key words : logging , well test , pipsim , reservoir , payout , correlation

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Bouchakour Hana , Zoubiri Imed

-THEME-

**Caractérisation de réservoir, analyse de performance du puits
pour le développement du gisement de RAHLET EL AOUDA**

Soutenue le : 29/05/2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président : M. BOUCHIREB Abd El MCB Univ. K.M Ouargla
wahab

Examineur: Mme.DAOUI Hafsa MAA Univ. K.M Ouargla

Encadré par : Mme.BELMILOUD Fz MAA Univ. K.M Ouargla