

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2023

Université KasdiMerbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par : ZEKRAOUI Yassine, SOUKEUR Nassim,

HABHOUBA Aimad

-THEME-

Étude Des Impacts De La Stimulation Post-Acide Pour Reprise D'un Nouveau Puits En
Production Sur Le Champ Menzel Ledjmet Est (MLE)

Soutenue le : 05/06/2023 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mr. BOUCHIREB Abdelouahab	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr. GAREH Salim	Univ. Ouargla
Rapporteur:	Mr. DADEN Abdelghafour	Univ. Ouargla
Co-Encadreur:	Mr. ALI ZERROUKI Ahmed	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Nous remercions Allah le tout-puissant et éternel pour le souffle de vie et toutes les capacités physiques et intellectuelles utilisées pour réaliser ce travail.

Nous remercions le corps académique de L'Université Kasdi Merbah pour l'encadrement et la formation reçue tout au long de notre parcours universitaire.

Nous présentons notre reconnaissance aux Monsieur les Professeurs Mr. ALI ZEROUKI Ahmed et Mr. DADANNE Abdelghafour, pour avoir accepté la direction de ce travail de fin de cycle malgré ses diverses occupations.

Nos sincère gratitude va aussi à nos membres de Jury Mr. GAREH Salim et BOUCHIREB Abdelouahab, qui a accepté de nous examiner et conduire cette modeste Soutenance.

Nous reconnaissons le soutien spirituel et moral bénéficié de la coordination de Mr. HAMMOUTI Rabah CDS puits ; comme un encadreur professionnel du stage, et aussi NECHE Hichem, REKIBI Samir & MAHMOUD Mahmmoud ; les ingénieurs des services Technique puits et Réservoir du groupement GSE sans oublier les autres dont les pages manqueraient à les citer ici mais qui restent gravés sur des tables d'or de nos cœurs

Enfin, nous remercions tous ceux qui de loin ou de près ont procuré leurs apports pour la construction de cet édifice, nous exprimons ici grandement notre reconnaissance.

Dédicaces

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

أشكر الله العليّ القدير الذي أنعم عليّ بنعمة العقل والدين. القائل في محكم التنزيل، "وَفَوْقَ كُلِّ ذِي عِلْمٍ عِلْمٌ" سورة يوسف آية 76.... صدق الله العظيم

إلى صاحب السيرة العطرة، والفكر المُستنير؛ فقد كان له الفضل الأوّل في بلوغي التعليم العالي (والذي الحبيب)، أطل الله في عُمره. إلى من وضعتني على طريق الحياة، وجعلتني رابط الجأش، وراعتني حتى صرت كبيراً (أمي الغالية)،

إلى زوجتي ريمة ورفيقتي في مسيرة الحياة. إلى من أتشوّق لأن أرى مستقبلهم المشرق بإذن الله أولادي "أنوس، ميرو، ياسمين"

إلى إخوتي؛ من كان لهم بالغ الأثر في كثير من العقبات والصعاب وأيضاً وفاءً وتقديراً وإعترافاً مني بالجميل أتقدم بجزيل الشكر لأولئك المخلصين الذين لم يألوا جهداً في مساعدتنا إلى جميع أساتذتي الكرام ممن لم يتوانوا في مد يد العون أساتذة كلية المحروقات. وخاصة الأستاذ دادن عبد الغفار وعلي زروقي أحمد أهدي إليكم بحثنا المتواضع ثمرة جهدنا داعياً المولى - عزّ وجلّ - أن يُطيل في أعماركم، ويرزقكم بالخيرات.

عماد ابن الازهاري ابن محمد ههوبة

Au nom d'ALLAH, Le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux.

Tout d'abord je tiens à remercier le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce travail que je dédie.

A mes très chers parents et grands parents.

Ma mère SOUALAH /L.D Rabi yarhamha .

A mon père Cheikh.

A ma femme GF Rabi yahfadha .

A mes enfants S, Abk, N.

A toute la famille SOUKEUR .

A mon promoteur :Mr : DADEN abed elghafour et Ali zarouki ahmed

qui je remerci beaucoup pour leur encouragements .

A Tous mes amis et mes collègues partout.

A mon trinôme HABHOUBA Imad et ZAKRAOUI Yassine.

A Tous mes amis de L'université d'Ouargla.

Soukeur Nassim

*Tout d'abord merci à Allah de nous avoir donné la force pour terminer ce travail.
Nous voudrions bien prouver nos gratitude envers eux qui, de loin ou de près
nous ont supportés tant matériellement que moralement. Ainsi nous dédions ce travail :*

- ❖ A nos chers parents à qui nous devons tout qu'ils puissent trouver dans ce travail l'expression de nos profondes gratitude et affections pour toute la patience et l'endurance qu'ils ont consenties pour nous.*
- ❖ A mes frères et mes sœurs à qui nous souhaitons une bonne chance dans leurs vies.*
- ❖ A ma chère Femme **B. I** qui n'ont pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Qu'Allah les protège et leurs offre la chance et le bonheur.*
- ❖ A mon adorable petite fille **Wijdane** qui sait toujours comment procurer la joie et le bonheur pour toute la famille.*
- ❖ A nos amis avec qui nous avons partagé des bons moments.*
- ❖ Sans oublier mon Trinôme **HAÏBOUBA & SOUKREUR** pour leurs soutiens moraux, patience et leurs compréhensions tout au long de ce projet.*

ZAKRAOUI Yassine

تعد المعالجة للخزانات الجوفية للبتروول من أهم وأكثر التقنيات المستعملة في مجال التحفيز والحث أين يتم تطبيقها سواء على آبار الجديدة أو القديمة بهدف زيادة وتحسين الإنتاجية. الهدف من هذه الدراسة هو مناقشة تأثير مجموعة من العوامل على نجاح أو فشل عملية المعالجة الحمضية على مستوى حقل منزل لجمات الشرقي (م.ل.ش) أين نجد أن المصدر الأساسي للضرر الذي يلحق بخزانات المنطقة هو تسرب السوائل المستعملة في الحفر إلى داخل التكوين. في الجزء الأخير من هذا العمل تم طرح عدة اقتراحات لكيفية اختيار الحمض الموافق والتقنية المناسبة بوضعية في المجال المقصود معالجته، وكيفية الحد من حدوث الأضرار منذ البداية.

Résumé

L'utilisation de l'acidification dans le domaine pétrolier prend de l'ampleur de jour en jour où elle est exécutée sur les nouveaux puits pour maximiser leur productivité initiale ainsi que sur les puits vieillissants pour améliorer leur productivité et maximiser la récupération des ressources énergétiques.

L'objectif de cette étude est de discuter l'impact des différents paramètres sur la réussite ou l'échec de l'acidification dans le champ Menzel Ledjmet Est (MLE) où l'endommagement est causé principalement par l'invasion du fluide de forage dans la formation et reste les puits fermés de longue durée neutralisés sous boue.

A la fin de ce travail, des recommandations sont suggérées pour la technique de la mise en place et le choix de l'acide, et différentes méthodes sont citées pour prévenir la formation de l'endommagement et optimiser la performance du puits.

Abstract

Matrix acidizing becomes one of the most widely used means of reservoir stimulation in which it is applied for both, new wells to maximize their initial productivity and old wells to improve productivity and maximize the recovery of energy resources.

The objective of this study is to discuss the impact of different parameters on the success or failure of matrix acidizing in Menzel Ledjmet Est (MLE) field where the damage is mainly caused by the drilling fluid invasion and remains the wells close long term neutralize under mud.

At the end of this work some recommendations are suggested for the selection of acid and its technical establishment, several techniques are also mentioned to avoid the formation of damage from the very beginning.

Liste des figures et tableaux

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique du bassin de Berkine.....	3
Figure I.2: Situation géographique du MLE.....	4
Figure I.3: Berkine Sud – principales découvertes.....	6
Figure I.4 : Formations géologiques du réservoir MLE.....	7
Figure I.5: Plan de position du forage NAHSE-1 dans la le périmètre de recherche El Ouar Est.....	9
Figure. II.1 : Acidification des matrices.....	10
Figure. II.2 : Constituants typiques des grés.....	13
Figure III.1 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et Live MSR100 à 85°.....	29
Figure III.2 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et Spent MSR100 à 85 °.....	30
Figure III.3 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et mélange diesel à 85°.....	30
Figure III.4 : MudFilter cake sur papier filter.....	30
Figure III.5 : Echantillon OBM.....	30
Figure III.6 : Mudfilter Cake trempé dans le traitement MSR100 à 95°C environ 1 heure.....	31
Figure IV.1 : Graphe de pression et température en fonction du temps.....	34
Figure IV.2 : Courbes semi-log d'Horner.....	36
Figure IV.3 : History plot	36
Figure IV.4 : Log-log plot.....	36
Figure IV.5 : Courbes semi-log d'Horner.....	38
Figure IV.6 : Courbes semi-log d'Horner.....	41
Figure IV.7: Collecte de données et CQ : pression et production d'huile.....	41
Figure IV.8: History plot (Pressure [psi], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr]).....	41
Figure IV.9: Graphe de la pression et de sa dérivée de puits NAHSE-1.....	42
Figure IV.10: les performances du puits.....	43
Figure IV.11: Étape -1- Tube Clean et test d'injectivité	45
Figure IV.12: Étape - 2- traitement matriciel diesel blend squeeze.....	47
Figure IV.13: NAHSE-1 - choke Vs. FWHP.....	48
Figure IV.14: NAHSE-1 - Oil Rate Vs. FWHP.....	48
Figure IV.15: interprétation des data de MPF de puits NAHSE-01.....	50
Figure IV.16: IPR matched on DD1 & DD2	51
Figure V.1 : Cylindre en dommage.....	54

Liste des figures et tableaux

- Figure A.2 : Prévisions litho-stratigraphiques du forage NAHSE -1
Figure A.3 : Carte de situation de la région d'El Ouar ainsi Celle d'étude de la région.
Figure A.4 : Statut générale du blocs fram-in
Figure A.5 : Elan du réservoir du puits NAHSE-1
Figure A.6: Enregistrement Bottom Hole P&T 31-Jul-2022 To 08-Aug-2022
Figure A.7 : Les résultats de l'analyse IPR matched DD1 & DD2
Figure A.8 : Statique profile pression & température avant l'acidification
Figure A.9 : Dynamique Profile Pressure & Température après l'acidification
Figure A.10 : paramètres de surveillance à partir CCR Yokogawa système

Liste des tableaux

Tableau III.1 : MSR100.....	27
Tableau III.2 : Mélange diesel.....	28
Tableau III.3 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et live MSR100.....	28
Tableau III.4 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et Spent MSR100.....	29
Tableau III.5 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et le mélange diesel.....	29
Tableau IV.1: Données de réservoir de puits.....	34
Tableau IV.2 : Tableaux des pressions de fond de puits.....	35
Tableau IV.3 : Résultats de jaugeage de puits.....	35
Tableau IV.4 : Les données de test nécessaire de puits NAHSE-1.....	38
Tableau IV.5 : Comparaison des résultats.....	42
Tableau IV.6 : Le programme de test équipement.....	44
Tableau IV.7 : Le programme de nettoyage l'intervalle de perforation.....	44
Tableau IV.8 : Le programme de Squeeze Diesel Blend et traitement matriciel.....	46
Tableau IV.9 : Consommation de liquide totalement.....	49
Tableau IV.10 : Concentration et volumes de fluids MSR100.....	49
Tableau IV.11 : Concentration et volumes de fluids Pre flush Diesel.....	49
Tableau IV.12 : Analyse de performance de puits.....	51
Tableau IV.13 : Calcul des gains cumulés pour NAHSE-1.....	52
Tableau IV.14 : Résultats du calcul payouts.....	52
Tableau VI.1 : Calcul utilisation des logiciels " STIMCADE ".....	56

Nomenclature

Nomenclature

k : perméabilité.	P_G : Pression de gisement.
IP: index de productivité.	P_{wf} : Pression de fond dynamique.
S: skin total.	EMEC : International Drilling Fluids Algeria
h : Hauteur (épaisseur) de la couche.	OBM : Oil Base Mud
Re : Rayon de drainage.	OAR : Oil Acid Ratio
Q_s : Débit avant acidification (m^3 /j)	OWR : Oil water ratio
Q_F : Débit en conditions de fond.	S/U : Shut up
P : Pression.	WT : Well test
Φ : La porosité.	N_p : Production cumulée,
C: Compressibilité.	Q_{st} : Dernier débit stabilisé
t : Temps.	T_p : Temps de production avant la fermeture
K_i : Perméabilité initiale du réservoir.	p^* : La pression extrapolée
K_e : Perméabilité de la zone endommagée.	V_t : Volume total
r_e : Rayon de la zone endommagée.	QA/QC
ΔP_s : chute de pression supplémentaire Skin	OD : Outside diameter
L: Longueur de l'échantillon.	ID : Inside diameter
K_f : Perméabilité finale après colmatage	BHA : Bottom hole assembly
K_a : La perméabilité après acidification	TFM : Tubing Forces Module
K_S : Perméabilité A de la zone endommagée	RIH: Running In Hole
r_s : Rayon de la zone endommagée.	FWHP : Flow Well Head Pressure.
ΔP_{tbg} : Les pertes de charge dans le tubing	HF : Hydro-florydrique
D_{CCE} : Diamètre de coiled tubing (inch)	POOH : Pull Out Of Hole
DST : Drill Stem Test	β : Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
IP : Indice de productivité	m : Pente
Q_{oil} : Débit d'huile	μ : Viscosité d'huile (cp)
Q_w : Débit d'eau	r_w : Rayon du puits
Q_g : Débit de gaz	K_i : Perméabilité initiale
PFD : pression de fond dynamique	GOR : Gas oil ratio
CTU(CT) : Coiled tubing	PFS : Pression de fond statique
TW : Treated water	TFS: Température de fond statique
IHP : Pression Hydrostatique initiale	P_{hyd} : Pression hydrostatique
TD : total depth	$P_{T.fond}$: Pression traitement fond
MPFM : multiphase flow meter manufacturers	mRT : Measurement rotary table
T_p : temps de production (j)	DBHP : Dynamic bottom hole pressure
H_{util} : hauteur utile du réservoir en (m) ;	Q_i : Débit après l'acidification (m^3 /j)
V_{acide} : volume d'acide	V_{t1} : Volumes Premier intervalle
V_{pf} : volumes de preflush	V_{t2} : Volumes Deuxième intervalle
V_{of} : volumes d'overflow	$q_{i,max}$: Débit d'injection
P_{frac} : La pression de fracturation	FHP : Pression Hydrostatique finale
$P_{t.surface}$: La pression de traitement en surface	ISIP : Pression vierge
M.S.R: Mud and Silt Remover	

Table des matières

Contents

Remerciement.....	I
Dédicaces	II
Résumé.....	V
Liste des figures.....	VI
Liste des tableaux	VII
Nom en cloture	VIII
Introduction	1
I. Généralités	3
I.1 Introduction.....	3
I.1.1 Situation Géographique du bassin de Berkine	3
I.1.2 Situation Géographique du champ Menzel Ledjmet Est	4
I.1.3 Historique du champ	4
I.1.4 Projet de développement du champ	5
I.2 Situation Géologique	7
I.3 Contexte local (région d'étude)	9
I.3.1 Cadre géographique de la région d'étude	9
II. Chimie D'acidification.....	10
II.1 Introduction.....	10
II.1.1 Traitement de matrice.....	10
II.1.2 Historique de traitement à l'acide	10
II.1.3 Les fluides de traitement	11
II.2 Généralités sur les traitements par acidification	11
II.2.1 Réactivité de la roche vis-à-vis de la roche	11
II.2.2 Acidification des réservoirs gréseux	13
II.2.3 Réactions secondaires.....	16
II.2.4 Autres types d'acide	18
II.2.5 Choix de l'acide	19
II.2.6 Facteurs non minéraux influençant la réaction	20
II.2.7 Additifs	21
II.2.8 Structure d'un traitement	25
III. Résultats au laboratoire.....	27
III.1 Introduction.....	27
III.2 Tests de compatibilité huile/fluide system	27
III.2.1 Résultats de compatibilité d'émulsion :	28

Table des matières

III.2.2	Tests de compatibilité des émulsions	29
III.2.3	Conclusion et recommandation de laboratoire	30
III.3	Tests de compatibilité Mud/fluide systèmes.....	30
III.3.1	Évaluation de boue à base d'huile (OBM) à l'aide d'un récipient en verre	31
IV.	Etude de cas puits NAHSE-01.....	32
IV.1	Introduction.....	32
IV.1.1	Choix des puits candidats	32
IV.1.2	Historique du puits	32
IV.2	Données du puits.....	33
IV.2.1	Données générales sur les puits	33
IV.2.2	Propriétés pétro-physiques	33
IV.2.3	Données PVT.....	34
IV.3	Interprétation des résultats des tests :.....	34
IV.3.1	Résultats de DST (mesure de fond)	34
IV.3.2	Résultats de jaugeage (mesure en surface)	35
IV.3.3	Historique well test build up Interpretation par Saphir	35
IV.4	Interprétation par la méthode de HORNER et saphir de kappa.....	37
IV.4.1	Résultats des différent jaugeages	37
IV.4.2	La méthode de HORNER :	38
IV.4.3	La méthode de saphir de kappa.....	40
IV.4.4	Comparaison avec les résultats de logiciel Saphir et méthode conventionnelle.....	42
IV.5	Performance de puits	43
IV.5.1	Conclusion	43
IV.6	Programme d'acide	43
IV.6.1	But de l'opération.....	43
IV.6.2	Procédure de l'opération.....	44
IV.6.3	Estimation de débit après l'acidification Pour NAHSE-1	48
IV.7	Consommation du liquide totalement.....	49
IV.7.1	Concentration et volumes de fluides	49
IV.8	Évaluation de la stimulation sur NAHSE-1.....	50
IV.8.1	Débit d'huile Vs. FWHP Vs. Température.....	50
IV.8.2	Profil dynamique de pression et de température.....	50
IV.8.3	Les résultats de l'analyse IPR matched DD1 & DD2.....	51
IV.8.4	Commentaires et interprétation :	51
IV.9	Évaluation économique	51

Table des matières

IV.9.1	Introduction.....	51
IV.9.2	L'Estimation de débit après l'acidification	51
IV.9.3	Gain d'acidification :.....	52
IV.9.4	Calcul du payout	52
IV.9.5	Conclusion	53
V.	Calculs nécessaires pour l'acidification	54
V.1	Introduction.....	54
V.1.1	Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification.....	54
V.2	Calcul Volume du 7.5%HCL Tube Clean :.....	55
V.3	Calcul du volume d'acide pour la matrice :.....	56
V.4	Calcul du débit d'injection.....	57
V.5	Calcul de la pression maximale d'injection.....	57
V.5.1	La pression de traitement au fond du puits.....	57
V.5.2	La pression hydrostatique	58
V.5.3	Les pertes de charge dans le CCE (CTU).....	58
V.5.4	La pression de traitement.....	58
	Conclusions	59
	Recommandations	59
	Annexe	
	Bibliographie	

Introduction

Introduction

La stimulation de réservoir est une activité principale dans l'industrie pétrolière. Le but principal de la stimulation est de maximiser la valeur actualisée nette sur le forage de puits et l'investissement de la complétion, par l'augmentation du taux de production d'hydrocarbures et l'augmentation de la durée de vie économique du réservoir, aussi elle vise à réduire ou éliminer l'endommagement des abords du puits.

Cette mémoire Étude l'impact De La Stimulation Post-Acide Pour Reprise D'un Nouveau Puits En Production Sur Le Champ Menzel Ledjmet Est (MLE) décrit la technique de stimulation par acidification matricielle utilisé à MLE, pour aider à l'amélioration de la production des nouveaux puits forer qui ont eu un déclin de production.

Le champ de MLE constitué de trois gisements (MLE et CAFC et BRS) a été mis en production en 2013. Lors sa mise en exploitation, beaucoup de puits ont connu un déclin de productivité allant jusqu'à la fermeture. A titre indicatif, le débit du puits exploration NAHSE-1 dans région BRS a 16m³/h (DST réalisé le 16/01/18) et après fermeture de longue durée et sécurisé sous boue donne 12m³ /h (Gaugé en septembre2022). [4]

Cette baisse de production est jugée comme étant due au colmatage engendré par le fait d'avoir laissé les puits sous boue de forage longtemps avant le démarrage et mis en production.

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

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

Ainsi, afin de restaurer et même d'améliorer la perméabilité initiale et débit et WHP, des opérations de stimulation ont été initiées sur le puits NAHSE-1 avec un Mud-Acid (MSR 100).

Compte tenu des résultats positive obtenus après ces opérations, une étude en laboratoire a été confiée au laboratoire de Schlumberger.

L'objectif de notre mémoire est d'évaluer l'endommagement de la couche réservoir du puits

Introduction

NAHSE-01 et de mieux comprendre sa caractérisation en utilisant le software SAPHIR.

Le programme du travail demandé est scindé en cinq (05) chapitres :

- ✓ Le premier chapitre est consacré à la présentation de champ MLE,
- ✓ Le deuxième chapitre destiné à Théorie de l'acidification
- ✓ Et le troisième chapitre résultant au laboratoire baser sur une étude en laboratoire de compatibilité l'acide MSR100 et huile/ MudFilter cake a été confiée au laboratoire de Schlumberger pour trouver la meilleure formulation d'acide capable de restaurer sa perméabilité initiale et débit et WHP.
- ✓ Et le quatrième chapitre est une étude d'un exemple de puits NAHSE-1 contient la partie d'évaluation économique.
- ✓ Et le cinquième chapitre calculs nécessaires pour l'acidification.

Dernièrement on achèvera par une conclusion et des recommandations concernant la sélection optimale des interventions sur le puits de champs BRS.

Chapitre



I

Généralités

Chapitre : I Généralités

I. Généralités

I.1 Introduction

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins les plus perspectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ses réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères Siluriennes et Franciennes. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH.

I.1.1 Situation Géographique du bassin de Berkine

Le bassin de BERKINE se situe dans l'Erg Oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est du champ de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et RhourdeNouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie Orientale située en Libye et le Sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

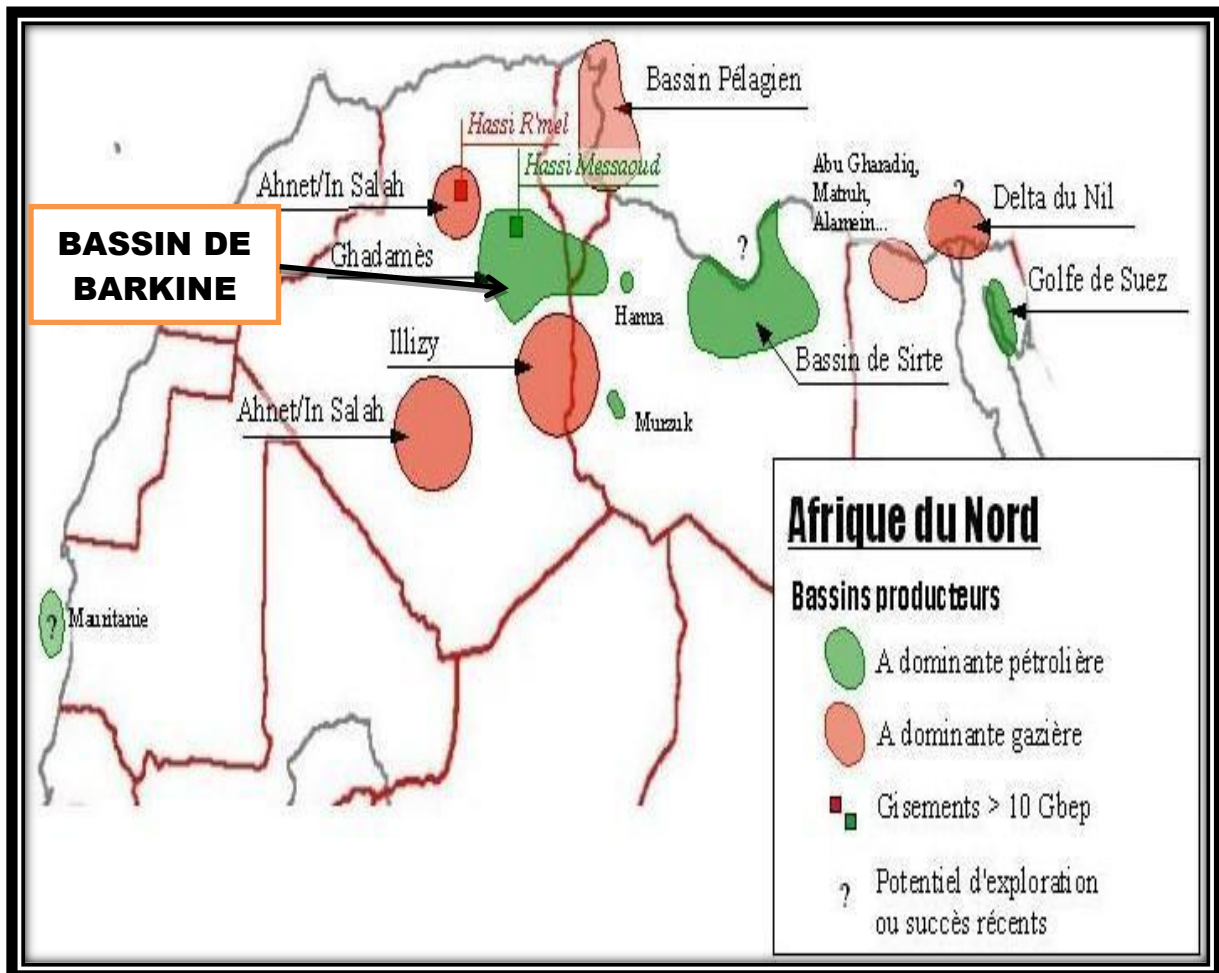


Figure I.1 : Situation géographique du bassin de Berkine [4]

Chapitre : I Généralités

I.1.2 Situation Géographique du champ Menzel Ledjmet Est

Le champ MLE se situe au Sud-Est de Hassi Messaoud à environ 220 km au niveau de bloc 405b dans le bassin de Berkine. L'exploration et le partage de production est régi par le contrat entre Sonatrach et la Compagnie First Calgary Petroleum en Octobre 2001.

« Dans le cadre du contrat Berkine Sud, signé entre Sonatrach et Eni en décembre 2021, sous l'égide de la nouvelle loi sur les hydrocarbures 19-13, Sonatrach annonce la mise en production de deux champs gaziers liés à ce contrat ».

La mise en production de ces deux champs est intervenue « en septembre 2022, soit 6 mois seulement après l'entrée en vigueur dudit contrat et ce, grâce à un développement en mode accéléré (Fast-Track) ».

Ainsi, cette nouvelle réalisation permet à Sonatrach d'atteindre une production journalière de 1 million de mètres cubes de gaz et 4 000 barils de liquides associés. Une capacité de production qui sera augmentée à hauteur de 2 millions de mètres cubes à la fin de cette année. [4]

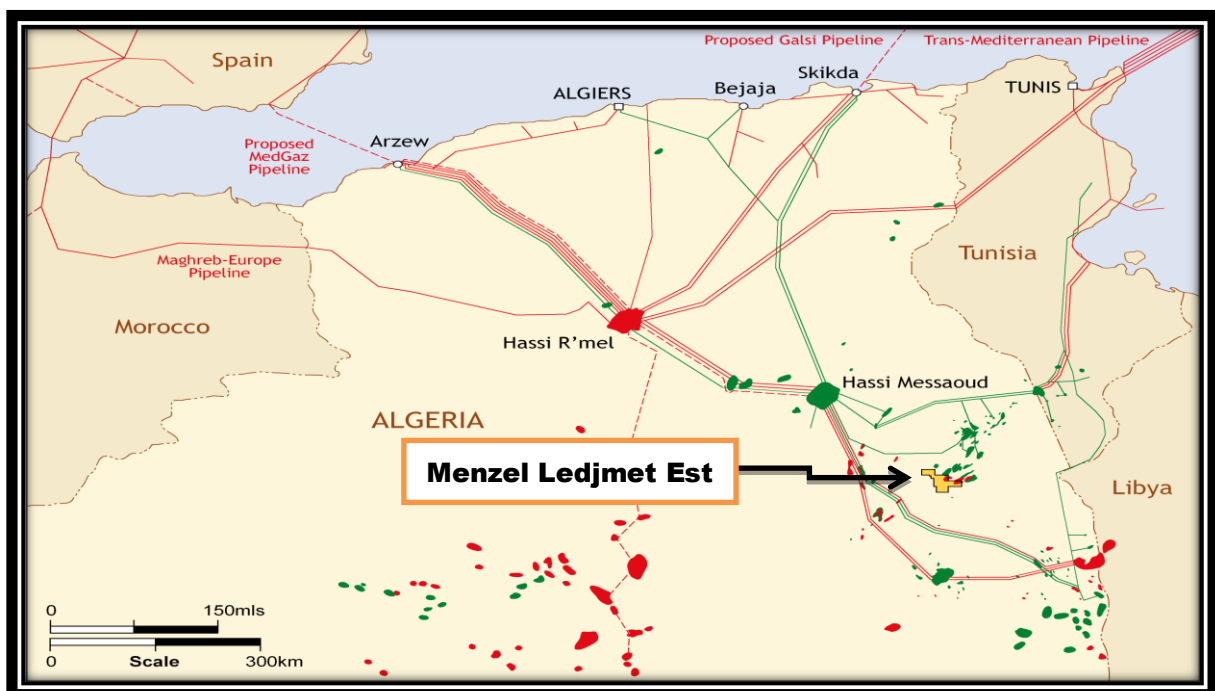


Figure I.2: Situation géographique du MLE [4]

I.1.3 Historique du champ

- Octobre 2001 : signature de contrat d'exploration et de recherche.
- 2002 : Interprétation de 110 km² de données sismiques 3D couvrant MLE, forage et teste d'un puits de gaz à condensat MLE-02
- 28 puits sont forés pendant la phase d'exploration (5 sur MLE et 23 sur CAFC)

Chapitre : I Généralités

- Soumission FLE FDR : Octobre 2006.
- 10 Décembre 2008 : Résultat d'enchère MLE EPC : Saipem avec 1750 M \$.
- 24 Décembre 2008 : Soumission FDR du CAFC (Central Area Field Complexe).
- 11 Février 2007 : AL NAFT approbation du développement sur le terrain de MLE.
- 26 Janvier 2009 : Contrat de forage : décerné à Saipem (2 Rigs)
- 26 Avril 2009 : Mise en route de développement du sous-sol CAFC : puits MZLN-7
- 22 Mars 2009 : AL NAFT approbation du développement sur le terrain du CAFC.
- Opérateur pour la phase de développement : OC SH-FCP (SH = 25% et FCP = 75%).
- 14 Décembre 2021 : Contrat PSA signé par Eni Algérie et Sonatrach pour le développement de Berkine Sud
- 6 Mars 2022 : publication par le JORA du décret présidentiel n° 22-88 du 1er mars 2022 portant approbation du contrat Berkine Sud

I.1.4 Projet de développement du champ

a- MLE :

- Forage de 18 nouveaux puits ajoutés aux 6 puits existants (à partir de la phase d'exploration).
- Le système de collecte de gaz comprend 23 lignes de débit et 6 manifolds.
- 1 usine de gaz de traitement NGL pour 350 MMscf / j du gaz
- Nouvelle zone d'hébergement et base industrielle.
- La production du champ MLE commence à partir 2013

b- CAFC :

- Forage de 56 nouveaux puits ajoutés aux 12 puits existants
- 34 nouveaux puits producteurs d'huile + 7 puits existants
- 13 nouveaux puits producteurs de gaz + 4 puits existants
- 4 nouveaux puits d'injection d'eau.
- 2 nouveaux puits d'injection de gaz, ajoutés au 1 puits existant
- 3 nouveaux fournisseurs d'eau pour injection d'eau
- Le système de collecte du gaz, de l'huile et de l'eau comprend une ligne d'écoulement et des manifolds.

c- Berkine Sud

- Le projet qui contient 40 domaines à étudier et éventuellement de développer a été divisé en Quatre (04) groupes nommés "Découvertes" ; les "Découvertes A" qui ne

Chapitre : I Généralités

contiennent que deux champs pétrolifères (NAHE et TASS) devaient être développées avec une approche accélérée.

- Par ailleurs, ce qu'on appelle les « Découvertes D » qui contiennent cinq (05) gisements gaziers, a également été érigé en priorité du fait que la connexion à l'usine était faite par Sonatrach auparavant et aussi le besoin urgent d'exportation de gaz en raison de la situation mondiale.
- Découvertes A (2 Fields) NAHE Oil (TAGI-TAGS) & TASS (TAGS)
- Découvertes B (11 fields) NAHE Gas, HJB, ISL, EMLC, AHMN, AHMN ext, RHLE, WT ext, WTS, WTS ext & BRH
- Découvertes C (22 fields) EERC, NAH, NAHSW, MLEP, AHMC, LENS, WTP, ZER-ZERS, MLSE-S1, RHAHM, IAW, RBKS, EAFN, WT, ZTH, EERN, MLE ext, GSM, LESE, LEN, NEKT ext & ZERN.
- Découvertes D (5 fields) AHMSW, MLSW, WEMN, EKT ext & AHM

Commun :

- CPF, infrastructure et utilitaires. Processus de gaz pour fournir du gaz vente, de GPL, de condensat et de pétrole.
- Pipelines pour l'exportation du Gaz de vente, GPL et Cond. De CPF à GassiTouil.
- Pipeline pour exporter du pétrole vers PK0 (HassiBerkine).

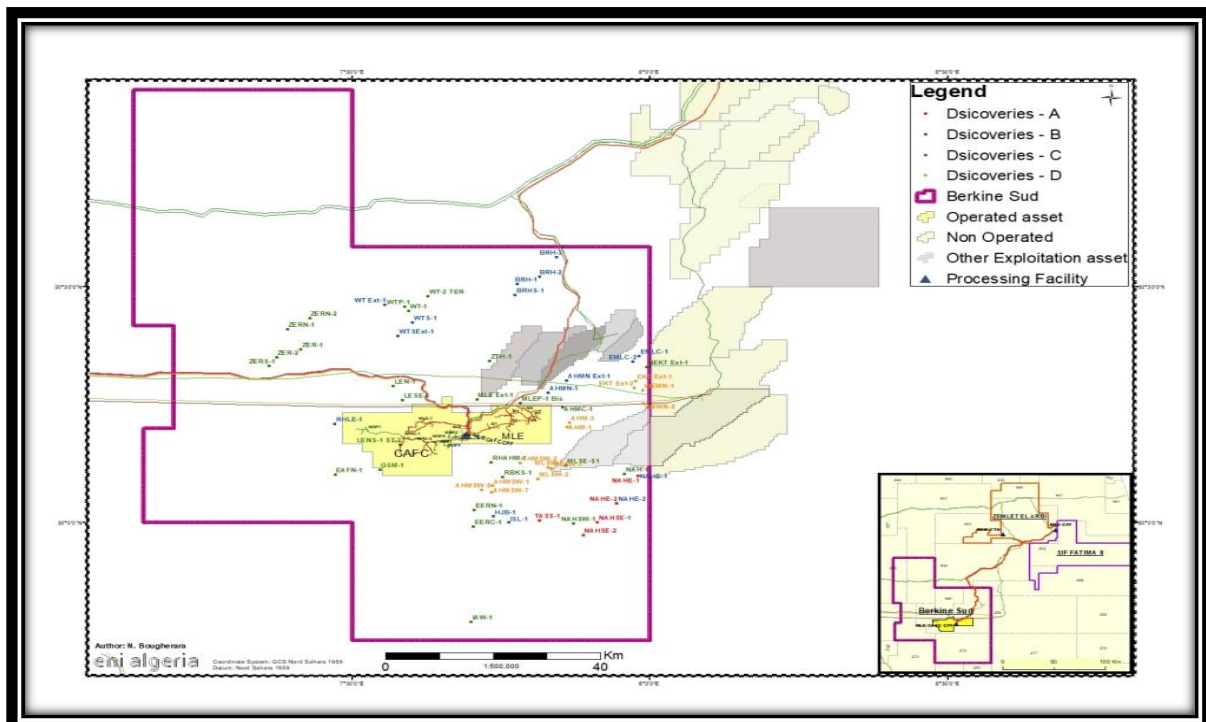


Figure I.3: Berkine Sud – principales découvertes [4]

Chapitre : I Généralités

I.2 Situation Géologique

Cette section présente un aperçu des principales roches réservoirs du champ MLE et des couches productrices.

STRATIGRAPHIE	Formations/RESERVOIR		PALYNO/BIOZONATION	ENVIRONNEMENT	AFFLEUREMENT	DECOUVERTES	COT/exp	TECTONIQUE
Mio-Pliocène								
CRETACE	Sénonien	Sénonien carbonaté Sénonien anhydritique Sénonien salifère						ALPIN
	Turonien							
	Cénomanién							
	Albien							
	Aptien							
	Barrémién							AUTRICHIEN
	Néocomien							
JURASSIQUE	Malm							
	Dogger	Dogger argileux Dogger lagunaire		Evaporitique				
	LIAS	Lias anhydritique Lias niveau «H» Lias silifère Lias « HB » Lias S1+S2						RIFTING TRIAS-LIAS
TRIAS	Moy à Sup	TAS		continental clastic-evaporitic-lagunaire				
		TAGS		likely Rhaetian age		HUB/ISL/TASS/IAN		NORIAN UNC
		TAC		Camian	continental to shallow marine-lacustrin			CARN. MES
		TAGI		Late Ladinian-Early Carnian	Fluvio-lacustre			DISC. HERCY
CARB	Carb sup?				Offshore (à shoreface)			
	Viséen	Viséen argileux			Tidal à shoreface	IAN NAHSW-1		
		UPPER	RKF A RKF B					
		RKF: MAIN	RKF C	Viséen sup				
		LOWER	RKF D RKF E		offshore à shoreface			
	Tournaisien	Tournaisien arg sup				Tidal à shoreface	NAHE	
		F1	F1 A F1 B			shoreface	EOR NAHSW-1	
		F2	F2 A F2 B			offshore		
Tournaisien arg basale							STRUN INC?	
DEVO	Faménién	Faménién						
	Frasnien	Frasnien			Offshore (H. shale)		2.5-5%	FRASN INC?
	Givétien	F3		Givétien (à prob Eiffélien)	shoreface	NAH		DISC GIV?
	Eiffélien							
	Emsien	F4		Emsien (à Givétien?)	offshore	Orsine Formation	IAN	
		F5						PRAG INC
	Pragien (Siegénien)	F6 ©	F6-1(F6C) F6-2 F6-3	(Siegénien à Emsien basal) Gédinnien à Siegénien Gédinnien	Estuanien Tidal à shoreface massive braided-iver sandstones		EERC/EERN	DISC CAL
SILURIEN	Pridoli	F6	F6-B3 F6-B2 F6-B1	Pridoli moyen Pridoli inférieur à moyen Pridoli basal	fluxiale front de delta dominés par les marées			DISC PRIDOLI
	Ludlow		F6-A3 F6-A2 F6-A1	Ludlow sup à Pridoli basal		membre gres verts		
	Wenlock		F6 Unité M2 F6 Unité M1	Ludlow Wenlock sup - Ludlow inf	marins francs			
	Llandovery	Silurien argileux			pic de transgression		3-17%	
		UNITE VI	VI-3 VI-2 VI-1		calotte glaciaire	DALE DE MECRATA ARGILES MICRO GRES D'EL GOLEA		
CAMBRIEN		UNITE III-3	grès oued saret argiles d'azel Grès de Ouargla			IN TAHOUIE		
		UNITE III-2	Q HAMRA			BANQUETTE		
		UNITE III-1	III-1			VIRE DU MOUFLON		PHASE ARENIG
		UNITE II				TIN TARADJELI		

Figure I.4: Formations géologiques du réservoir MLE[1]

Les données géologiques de base pour le champ MLE sont obtenues à partir des logs pétrophysiques, des rapports finaux, des découpages. En outre, plus d'informations régionales ont été déterminées à partir des puits d'exploration forés par FCP sur le champ MLE. C'était très utile pour fournir des données pour les TAGI/TAGS/RKF et F6

Chapitre : I Généralités

A. Le Trias :

Il est constitué par des sédiments continentaux clastiques, d'une épaisseur qui peut atteindre 300 m Il est subdivisé en 4 niveaux : [1]

1. Trias Argilo-Salifère (TAS) : (ép. : 20m)

Argile brune à brun rouge, parfois grise à gris vert, micacée, indurée, silteuse et localement anhydritique. Présence d'anhydrite pulvérulente et dure.

2. Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : (ép. : 20m)

Grès gris vert à gris blanc, très fin à fin siliceux, à silico-argileux, bitumineux, moyennement consolidé avec passées d'argile brune à brun rouge, rarement gris verte, indurée et silteuse.

3. Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : (ép. : 10m)

Alternance d'argile grise à gris-verte, rarement brun-rouge, indurée, silteuse et de grès gris sombre, gris-vert à gris-blanc, translucide, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable. Traces de calcaire blanc.

4. Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : (ép. : 90m)

Grès gris-vert à gris blanc, blanc beige, translucide, très fin à fin, moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé avec fines passées d'argile grise, brune à brun rouge, indurée et silteuse. A la base alternance d'argile brune, gris verdâtre, tendre à indurée, fortement silteuse, pyriteuse et de silt stone verdâtre, gris beige, tendre à moyennement dur avec passées de grès gris blanc à gris-vert, beige, translucide, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, pyriteux, friable à moyennement consolidé.

B. Réservoirs carbonifères

De l'âge de Strunien à Visean, les réservoirs de carbonifères se présentent sous la forme d'intervalles de sable (pierre) dans les séquences d'argile et de grès associées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le carbonifère de base a une étendue limitée à la partie centrale et aux bords occidentaux du bassin de Berkine. La tendance du faciès de grès d'un type proximal indique le rôle prédominant de l'ancien relief d'Amguid-Messaoud et Dahar, qui a servi comme source principale de matériel. Les réservoirs Strunian-Carboniferous sont des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m avec excellentes caractéristiques pétro-physiques. Ces grès produisent du gaz condensat et d'huile à Menzel Ledjmet et de l'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

C. Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, dominées par une série de grès massifs de type fluvial (post-Calédonien) d'épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et le Séginien transgressif, qui a des réservoirs en des

Chapitre : I Généralités

pierres de grès interconnectées correspondant à la barre offshore et au type deltaïque. La répartition des faciès dans le Dévonien inférieur est également marquée par l'influence du relief majeur d'Amguid-Messaoud et des détritiques entrants dans le bassin de Berkine du Sud-est. Ces grès avec de bonnes caractéristiques pétro physiques sont connus pour produire du condensat de gaz et de l'huile légère dans la zone MZLS et MLE.

I.3 Contexte local (région d'étude)

I.3.1 Cadre géographique de la région d'étude

Notre région d'étude appartient à la plate-forme saharienne qui fait partie du bassin de Berkine (sud du bassin de Berkine) (Doc. Sonatrach, 2018). La région d'ElOuar se situe sur la bordure méridionale du bassin de Berkine, à l'aplomb du flanc nord du môle d'Ahara, qui sépare le bassin de Berkine au Nord de celui d'Ilizi au Sud (Doc. Sonatrach, 2018).[1]

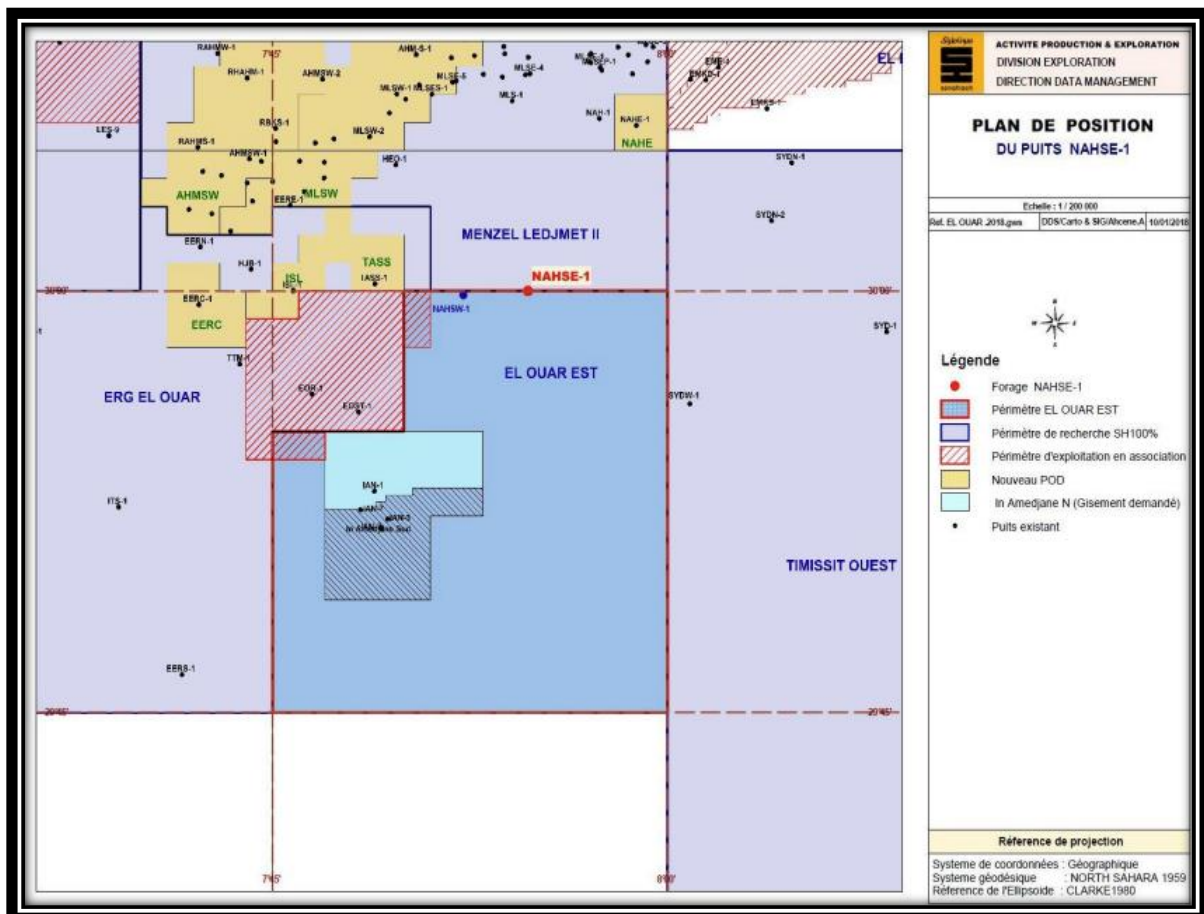


Figure I.5 : Plan de position du forage NAHSE-1 dans le périmètre de recherche El Ouar Est [1]

Chapitre



II

Chimie d'acidification

II. Chimie D'acidification

II.1 Introduction

II.1.1 Traitement de matrice

Ce sont des traitements (acidification, injection de solvant...) réalisés à une pression inférieure à la pression de fracturation. Ils n'ont qu'une action au voisinage du trou et sont surtout intéressants dans le cas où il existe un colmatage. Ils permettent en fait, s'ils sont adaptés, de rétablir la productivité.

L'augmentation de productivité que l'on peut en attendre (en cas de succès de l'opération) est donc d'autant plus importante que la perméabilité naturelle de la formation est bonne.

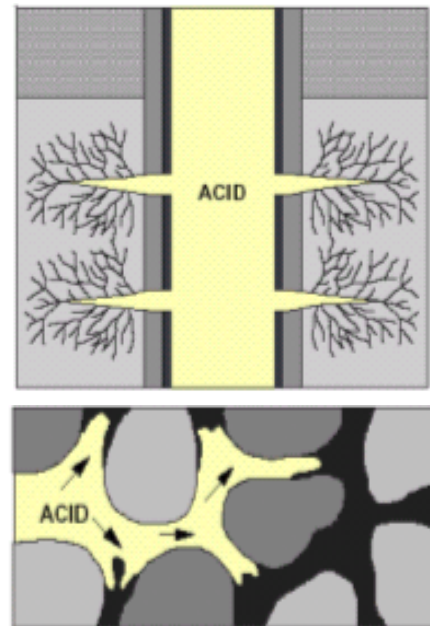


Figure II.1 : Acidification des matrices

II.1.2 Historique de traitement à l'acide

Cela fait à peine plus d'un siècle que le premier traitement à l'acide a eu lieu sur un puits, plus précisément en 1895.

A l'initiative de H. Frash et J.W. Van Dyke, deux brevets pris :

Increasing the flow of oil wells, 1896. Ils pensaient en effet que l'acide pouvait agrandir les pores des réservoirs et améliorer leur communication par dissolution d'une certaine quantité de roche. Il s'agissait, précisons-le, de formations carbonatées.

Ce n'est semble-t-il que près de trente ans plus tard, en 1928, que l'on retrouve vraiment la trace de l'acidification, dans l'Oklahoma. Les traitements commencent à se succéder et, malgré des échecs, des améliorations sensibles de productivité sont signalées, toujours sur des couches calcaires.

L'acidification prend alors son essor et les traitements se comptent par centaines. La société Dowell, filiale de la Dow, est créée en 1932. Les brevets se multiplient et les acidifications deviennent des milliers alors que la composition des solutions s'élabore au fur et à mesure. Ce type de traitement, constamment amélioré, devient finalement classique et est employé de façon courante depuis lors.

L'acidification est devenue une opération classique et courante depuis une quarantaine d'années. Dans son principe elle n'a que peu évolué puisque seuls les acides chlorhydriques sont utilisés de façon régulière.

Chapitre : II Chimie d'acidification

Les divers progrès qui ont été faits dans ce domaine résultent d'étude fondamentale sur le mode d'action de l'acide (thermodynamique de la dissolution, au point d'additifs nouveaux et de compositions acides complexes à base de HCL et HF en vue d'améliorer les performances du traitement acide.

II.1.3 Les fluides de traitement

L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation par acidification. Son rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro physiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits.

Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser.

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation :

- ❖ **Acides Chlorhydrique**
- ❖ **Mud Acid**
- ❖ **Acides Organiques**
- ❖ **Clay Acid.**
- ❖ **Organique Clay Acid [10]**

Ces acides doivent donc :

- Réagir sur la roche ou partie de la roche dans laquelle ils sont injectés, et donner des produits de réaction solubles
- Pouvoir être inhibés, pour protéger le matériel tubulaire
- Être les moins dangereux possible à manipuler
- Facilement disponible et peu coûteux.

II.2 Généralités sur les traitements par acidification

II.2.1 Réactivité de la roche vis-à-vis de la roche

II.2.1.1 Acidification des réservoirs carbonatés

I.2.1.1.1 Caractéristiques des formations carbonatées

Les roches carbonatées sont essentiellement constituées de :

- Calcite CaCO_3 .
- Dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

Chapitre : II Chimie d'acidification

A l'état pur, ces roches sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite (FeCO₃) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

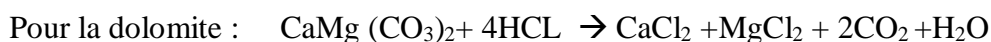
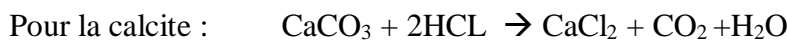
Par ailleurs, ces roches ont des caractéristiques pétro physiques particulières dues à leur formation propre : perméabilité et porosité secondaires et aussi la présence fréquente de fissures naturelles, lesquelles constituent parfois la quasi-totalité de la porosité utile et du réseau de drainage. [2]

II.2.1.1.2 Action des acides

Il importe pour chaque acide concerné de considérer son action : d'une part sur la matrice, d'autre part sur l'endommagement.

A. Acide chlorhydrique

Action sur la matrice



On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique, deux éléments favorables à l'élimination de ces produits de réaction. Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toute choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

Action sur l'endommagement

L'acide chlorhydrique a une action très faible sur les argiles en général, et donc sur celles des boues bentoniques qui ont filtrés dans les réservoirs. Il ne peut donc résorber directement le colmatage qu'elles ont provoqué et qui est parfois important.

B. Acide fluorhydrique

Action sur la matrice



L'attaque du calcaire est certaine mais donne lieu à un précipité insoluble de fines particules de fluorure de calcium. Cette réaction est donc à éviter.

Action sur l'endommagement

Comme on le verra pour les roches gréseuses, l'acide fluorhydrique attaque par contre très bien les argiles et diverses autres particules, lesquelles sont le plus souvent à la base du colmatage par les solides aux abords des puits. Toutefois, le précipité insoluble obtenu avec la matrice calcaire est un obstacle à son utilisation dans les carbonates. [2]

Chapitre : II Chimie d'acidification

II.2.2 Acidification des réservoirs gréseux

II.2.2.1 Caractéristiques des formations gréseuses

Contrairement aux carbonates, les grès sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- Le quartz, élément très dominant 50-90%
- Des silicates.
 - Argiles et micas (structure en feuillet) 5-30%.
 - Feldspaths (structure tridimensionnelle) 0-10%.
- Des carbonates. 0-10%.
- Des impuretés : fer, calcium 0-3%.

Alors que le quartz, les feldspaths et les micas constituent le squelette original de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui ont précipités dans les pores longtemps après. On les trouve principalement soit attachées à la surface des pores (chlorites) en les bloquant partiellement (illite), soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite). La figure ci-dessous illustre cette situation :

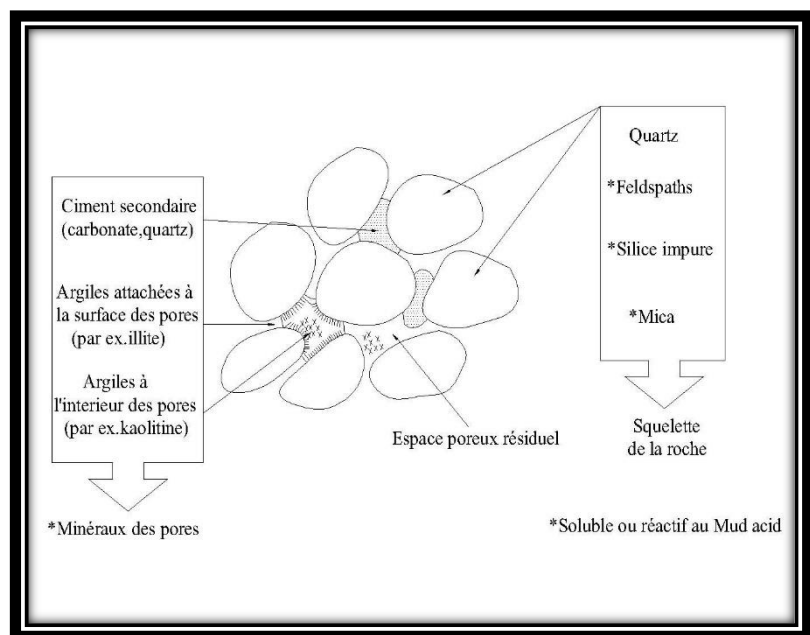


Figure II.2 : Constituants typiques des grès [9]

Ces roches sont analysées par diffraction X par lames minces et par analyse chimique élémentaire (éléments majeurs : Si, Al, Fe, Ca, Mg). On trouve rarement plusieurs types d'argiles en proportions analogues dans la même formation et une corrélation existe entre la nature de l'argile et l'âge géologique des formations.

Un point sensible est la répartition des argiles dans la matrice. On la classe généralement en trois types qui réagiront différemment à l'acide :

Chapitre : II Chimie d'acidification

- Dispersion d'argile ou enrobage des grains par l'argile,
- Laminations riches en argiles,
- Structure mixte.

Si les argiles sont un sujet fréquent d'attention lors des traitements, par contre la fissuration naturelle n'est pas un trait caractéristique des grés et on ne la rencontre qu'incidemment.

II.2.2.2 Action des acides

A. Acide chlorhydrique

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice),
- Acidification des grés (matrice seulement),
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCL-HF,
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate,
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide,
- Lavage des perforations. [10]

Action sur la matrice

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles de façon générale.

Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet, les « impuretés », sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.

Action sur l'endommagement

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdissant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCL a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction.

Sinon, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdissant, ou à l'état de dépôt dans le puits.

Avantages

Chapitre : II Chimie d'acidification

L'acide chlorhydrique possède plusieurs avantages dans son application :

- Faible coûts et disponibilité
- Facilement inhibé pour éviter l'attaque des tubulaires
- Pouvoir contrôler la tension superficielle pour aider à :
 - Pénétration,
 - Propriétés de mouillabilité,
 - Facilité de dégorgement,
 - Réduction des pertes de charge par friction,
 - Peut-être émulsionné pour avoir une vitesse de réaction lente,
 - Facilite les propriétés de des émulsification pour un dégorgement rapide,
 - Aider le déplacement facile des produits de réaction solubles dans l'eau.

La plupart des L'acide HCL est reconnu comme étant le meilleur acide pour la plupart des applications. Cependant il possède des limitations compte tenu de sa vitesse de réaction dans certaines formations, il est important d'optimiser sa concentration et le temps de pompage. Par ailleurs, cette dernière dicte le choix des additifs à utiliser. Certains sont solubles dans l'acide chlorhydrique et pas dans un acide ayant perdu ces caractéristiques (mort).

B. Acide fluorhydrique

L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF,
- Acidification matricielle des formations gréseuses,
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCL,

Ses concentrations varient de 1.5% à 6 % ,

- 1 gallon de HCL 12%-HF 3% peut dissoudre 0,217 Lb degrés.

Chapitre : II Chimie d'acidification

Action sur la matrice [10]

Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes.

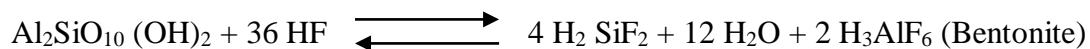
- Quartz



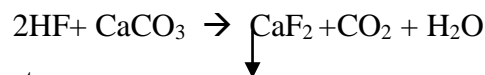
Avec HF en excès : $\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \rightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6$

Cet acide fluosilicique peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.

- Argiles



- Carbonates :



Action sur l'endommagement

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique.

Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

HCl 12 % - HF 3% : Regular Mud Acid.

HCl 10 % -HF 2% : medium Mud Acid.

HCl 6 % - HF 1.5 %: half Strength Mud Acid.

II.2.3 Réactions secondaires

Le but le plus fréquent d'une acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits. Il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans précaution et sans étude préalable peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer ; cet endommagement représente les produits de réactions secondaires de l'acide. [2]

Il existe principalement :

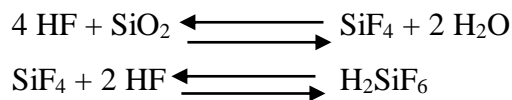
II.2.3.1 Précipitation de CaF₂ Fluorure de Calcium

Le CaF₂ se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCL empêche un tel précipité de se former, en maintenant un PH acide.

Chapitre : II Chimie d'acidification

II.2.3.2 Précipitations des fluosilicates

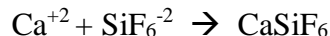
La réaction primaire de l'HF sur la silice



Engendrant de l'acide fluosilicique, qui peut s'ioniser en 2H^+ et SiF_6^-

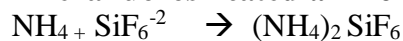
- L'ion H^+ contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.
- L'ion hexafluorosilicate réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

II.2.3.2.1 Hexafluorosilicate de calcium



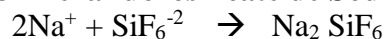
Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème.

II.2.3.2.2 Hexafluorosilicate d'ammonium



Ce gel est aussi soluble dans l'eau et dans l'acide et est totalement éliminé au cours du dégorgeage, la présence de l'ion de NH_4 est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

II.2.3.2.3 Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium



Ces produits sont insolubles et peuvent être la cause du colmatage de la matrice après acidification. Ces précipités se forment et se déposent si l'acide est laissé en place dans la formation, en condition statique et si le PH augmente (le milieu de reste plus acide).

Dans les formations contenant de l'eau fortement salée, on minimisera les risques de formation du précipité en utilisant un Preflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible.

II.2.3.3 Précipités métalliques

Le fer, sous divers degrés d'oxydation, est présent dans la solution acide et dans la formation.

Ce fer provient de :

- La dissolution de la rouille présente dans le matériel tubulaire et dissoute par l'acide en cours de pompage,
- La corrosion des équipements de fond, sous l'action de bactéries ou des fluides en place,
- De la roche, elle-même, qui contient des oxydes de fer (pyrite FeS_2 , sidérite FeCO_3 , hématite Fe_2O_3).

Chapitre : II Chimie d'acidification

Ce fer existe essentiellement sous deux états ioniques : Fe⁺⁺ dans des conditions anaérobies, Fe⁺⁺⁺ en milieu oxydant ; les diverses combinaisons chimiques dans lesquelles est engagé le fer sont généralement très solubles dans les acides, quel que soit l'état d'oxydation.

Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque les solutions acides injectées sont épuisées, c'est-à-dire lorsque le PH remonte vers la neutralité.

Les dommages causés par la précipitation des composés du fer sont dus surtout à la forme ferrique Fe⁺⁺⁺ dont la précipitation se forme d'hydroxyde survient pour des PH compris entre 2 et 3 ; la forme Fe⁺⁺ ne précipite qu'au-delà de la neutralité. [2]

Remarque

Les quantités dissoutes, sont en fonction de la nature du minérale et de la concentration de l'acide, on peut citer les chiffres suivants :

- 1m³ de solution à HF 4% - HCL 11 % peut dissoudre 20 Kg de silice ou 30 à 60 Kg d'argile,
- 1m³ d'acide Chlorhydrique à 15% peut dissoudre 180Kg de calcite,
- 1000gallons d'acide Formique peuvent dissoudre 440Kg de calcaire,
- 1000 gallons (HF 3% - HCL 12%) peuvent dissoudre 227Kg d'argile et 790.5 Kg de Calcaire.

II.2.4 Autres types d'acide

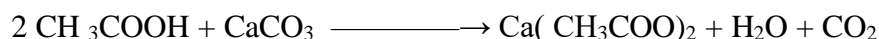
II.2.4.1 Acides organiques

Peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou comme des retardateurs) à cause de ses faibles vitesses de réaction, On utilise généralement :

a. Acide acétique CH₃COOH

L'acide Acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il est surtout utilisé pour sa faible vitesse de réaction et sa stabilité à haute température.

L'équation de sa réaction avec les carbonates s'écrit :



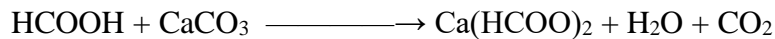
b. Acide formique : HCOOH

C'est un acide qui est plus fort que l'acide acétique et plus faible que l'acide chlorhydrique.

La corrosion du métal due à l'acide formique est plus uniforme que celle produite par l'HCL. Il existe des inhibiteurs qui permettent son utilisation sans causant la corrosion.

La réaction avec les carbonates s'écrit :

Chapitre : II Chimie d'acidification



II.2.4.2 Organique Clay Acid

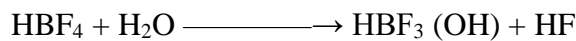
C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut stabiliser les argiles en suspension dans les pores.

Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCL ayant des températures < 150°.

II.2.4.3 Clay Acid (Acide fluoronium HBF4)

L'acide Fluoborique n'est que partiellement hydrolyse, et cette hydrolyse se poursuit au fur et à mesure que l'HF généré réagit sur la roche.

La réaction d'hydrolyse est :



Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour son pouvoir de dissoudre les argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois du pore.

La réaction de l'hydrolyse est relativement lente, cet acide peut donc être injecté profondément dans la matrice.

II.2.4.4 MSR (Mud and Silt Remover)

Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit Mud Acid, et un agent tensioactif, cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides (ciment, boue...).[7]

II.2.4.5 Sandstone 2000

C'est un acide utilisé par la compagnie de service Haliburton, destiné pour les roches gréseuses, sa formulation est de HCL 9% et HF 1%.

II.2.5 Choix de l'acide

Le fluide de traitement agissant directement sur la cause du colmatage et dans un environnement matriciel donné, il est essentiel de bien caractériser ces deux paramètres. On distinguera les trois cas principaux ci-dessous.

II.2.5.A Endommagement consécutif aux fluides

Il concerne les particules solides des fluides et de complétion ainsi que le gonflement des argiles de la couche.

On utilise un Mud Acid dont la formulation est adaptée à la minéralogie du réservoir (réaction

Chapitre : II Chimie d'acidification

secondaires) et à l'effluent. Le ClayAcid est utilisable également, surtout en présence de l'ion K (illite, feldspath potassique). Notons qu'un HF faible est recommandé pour les réservoirs assez peu perméables (< 50 md).

II.2.5.B Endommagement par migration des fines

On opère par dissolution du colmatage et stabilisation en place des fines non dissoutes. Un fluide du type ClayAcid est recommandé.

III.4.C. Formations fracturées :

Le colmatage des fractures naturelles ou induites par fracturation hydrauliques fait appel à la dissolution et/ou la mise en suspension de l'endommagement. Un MudAcid adapté à la minéralogie est utilisé avec des agents séquestrant et de mise en suspension des fines.

II.2.5.D Remarques importantes

- grés calcaires : en matière de traitement, on dénomme ainsi les grés contenant au moins 20 % de carbonates. A partir de cette valeur en effet, un simple Preflush de HCL n'est plus considéré comme suffisant pour éviter à HF de réagir avec CaCO_3 et de donner un précipité de CaF_2 . L'acide chlorhydrique doit alors être utilisé seul, et non avec HF, comme si l'on avait affaire à un carbonate franc.
- Puits très chauds (> 150°C) : selon les cas il est recommandé de remplacer le mélange HCL-HF par un MudAcid organique (grés calcaires) ou une solution non-acide d'agents séquestrant et de suspension des argiles (paragraphe B, C, grés calcaires).

II.2.6 Facteurs non minéraux influençant la réaction

II.2.6.1 Concentration de l'acide

La perte initiale de perméabilité dans le drainage ARC est plus sensible quand l'acide est plus concentré mais, inversement, l'augmentation qui suit est plus forte toute chose égale. De même, la vitesse de réaction est plus rapide avec un acide plus concentré.

II.2.6.2 Température

La température accélère la vitesse de réaction, on a cependant à tenir compte d'un certain refroidissement du réservoir lors du pompage, lequel reste assez difficile à évaluer car il dépend à la fois de la température du fluide pompé et du débit d'injection.

II.2.6.3 Vitesse d'écoulement

D'une part, celle-ci peut être reliée à la baisse initiale de K lors de l'arrivée de l'acide et, dans ces conditions, une augmentation de la vitesse d'écoulement est susceptible d'entraîner une désintégration un peu plus conséquente de la matrice par action mécanique. D'autre part, une augmentation du débit permet surtout d'atteindre un rayon plus important autour du puits,

Chapitre : II Chimie d'acidification

même si l'attaque de l'acide a alors tendance à se localiser principalement sur les solubles de la formation.

II.2.6.4 Pression

Contrairement aux carbonates où la présence de CO_2 ralentit la réaction tant qu'il reste dissous, dans les grès le gaz SiF_4 produit accélère la réaction tant qu'il reste en solution sous pression. Avec la très grande surface spécifique des argiles et la température, c'est un facteur supplémentaire de neutralisation rapide du MudAcid. On notera toutefois la possibilité d'avoir en même temps une certaine quantité de CO_2 dissous, et l'action opposée de ces deux gaz ne permet pas d'évaluer avec précision globale de l'ensemble.

II.2.7 Additifs

Leur emploi correspond à un double objectif :

- Améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation
- Diminuer les effets secondaires néfastes

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits et de pompage.

Le choix des additifs résulte en principe d'essais de laboratoire et de la considération d'éléments de l'opération :

- Caractéristiques pétro physiques de la formation,
- Nature du puits (à huile, à gaz ou injecteur),
- Type de complétion.

On distinguera :

II.2.7.1 Les inhibiteurs de corrosion

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide et du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide.

Dans la pratique sont surtout utilisés :

- Les alcools insaturés,
- Les dérivés organiques azotés (sels d'ammonium quaternaire, par exemple).

Les dérivés de l'arsenic ont été abandonnés en raison de leur toxicité.

En tout état de cause et afin que le film protecteur puisse avoir un effet réel, il importe que le matériel à inhiber soit parfaitement propre et débarrassé de tout dépôts et oxydes.

II.2.7.2 Les agents de contrôle du fer

Afin de pallier aux inconvénients causés par la précipitation des produits de réaction de l'acide avec les minéraux et les dépôts contenant le fer (paragraphe 2.3), des produits appelés séquestrants sont ajoutés à la solution d'acide, dans le but de les maintenir en solution. Divers séquestrants sont proposés tels que :

- L'acide citrique : pour des teneurs en fer modérées,
- L'acide lactique : très efficace mais à température $< 65^{\circ}$,
- Des produits complexes comme le NTA (Nitrilo Triacetic Acid) et l'EDTA (Ethylene Diamine Tetraacetic Acid).

Le choix du produit et de sa concentration est fonction de la température de formation, du temps de réaction de l'acide, de la nature des dépôts et de la teneur en fer des minéraux de la formation.

On se rappellera que leur ajout doit se faire dans le Preflush et non dans le Mud Acid ou l'Overflush.

II.2.7.3 Les réducteurs de frictions

Cet additif a pour fonction de diminuer les forces de frottements qui impliquent une réduction de la pression d'injection et par conséquent, diminution la puissance de pompage.

II.2.7.4 Les stabilisateurs d'argile

Les argiles qui se trouvent dans les grés et dans des rares formations carbonatées se présentent sous forme de fines plaquettes polarisées dont la stabilité résulte d'un équilibre ionique obtenu grâce à la présence de cations mono, bi ou trivalents. Cet équilibre peut être rompu lors de l'introduction d'eau dans la formation, les actions pouvant être attirés par des anions dans la saumure ou l'acide injecté. Les plaquettes d'argile, chargées négativement, se repoussent alors mutuellement et se dispersent dans la solution. Ce phénomène est encore aggravé sous l'action mécanique du fluide en déplacement.

Un moyen d'éviter la migration des plaquettes argileuses est de les fixer par des cations dont les forces d'attraction sont suffisantes pour résister aux perturbations ultérieures.

La stabilité maximum est obtenue avec des sels de zirconium, dont l'hydrolyse produit des ions complexes polynucléaires dont les forces d'attraction sur les plaquettes d'argiles sont supérieures à celles développées par les cations de calcium ou d'aluminium. Ces attractions d'origine ionique maintiennent les particules d'argile en place, évitant de colmater les pores de la formation par des particules libres.

Chapitre : II Chimie d'acidification

En pratique on utilise plutôt :

- L'hydroxyde d'aluminium
- L'oxychlorure de zirconium
- Le ClayAcid
- Les polymères sous réserve d'essai préalables car très nombreux
- Organic Clay Acid.

II.2.7.6 Les surfactants

L'action primordiale de la plupart des surfactants, ou agents tensioactifs, est due aux forces électrostatiques et qui sont classés selon la nature ionique de la partie de leurs molécules qui est soluble dans l'eau.

Les surfactants ont une importance particulière et de nombreuses possibilités d'action, soit préjudiciables, soit au contraire préventives ou curatives. Ils doivent être solubles dans l'acide même usé pour éviter leur adsorption involontaire sur la formation, ce qui semble être assez fréquemment le cas. [10]

a. Agents réducteurs des tensions superficielles

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre solide et liquide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines de la formation déjà libérées par l'acide.

b. Les agents dés-émulsifiants et antisludges

On a groupé sous la même rubrique les additifs destinés à briser les émulsions eau-huile formées aux conditions de fond et à éviter la formation des sludges, car les produits commerciaux proposés ont généralement une efficacité sur les deux phénomènes qui sont d'ailleurs souvent concomitants.

Une émulsion visqueuse peut prendre naissance avec les fluides présents dans la formation lorsque l'acide est injecté dans celle-ci.

Cette émulsion peut se traduire par le colmatage des pores, ce qui entraîne bien sûre une perte de la production qui peut se révéler difficile à traiter.[6]

Chapitre : II Chimie d'acidification

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont floculés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile. Ces précipités sont pratiquement insolubles une fois formés. L'utilisation d'un surfactant approprié permet de garder les sludges en solution ou en dispersion dans le brut.

Les additifs utilisés pour éviter ces phénomènes de **sludge** et d'**émulsions** sont :

- des mélanges de tensioactifs anioniques et non anioniques
- des solvants du type aromatique.

c- Agents retardateurs

Afin de ralentir la réaction de l'acide dont le temps de neutralisation peut être très court, en particulier sur les carbonates, il est possible de former un film provisoire en mouillant la roche à l'huile. Ceci a pour effet d'isoler les parois des pores, du moins en début de réaction, et de ce fait la ralentir. Cette action ne se révèle pas toujours très efficace et d'autres possibilités existent selon les cas à traiter : gel, émulsion, mousse.

d- Autres agents

- Dispersants : agriles, solvant dans l'acide.
- Mise en suspension : fines par exemple.
- Moussants : allègement du fluide à évacuer du puits.

III.2.7.6 Agents de diversion

Ils doivent assurer la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones très perméables.

Deux classes de produits sont disponibles sur le marché :

- Les billes,
- Les colmatant temporaires.

Les billes agissent, dans les puits tubés, par obstruction des perforations ; leur rendement est fonction du débit d'injection. La méthode implique que la cimentation du puits soit de très bonne qualité.

Les colmatant temporaires sont des solides, dispersés dans les fluides d'injection, qui sont en principe éliminés en fin de traitement, soit parce qu'ils sont préférentiellement solubles dans la phase huile, soit parce qu'ils deviennent liquides lorsque la formation reprend sa température originelle (produits à point de fusion contrôlé)

Chapitre : II Chimie d'acidification

On distingue :

- Les résines dispersées
- Les polymères
- L'acide benzoïque

La température d'utilisation de ces produits est un paramètre essentiel qui conditionne leur efficacité.

II.2.8 Structure d'un traitement

Une séquence de pompage pour décolmater un réservoir gréseux endommagé par les fluides est proposée, sous réserve d'adaptation bien entendu (cas précis, type d'acide, etc.).

Preflush

La présence de carbonates dans la formation implique l'emploi d'un bouchon de tête d'acide chlorhydrique afin d'éviter la précipitation de CaF_2 . Il sert également à :

- Eliminer tous les carbonates ;
- Isoler l'eau du puits ou de la formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^+ pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.
- Au besoin :
 - Disperser les fractions lourdes de certaines huiles ;
 - Séquestrer les composés ferriques ;
 - Refroidir les formations chaudes.

Composition

- Solvant aromatique en tête si risque de sludge.
- HCl à 5-15%. Acide acétique possible si $K < 10\text{md}$ et chlorite abondante.

Son volume est déterminé en laboratoire (tests ARC) sinon la moitié du volume du traitement principal.[10]

Solution principale

Le MudAcid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF et d'acide HCl à différentes concentrations et d'autres traitements aussi selon les conditions des puits et la nature des endommagements avec des inhibiteurs et tous les additifs spéciaux requis

Chapitre : II Chimie d'acidification

pour traiter la formation.

L'acide HF réagit avec les argiles, le filtra de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide HCl ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

NB : les valeurs chantiers, gain de production et volumes de traitement, ne corrèlent pas toujours avec les valeurs déduites des essais de laboratoire ; d'où la plupart des fluides de traitement sur chantier sont calculés à la base de 1 ou 1.5 mètre de rayon de pénétration.[10]

Overflush

L'Overflush est injecté après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification. Il peut être le HCL de 5% à 15% ou un hydrocarbure léger, tel que l'essence ou le gasoil.

Cette étape est recommandée pour isoler l'acide fluorhydrique de la saumure, ainsi pour rétablir la mouillabilité de la matrice.


Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction.
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.
- Eviter la formation des émulsions stables.

Le dégorgement du puits

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, en solution, ne sont pas stables. Selon la concentration de l'acide (pH), se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.[10]

Chapitre



III

Résultats au laboratoire

III. Résultats au laboratoire

III.1 Introduction

Laboratoire de Schlumberger (Schlumberger Services Algeria District Laboratoire) a été demandé d'effectuer un test de compatibilité entre un échantillon de pétrole brut du puits NAHSE-1 et du mélange MSR100/diesel, et d'effectuer des tests de compatibilité entre l'échantillon de (OB Mud) et le mélange MSR100/diesel (puits NEHSE-1 : producteur de pétrole). La température du test était de 85° pour des raisons de sécurité.

Les rapports de mélange de traitement huile-fluide (OAR) ont été examinés, ils étaient 50 :50 MSR100&Diesel Mixture ont été testés avec un échantillon de pétrole brut du puits NAHSE-1. La température de test était de 85° lors du test de l'échantillon de (OB Mud) avec les deux fluides de traitement. [6]

- Les rapports de mélange de traitement des fluides (OAR) ont été examinés 50 :50 MSR100 et le mélange diesel a été testé avec échantillon de (OB Mudsample EMEC)

Expérimentale

- La source de pétrole était NAHSE-1
- La source de l'échantillon (OB Mud) de la Campanie MiSWACO
- OBM @ 1.30gr/cm³-OWR=90/10, yp=14lbs/100ft

Les deux solutions ont été préparées en laboratoire

III.2 Tests de compatibilité huile/fluide system

Tous les tests d'émulsion et de boue ont été effectués conformément au "Stimulation LaboratoireProcédures Manuel"

MSR100	Concentration	
Produits chimiques et additifs	1	M3
33% HClHydrochloric Acid	203	Litres
F103 Surfactant	5	Litres
U042 Chelating Agent	20	Litres
U066 MutualSolvent	100	Litres
A272 Corrosion Inhibitor	2	Litres
L058 IronStabilizer	1.5	Kg
Water	684.5	Litres

TableauIII.1 : MSR100[6]

Conception de fluide	MS100 Formulation
Oil Sample	NAHSE-1
Test Température	85°
Treatment Fluid: Oil mixing ratio	50 :50
Fines Added	NO
Emulsion Break out after 1min	100%
Stable émulsionforme	100%
Acid oil interface apparence	No
Oil adhering to glass in acid phase	No
Sludge tendance	None

Tableau III.2 : Mélange diesel [6]

Les tests de compatibilité d'émulsion suivants (tableaux 1 et 2) ont été effectués pour déterminer si, il est compatible avec le pétrole brut du champ.

III.2.1 Résultats de compatibilité d'émulsion :

Des tests de compatibilité ont été effectués dans les formulations de fluides de traitement avec un échantillon de pétrole brut de NEHSE-1. Une bonne évason devrait être d'au moins 90 % d'évasion en 15 minutes et 100 % d'évasion en 30 minutes.[6]

Conception de fluide	MS100 Formulation
OilSample	NAHSE-1
Test Température	85°
Treatment Fluid: Oil mixing ratio	50:50
Fines Added	Yes
Emulsion Breakoutafter 1min	62%
Emulsion Breakoutafter 2min	87%
Emulsion Breakoutafter 3min	100%
Emulsion Breakoutafter 5min	100%
Stable émulsionforme	100%
Acid oil interface apparence	No
Oil adhering to glass in acid phase	No
Sludge tendance	None

Tableau III.3 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et live MSR100[6]

Conception fluide	MS100 Formulation
OilSample	NAHSE-1
Test Temperature	85°
Treatment Fluid: Oil mixing ratio	50:50
Fines added	NO
Emulsion Breakoutafter 1min	65%
Emulsion Breakoutafter 2min	93%
Emulsion Breakoutafter 3min	100%
Stable emulsionformed	100%
Acid oil interface appearance	No
Oil adhering to glass in acid phase	No
Sludgetendency	None

Tableau III.4 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et Spent MSR100[6]

Conception fluide	Mélange diesel
OilSample	NAHSE-1
Test Temperature	85°
Treatment Fluid:Oil mixing ratio	50 :50:00
Fines added	NO
Emulsion Breakoutafter 1min	100%
Stable emulsionformed	100%
Acid oil interface appearance	No
Oil adhering to glass in acid phase	No
Sludgetendency	None

Tableau III.5 : Test de compatibilité avec le pétrole brut du puits NAHSE-1 et le mélange diesel[5]

III.2.2 Tests de compatibilité des émulsions

Figure III.1 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et Live MSR100 à 85°[6]



Figure III.2 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et Spent MSR100 à 85°[6]



Figure III.3 : Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut NAHSE-1 et mélange diesel à 85°[6]



III.2.3 Conclusion et recommandation de laboratoire

Sur la base des résultats obtenus à partir de tous les tests effectués, les conclusions suivantes sont :

- Test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut de NAHSE-1 et le fluide de traitement Live/Spent MSR100 une bonne évansion pour le rapport testé 50 :50 Oil : MSR100.
- Le test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut de NAHSE-1 et le mélange diesel a montré une phase pour un rapport testé 50 :50 Huile : Mélange Diesel.
- Aucun problème d'émulsion ou de slugging observé lors de l'analyse d'un échantillon de pétrole brut de NAHSE-1 avec formulations de fluides de traitement MSR100 et Mélange diesel

III.3 Tests de compatibilité Mud/fluide systèmes



- EMEC OB Mud @ 1.30 SG Puits NAHSE-1
- Diameter Mud Filter cake 2,2 inch
- Épaisseur Mud Filtre cake Environ 0,6 cm

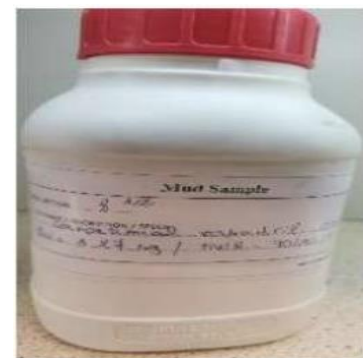


Figure III.4 : Mud Filtre cake sur papier filtre[6]

Figure III.5 : Echantillon OBM[6]

Sur la base finale du Mud Filter cake, a l'apparence MSR 100 a montré une meilleure dissolution de Mud Filter cake après 1 heure @ 95degC.

➤ **La procédure suivie et résumée ci-dessous**

a) oil based Mud (OBM) Mud Filter cake a été formé sur le papier filtre à (95 °C) avec pression de 500 psi pendant 4 heures dans des conditions statiques et la quantité de filtrat a été enregistrée.

b) À la fin de la période de placement du Filter cake, la cellule a été ouverte et l'excès d'OBM a été soigneusement retiré pour éviter de perturber le Filter cake.

c) Le papier Filter cake (filter cake) a été soigneusement retiré de la cellule (Figure 4) et divisé à quatre

d) morceaux, chaque morceau étant placé dans un récipient en verre et laissé tremper dans un traitement sélectionné conception fluide (100 ml) à 95°C pendant 2 à 24 heures.

e) A la fin de la période de trempage, le Filter cake ont été examinés pour des signes de dissolution/dispersion.[6]

III.3.1 Évaluation de boue à base d'huile (OBM) l'aide d'un récipient en verre

Traitement et Conception avec MSR 100

Résultats et discussion :

- La figureIV.6 montre l'aspect de Filter cake avant et après trempage dans du MSR 100 pendant 1 heure à 95°C.
- Après 1 heure, la formulation MSR 100 a montré une solubilité de 100 % de la structure du Filter cake à 95°C.

0 min



100% Solubilité

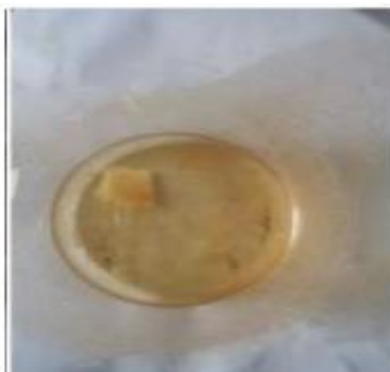


Figure III.6 : Mudfilter Cake trempé dans le traitement MSR100 à 95°C [6]

Chapitre

IV

Etude de cas puits

NAHSE-01

IV. Etude de cas puits NAHSE-01

IV.1 Introduction

Détection de l'endommagement fait par plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

- Echantillonnage et analyses de laboratoire,
- Essais de puits,
- Historique complet des puits,

IV.1.1 Choix des puits candidats

Le forage Nord Ahara Sud-Est-1 (NAHSE-1) est un puits d'exploration implanté dans la partie extrême Nord du bloc 212a du périmètre de recherche et d'exploitation El Ouar Est. Ce forage a pour objectif principal l'exploration des réservoirs gréseux du Trias (TAGI), du Viséen (RKF) et de l'Eifelien (F3) et pour objectif secondaire l'exploration des réservoirs de l'Emsien (F4) et du Tournaisien (F1) d'une structure anticlinale contre-faille.

La profondeur finale du forage NAHSE-1 est prévue à 4230m ; soit 50m dans le Gédinnien.

Le 14 décembre 2021 un Contrat Eni Algérie a été pour le développement d'un champ pétrolier Berkine Sud[1]

Suite à la publication de son approbation ; elle est devenue opérationnelle sur le périmètre Berkine Sud, à partir du 06 Mars 2022. La préparation des puits pour la mise en production.

Le puits NAHSE-1 a été foré et complété en 16 janvier 2019 pour produire de l'huile, il est mis en service en 14 Octobre 2022, et subit à plusieurs opérations et des essais qu'il a été ouvert jusqu'à ce jour. Le skin calculé à partir des résultats des essais de puits donnent une valeur élevée, ce qui a amené à programmer une opération de stimulation par acidification au 10 Octobre 2022.[4]

IV.1.2 Historique du puits

- 13-09-2018 Début de forage
- 16-01-2019 Fin de forage.
- DST N° 1
- Profondeur atteinte : 4255 m.
- Etage d'arrêt : Gédinnien.
- Dernier casing 9" 5/8 : 47 lbs/ft N. Vam, 53.5lbs/ft Vam, sabot à 2749 m.
- Liner 7" : P 110, 32 lbs/ft, sabot à 2909 m, Top à 2445 m.
- Boue de forage : OBM, $d = 1.30$, $PV = 17$ cp, $H/E = 88/12$.
- Données sur les tests
- Date de test : 12 au 20/12/2018.

- Type de test : Casing.
- Catégorie de tester : STV (Halliburton).
- Formation testée : TAGS.
- Intervalle perforé et testé : 2784,5 – 2793 m /2803,5 – 2805,5 m.
- Type, density perforation: 4 ½ in HSD, 5spf, phasing 72°, EHD 0.35”, penetration 57”
- Hauteur du tampon d’eau : 375 m.
- Cote d'ancrage : 2731 m.
- 17-05-2022 DRLR (Install New X-Mass Tree.)
- 28-07-2022 CT kick off
- 31-07-2022 DRLR (SL Drift + Set DHMG)
- 05-08-2022 DRLR (Separator Test ,1st & 2nd Rate)
- 10-10-2022 DRLR (CT-Tube Clean &injectivity test)
- 12-10-2022 DRLR (CT- Squeeze &injectivity test)
- 14-10-2022 DRLR (SL- Set Ambient valve)
- 14-10-2022 Autorisation de mise en produit du puits NAHSE-1[4]

IV.2 Données du puits

IV.2.1 Données générales sur les puits

Field	(BRS)	
Well Name	NAHSE-01	
Well Location	Berkine South - Algeria	
Coordinats	Latitude : 29° 59' 59.91728N	
	Longitude : 7° 54' 42.47235” E	
Main Target	TAGS	
Expected Fluide type	Oil	
Well type	Exploration Well	
Perforation intervals	2784,5 – 2793 m /2803,5 – 2805,5 m.	
Total depth	4255	

IV.2.2 Propriétés pétro-physiques

Net thickness	8	m
Oil saturation	80	%
Water saturation	20	%
Porosity	14	%
Wellbore radius	3.4	in

IV.2.3 Données PVT

Reservoir Pressure	4361	psi
Reservoir Temperature	101.3	°C
Bo	1.82	cf/scf
Mo	0.24	cp
Gas Viscosity	0.026	cP
Specific Gravity (prod. gas)	0.765	(air=1)
Total compressibility	2.33 E-5	1/psi

Tableau IV.1: Données de réservoir de puits[3]

IV.3 Interprétation des résultats des tests :

À partir d'historique et données des puits

IV.3.1 Résultats de DST (mesure de fond)

Le puits subit d'une opération de DST le 15/12/2018 à 16/12/2018. Les résultats de tests sont modélisés comme variation de pression et de température, elles sont représentées suivant le diagramme ci-dessous[3]

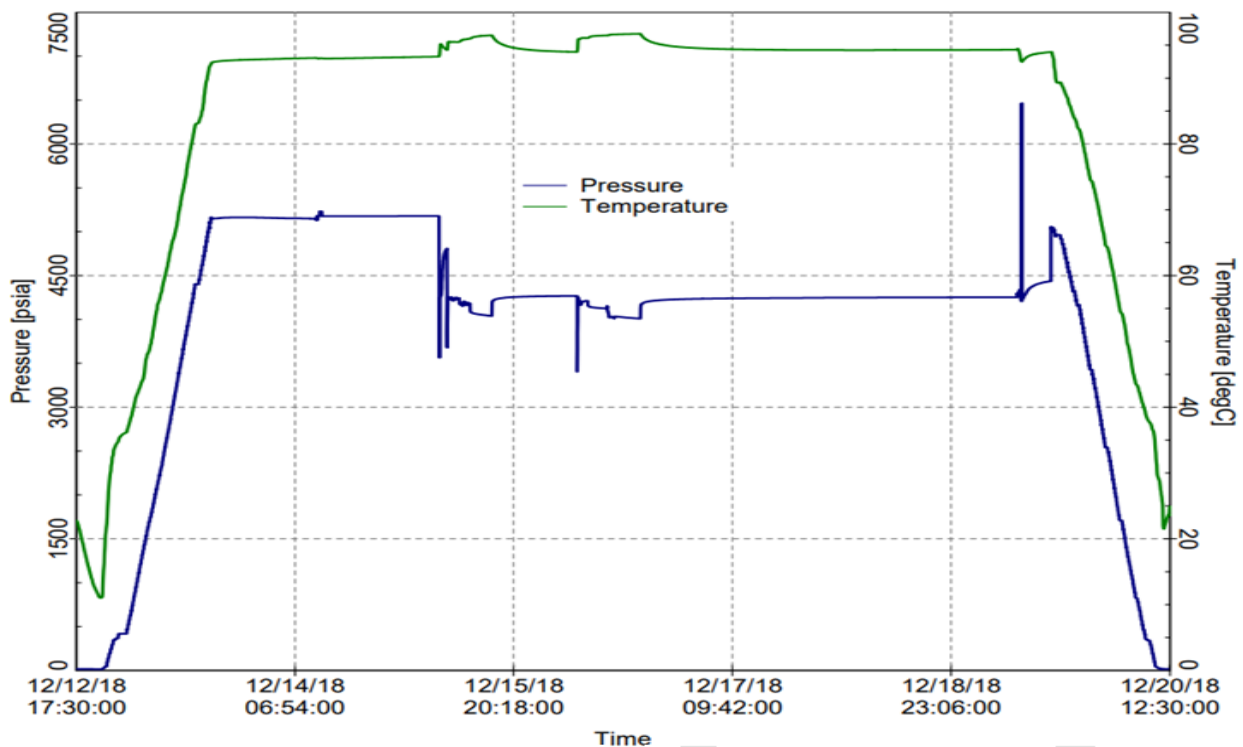


Figure IV.1 : Graphe de pression et température en fonction du temps. [3]

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes : Pression de fond

Enregistreur électronique CGM5-30629 à 2719.31 m		Pression (psi)
Pression Hydrostatique initiale	IHP	5160
Prédébit	IFP	3231
	FFP	4267
Pression vierge	ISIP	4809
1 er Débit	IFP	3353
	FFP	4039
1 er Build up	FSIP	4269
2 -ème Débit	IFP	3316
	FFP	4008
2 -ème Build up	FSIP	4252
Pression Hydrostatique finale	FHP	4252
Température du fond (°C)	BHT	94,3
Volume total du gaz torché = 65642 m ³		

Tableau IV.2 : Tableaux des pressions de fond de puits[3]

IV.3.2 Résultats de jaugeage (mesure en surface)

Une opération de jaugeage a été réalisé le 15/16/12/2018, les résultats obtenus sont cités ci-dessous : Performance sur Duse.

Date 16/12/2018			15/12/2018
Duse (in)	24/64"	32/64"	32/64"
WHP (psi)	1950	1750	1800
Débit huile moyen (m ³ /h)	10.53	16.87	16.97
Débit gaz moyen (sm ³ /h)	2485	4126	4359
GOR (sm ³ /m ³)	236	245	257
Densité d'huile (15°C)	0.802	0.806	0.808
Densité du gaz (air = 1)	0.815	0.823	0.82
BSW (%)	0	0	Trace
CO ₂	1%	1%	1%
H ₂ S	0	0	0

Tableau IV.3 : Résultats de jaugeage de puits[3]

IV.3.3 Historique well test build up Interpretation par Saphir

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

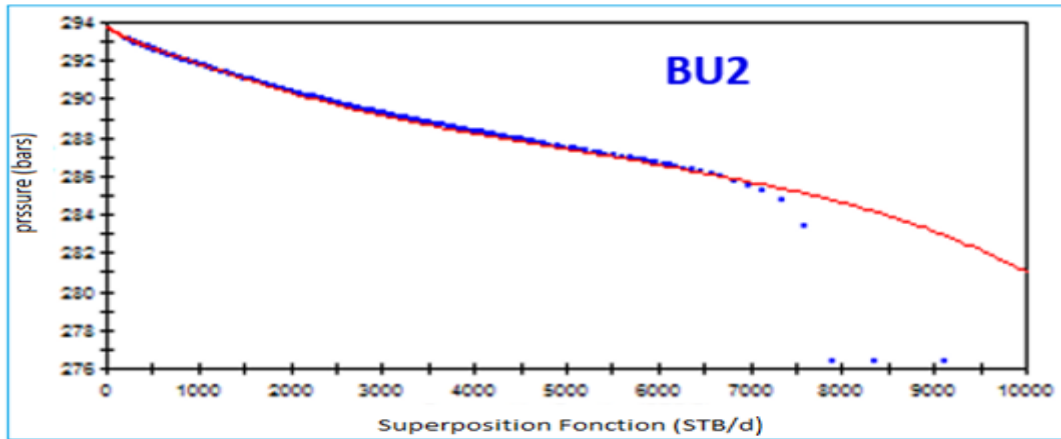


Figure IV.2 : Courbes semi-log d’Horner[3]

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

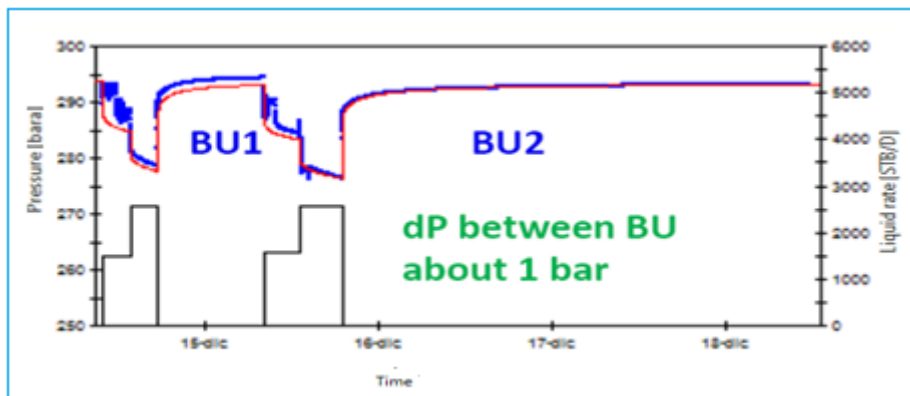


Figure IV.3 : History plot[3]

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

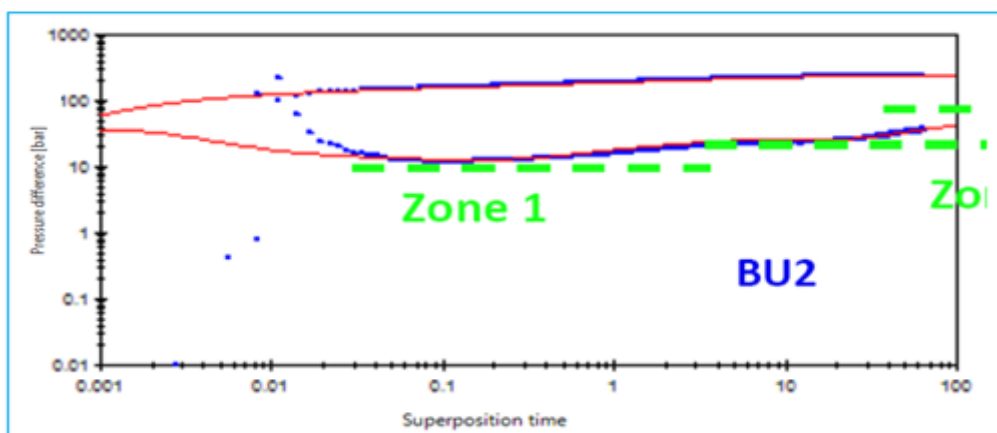


Figure IV.4 : Log-log plot[3]

Les résultats obtenus par L’interprétation à l’aide de saphir est plus simple, facile et rapide par

ce que le saphir calcule à l'aide des courbe type.

IV.3.3.1 Résultats de l'interprétation

Résultats du test DST les résultats obtenus par logiciel Saphir.

- Après l'interprétation par SAPHIR de KAPPA on remarque que le skin est 0.5 confirme pas de l'endommagement du puits
- On remarque que la perméabilité de puits NAHSE-1 est comprise entre 210 et 230 donc on conclut que la perméabilité est bonne.
- On remarque le modèle de réservoir est radial composite et Frontière du réservoir single boundary

	Paramètres	Valeurs	Unités
Données	P_r	4261	psi
	q	2546.3	STB/D
	N_p	423.78	STB
	r_w	3.4	in
	h	8	ft
	B	1.82	cf/scf
	C_t	2.33 E-5	1/psi
	ϕ	14	%
	μ	0.24	cp
	Résultats Horner	m	32.72
tp		3.99431332	h
k		210	md
dP_{1H}		4236.2	psi
S		0.5	
R_i		950	m
K_h		1700	md.m
p^*		4288.7	psi

IV.4 Interprétation par la méthode de HORNER et saphir de kappa

IV.4.1 Résultats des différent jaugeages

Les tableaux ci-dessous ; nous indiquent respectivement l'évolution de la pression de tête et l'évolution de la production d'huile après kik-off (S/U). On remarque que :

- La pression de tête ainsi que la production d'huile observent une chute avec la comparaison avec test DST.
- Le débit d'huile qui était de 2546.3 bbl le 16/12/2018 et WHP=121bars a chuté de presque la moitié, il est dans la phase de préparation de puits pour mis en production an découvre WHP a été chuté avec le débet jusqu'à 1943 bbl et WHP=80 bars le 05/08/2022 avec la même Duse (32/64). (Voir Annexe Figure A.6)

Objectif	Date	Choke	FWHP bar	QgasMMScf/day	Qoilbbd	GOR
DST1	12/16/2018	32/64	121	3.5	2546.3	1373.2
Test après S/U	8/5/2022	32/64	80	2.5	1943	1286.7

Tableau IV.4 : Les données de test nécessaire le puits NAHSE-1[4]

Après test de performance de WT dans la détection de l’endommagement fait par plusieurs méthodes d’usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

- Echantillonnage et analyses de laboratoire,
- Essais de puits,
- Historique complet des puits

Pour déterminer le degré et l'origine d'endommagement on suivie les étapes ci-dessous :

IV.4.2 La méthode de HORNER :

Pour savoir si le puits est endommagé nous calculons l’endommagement par la méthode de Horner comme ce qui suit :

La variation de la pression du fond en fonction de temps est représentée graphiquement

comme suit : $\log = \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$

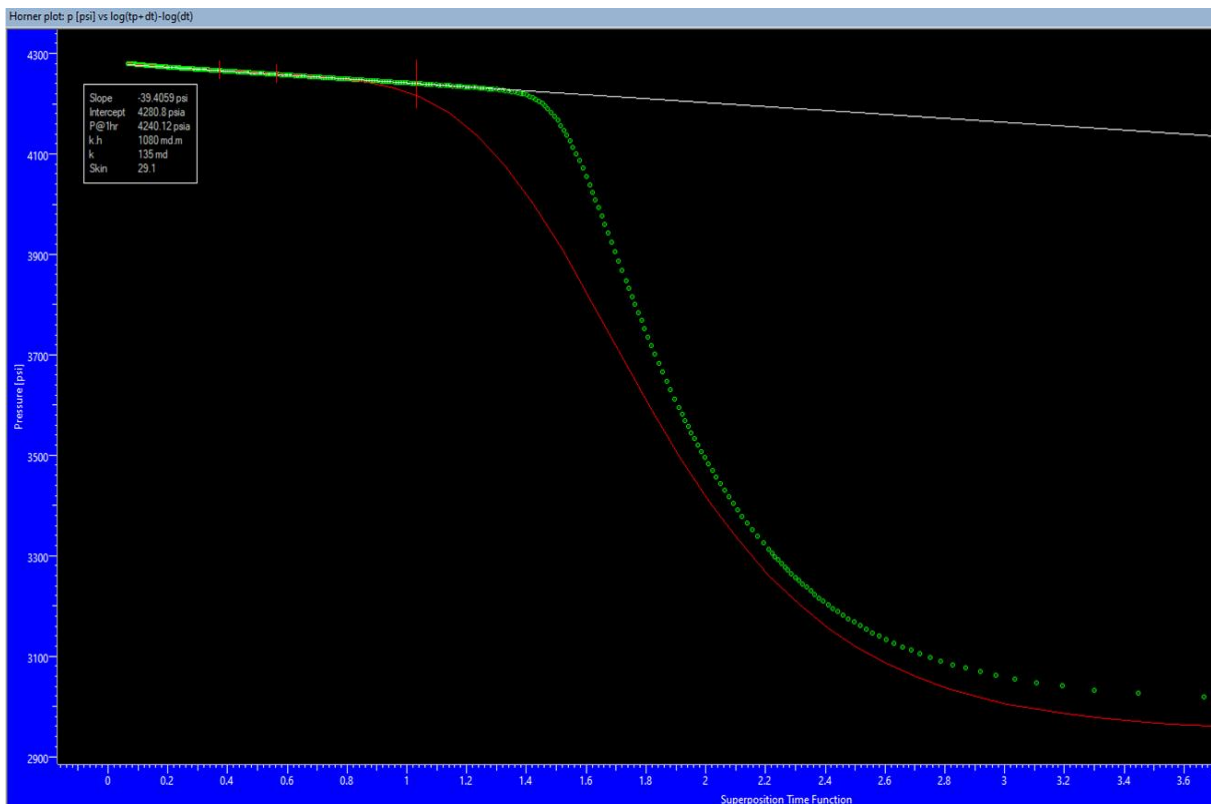


Figure IV.5 : Courbes semi-log d’Horner

Pour savoir si le puits est endommagé nous calculons l’endommagement par la méthode de

Horner comme ce qui suit :

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

K : perméabilité (md).

h : hauteur du réservoir (ft).

μ : viscosité d'huile (cp).

P_r : pression de gisement (psi)

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

r_e : rayon de drainage (ft)

r_w : rayon du puits (ft)

S : skin.

N_p : production cumulée,

Q_{st} : dernier débit stabilisé

A. Calcul de temps de production avant la fermeture

$$Tp = \frac{Np}{Qst}$$

$$Tp = \frac{323.901}{1943} = 0.166 d * 24 \approx 4h$$

B. Calcul de la pente

A partir de la courbe de Horner, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente qui est donné par la formule suivante :

$$m = \frac{p_2 - p_1}{\log t_2 - \log t_1}$$

$$m = \frac{4260 - 4240}{\log 0.33 - \log 1.04} = \frac{4260 - 4240}{-0.4814 - 0.0170} = -40.1284$$

C. Calcul de la perméabilité k_h

$$k = \frac{162.2 * Q * \beta * \mu}{|m| * h}$$

$$k = \frac{162.2 * 1943 * 0.24 * 1.82}{|40.1284| * 26.247} = 132.36 md$$

$$k = \frac{k_h}{H_u}$$

$$kh = 132.36 * 8 = 1058.919 md.m$$

D. Calcul de skin

On calcule le Skin par la relation suivante :

$$S = 1.151 * \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf} a \Delta t=0}{|m|} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \left(\frac{k}{\theta \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 * \left[\frac{4240 - 3000}{|40.1284|} + \log \frac{4 + 1}{4} - \log \left(\frac{132}{0.14 * 0.24 * 1.82 * 3.4^2 * 2.33 * 10^{-5}} \right) + 3.23 \right] = 31.45$$

E. La perte de charge due au skin

$$\Delta p_s = 0.87 * S * |m|$$

$$\Delta p_s = 0.87 * 31.45 * |-40.1284| = 1097.97 \text{ psi}$$

F. Calcul de l'Indice de productivité IP

$$IP = \frac{Q}{p_r - p_f}$$

$$IP = \frac{1943}{4260 - 3000} = 1.54 \text{ stbd/psi}$$

G. La pression extrapolée (pression du réservoir) (p*)

Pour $\Delta \rightarrow \infty$ soit $\frac{\Delta t + t_p}{\Delta t} = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p*) = 4290psi

IV.4.3 La méthode de saphir de kappa**IV.4.3.1 Description et utilisation du logiciel Saphir**

Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module de contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets de wellbore.

Saphir est un outil d'interprétation du WELL TEST basé principalement sur la méthode de la dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique. Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. [5]

Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres.

IV.4.3.2 Horner plot Match

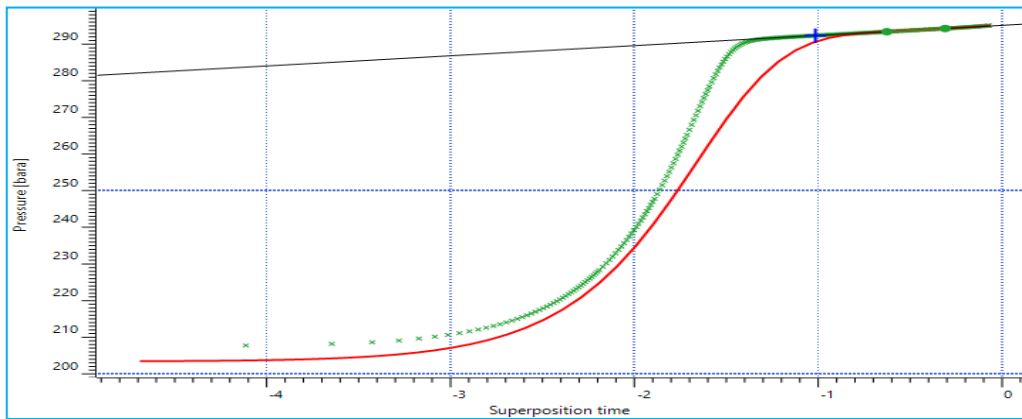


Figure IV.6 : Courbes semi-log d'Horner

IV.4.3.3 Collecte de données et CQ : pression et production d'huile

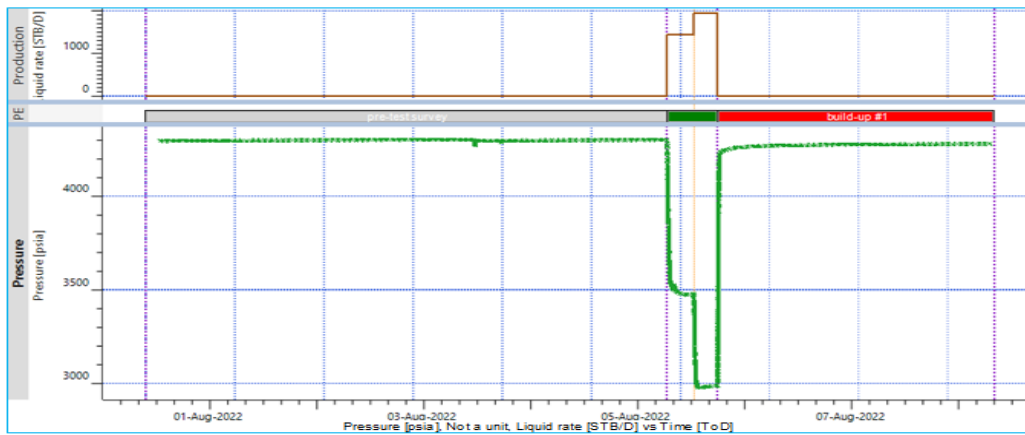


Figure IV.7 : Collecte de données et CQ : pression et production d'huile

IV.4.3.4 Pressure History Match

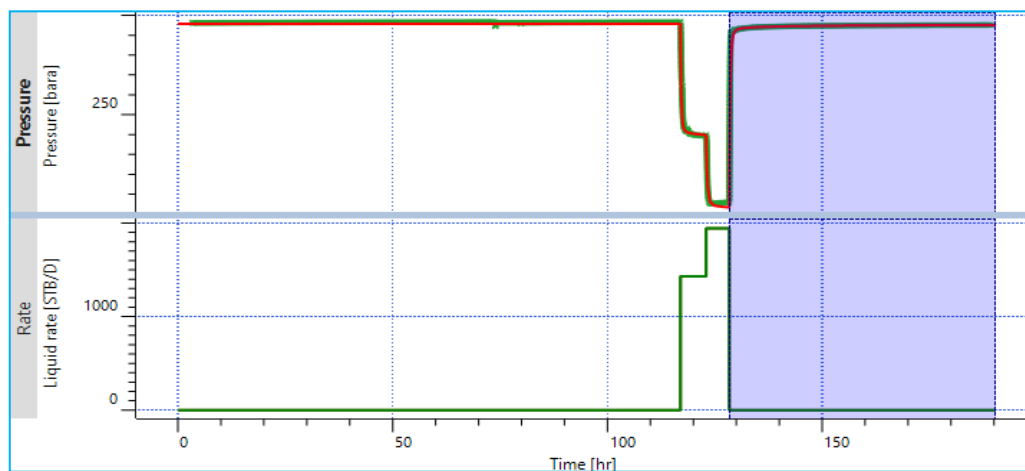


Figure IV.8: History plot (Pressure [psi], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

IV.4.3.5 Log-Log PlotMatch

- Modèle sélectionné
- Temps 1: puits vertical - avec WBS=0.024 bbl/psi constants, et skin =29.1
- Temps 2: composite radial
- Temps 3:deux failles parallèles
- Boundary: S:340 mN:320 m[7]

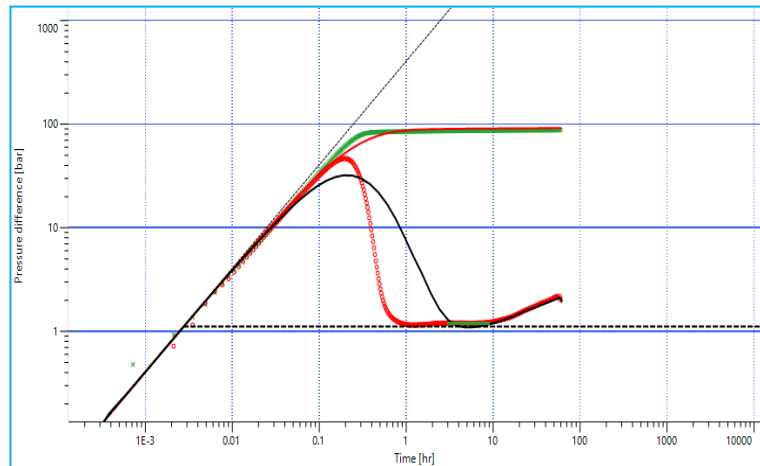


Figure IV.9 : Graphe de la pression et de sa dérivée de puits NAHSE-1

Commentaire

Les résultats obtenus par l’interprétation à l’aide de saphir sont presque les mêmes résultats obtenus à l’aide de méthode de HORNER mais la seule différence c’est que l’interprétation par saphir est plus simple, facile et rapide par ce que le saphir calcule à l’aide des courbe type.

Remarque :

Avec le saphir on peut caractériser le régime d’écoulement et s’il ya des boundary dans le réservoir ; ce qui est impossible avec la méthode conventionnelle

IV.4.4 Comparaison avec les résultats de logiciel Saphir et méthode conventionnelle

L’entreprise pétrolier mixte Sonatrach/GSE utilise logiciel Saphir pour l’interprétation des essais de puits ; il suffit d’entrer les données enregistrées par les gauge (enregistreur de pression de fond) et par le test potentiel en surface qui détermine le débit et le pourcentage de chaque phase huile eau et gaz.

	Les résultats par les calcules	Les résultats par SAPHIR
<i>Skin</i>	31.45	29.1
<i>Kmd</i>	132.36	135
<i>IPstbd/psi</i>	1.54	2.01
<i>m</i>	-40.1284	-39.4059
<i>p * psi</i>	4290	4280.8
<i>Δp_{1hr}psi</i>	4240	4240.12
<i>Khmd.m</i>	1058.919	1080

Tableau IV.5 : Comparaisent des résultats

IV.5 Performance de puits

Comparaison entre les performances du puits sur DST vs Test d'août 2022 perte de charge Skin très élevées.

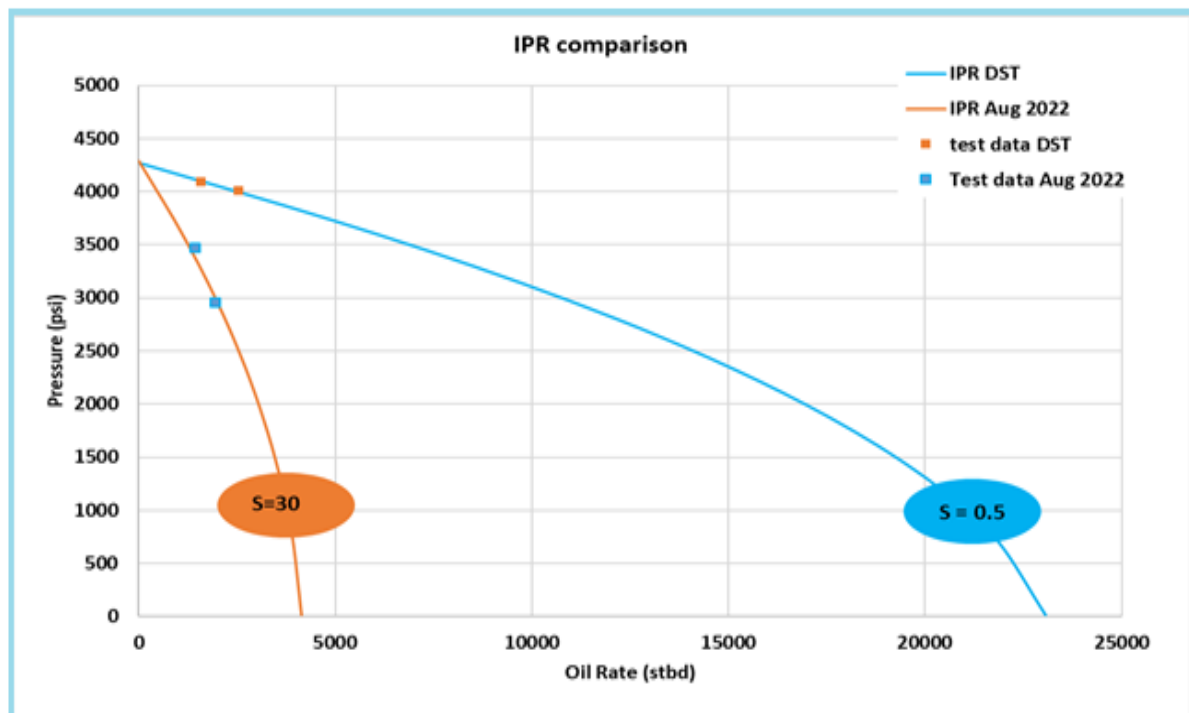


Figure IV.10 : les performances du puits

IV.5.1 Conclusion

Comparaison entre les performances du puits sur DST vs Test d'août 2022

- Le skin égale à 29.1, qui est significatif, ainsi c'est un bon candidat de stimulation.
- Les résultats BU diffèrent quelque peu des résultats DST : (k=210md de DST vs 135md de la dernière BU).[7]
- L'interprétation BU a confirmé la présence de dommages importants au puits (le résultat d'un filtrat de boue pénétrant dans la formation)
- Skin très élevées ($S = 30$) sont détectées dans BU et sont évidentes dans les performances du puits, qui ont perdu presque de la moitié de leurs performances.
 - Un travail à l'acide est fortement recommandé afin d'éliminer ces dommages.

IV.6 Programme d'acide

IV.6.1 But de l'opération

- Nettoyage et éliminé MudFilter cake décantée au fond du puits. Suite liner laissé sous boue à la fin du forage. Nettoyage les perforations et les abords de puits au tube clean en

utilisant l'outil Jet BLASTER, un volume de 12 m³ d'acide MSR100 Acid pour squeezer dans la formation juste après le tube clean.

- Traitement matriciel pour enlever l'endommagement de formation dû à la boue de forage afin d'essayer de restaurer la perméabilité et augmenter un gain en production en utilisant MSR100 Acid.

IV.6.2 Procédure de l'opération

IV.6.2.1 Planification de la pression

LPT	300 psi	Test de basse pression pendant 5 minutes.
PT-1	5000 psi,	Test de BOP blind ram pendant 10 minutes
PT-2	5000 psi,	Test de stripper & CT avec BHA pendant 10 minutes
MPWHP	2791.7 psi	Si le puits a une colonne pleine de 0,2 psi/ft
CPL	3500 psi.	Mesures immédiates pour contrôler et réduire la WHP
MWCP	5000 psi	Appliquer les procédures d'urgence des contrôles BOP

Tableau IV.6: Programme de test équipement[5]

A). 1^{er} jour : Tube Clean et test d'injectivité

L'étendue du nettoyage au Jet Blaster consiste à éliminer les dépôts au niveau du canal obstrué la perforation grâce à une action combinée mécanico-chimique.

Démarrage de nettoyage l'intervalle de perforations (2784,5 – 2793 m /2803,5 – 2805,5) en suivant le programme ci-dessous

#	Stage	Fluid Description	Pump Rate (bpm)	N2 Rate (scf/min)	Liquid Vol. (bbl)	CT Depth (m RT)	CT Speed (m/min)	Duration (min)
1	RIH CT	2% NH4Cl	0.5	0	10	↓ 0 to 2872m	25	133
2	Nitrified TubeCLEAN	7.5% HCl	1.2	500	10	↑↓2805.5 to 2803.5m	4	15
3	Nitrified Treated water	2% NH4Cl	1.2	500	10	↑↓2805.5 to 2803.5m	4	15
4	TubeCLEAN Fluid	7.5% HCl	1.2	500	37.1	↑↓2793 to 2784.5m	4	31
5	Nitrified Treated water	2% NH4Cl	1.2	500	37.1	↑↓2793 to 2784.5m	4	31
6	Displacement	2% NH4Cl	1.2	500	10	↓ 2872m	0	8
7	Gel Pill	J457 Gel	1.2	500	12	↔ 2872m	0	11
8	Fill up the well	5% NH4Cl	1.5	0	130	↔ 2872m	0	87

Tableau IV.7 : Programme de nettoyage l'intervalle de perforations[5]

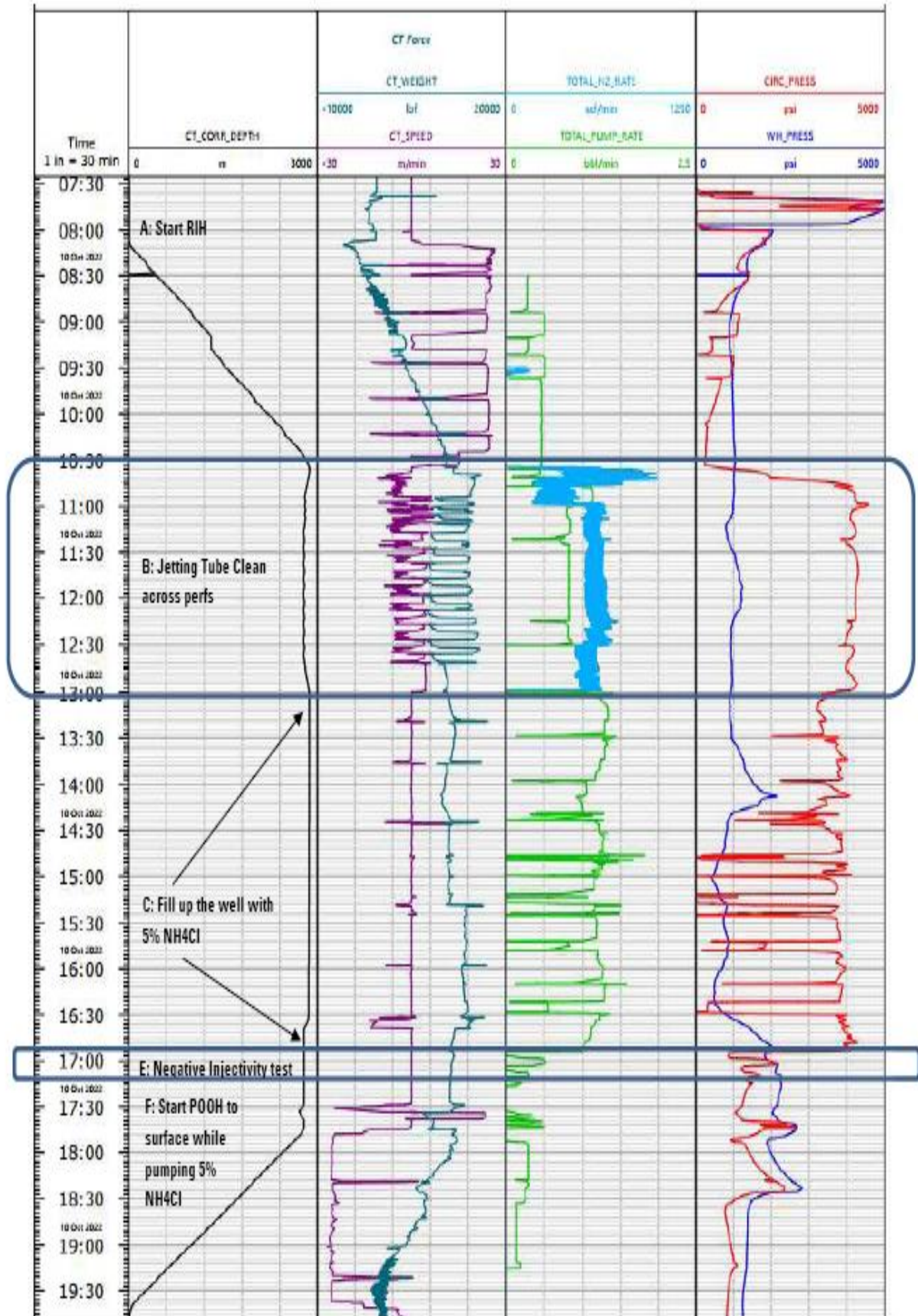


Figure IV.11:Étape -1-Tube Clean et test d'injectivité[5]

B). 2^{ème} jour : Traitement Matriciel Diesel Blend squeeze

un test d'injectivité réussi et une fois que le **Diesel Blend** Sest à la nozzle, fermer le retour et commencez à Squeeze. Selon le Tableau ci-dessous

Surface Schedule : NAHSE-1						
No.	Description	Pump Rate (BPM)	Volume (bbl)	Nitrogen Rate (scf/min)	CT Depth when fluids at nozzle (m MD)	Time (Min)
1	Diesel Blend Preflush	0.5	6.5	-	2804.5	13
	MSR100	0.5	14	-		28
diversion	5% NH4Cl	0.5	3	-	2804.5-2789	6
	FoamMAT Diversion	0.5	3	500		6
	5% NH4Cl	0.5	3	-		6
2	Diesel Blend Preflush	0.5	13.5	-	2789	27
	MSR100	0.5	59	-		118
3	5% NH4Cl	0.5	26.4	-	2789	52.8
TOTAL			153.7			260.8

Tableau IV.8 : Programme de Squeeze Diesel Blend et traitement matriciel[5]

Une fois le traitement pompé, prend CT au-dessus de l'intervalle de perfs (2770m) et laissez le traitement soak pendant 1h.

D). Dégorgement Kick off

1. Ouvrez le puits à la ligne de torche, remonter POOH jusqu'à 1000 m
2. CT @ 1000m, si le puits ne débite pas, procéder à la procédure de lifting avec N2
3. S'il est confirmé que le puits débite, remonter POOH à la surface
4. Avec le CT à la surface, sécurité le puits, fermez la vanne Swab et, flush le CT avec 1,6 m³ de soude Solution de Ash (M003) suivie de 1m³ d'eau douce. Surveiller l'effluent à la torchère jusqu'à ce qu'il soit propre l'eau.
5. Fermez la vanne MV et sécurité l'équipement.

NB : Prendre des échantillons des fluides de retour PH pour confirmation l'acide et évacue totalement alla fond de puits[5]

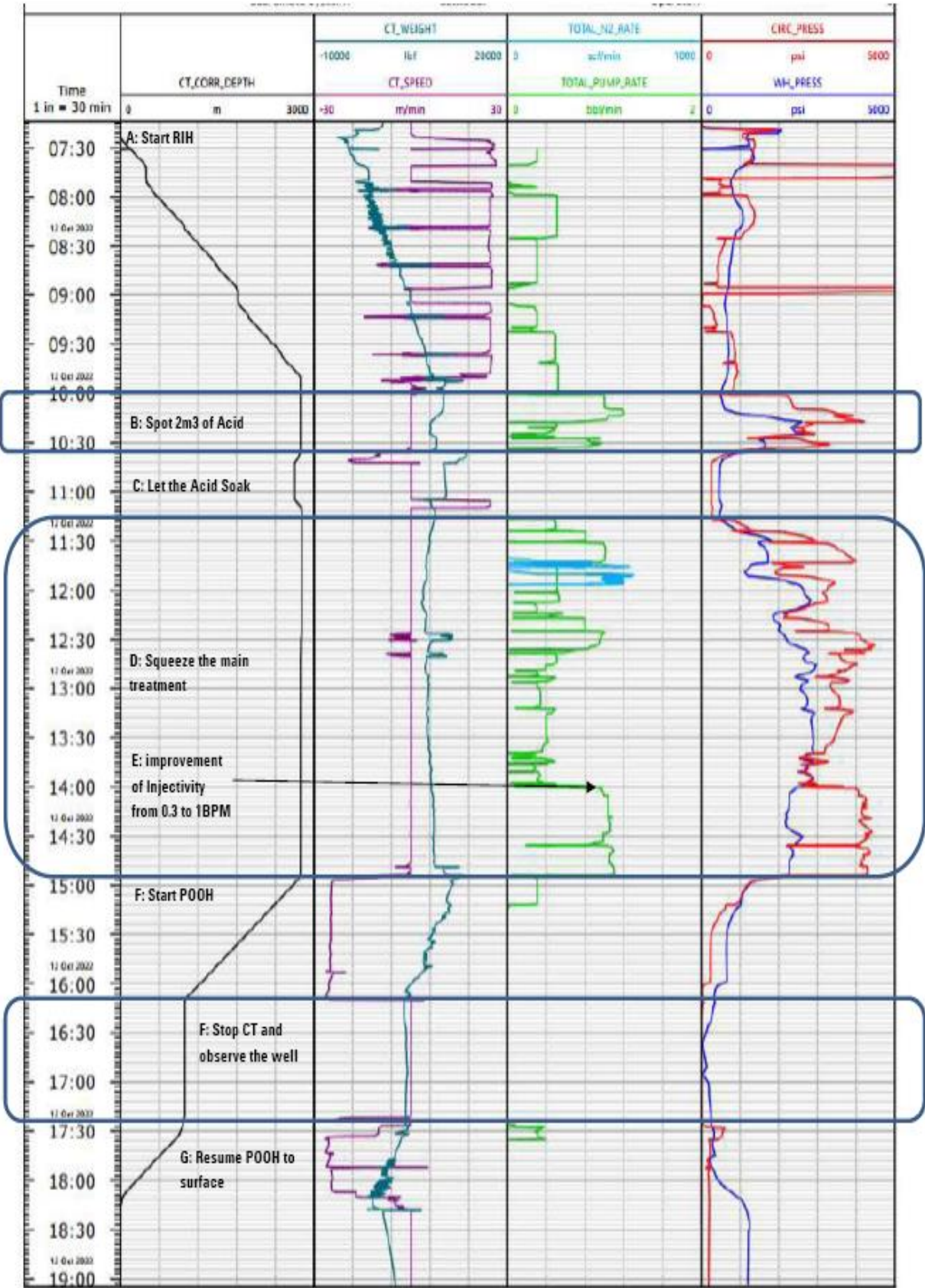


Figure IV.12:Étape - 2- traitement matriciel diesel blendsqueeze[5]

IV.6.3 Estimation deS débit après l'acidification Pour NAHSE-1

À partir de paramètre de dégorgeement de puits vers torche à travers choke manifold de différent ouverture (/64) et comparaison les résultats DST et WT avec post acid et les résultats préliminaires. On remarque une amélioration après post acid.[5]

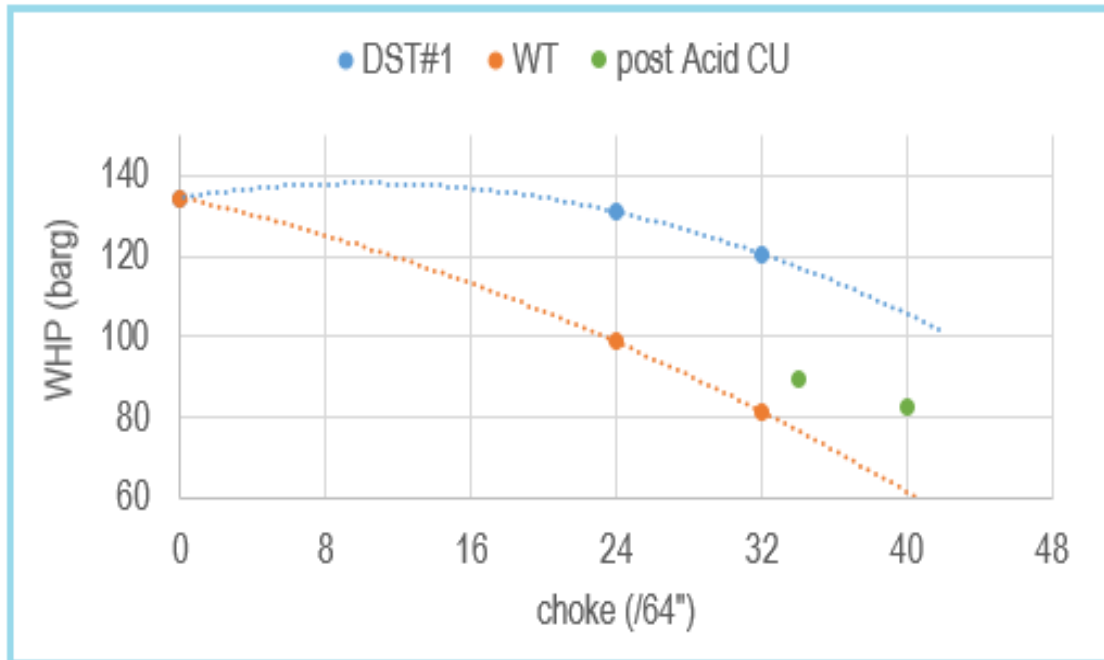


Figure IV.13:NAHSE-1 - choke Vs. FWHP [5]

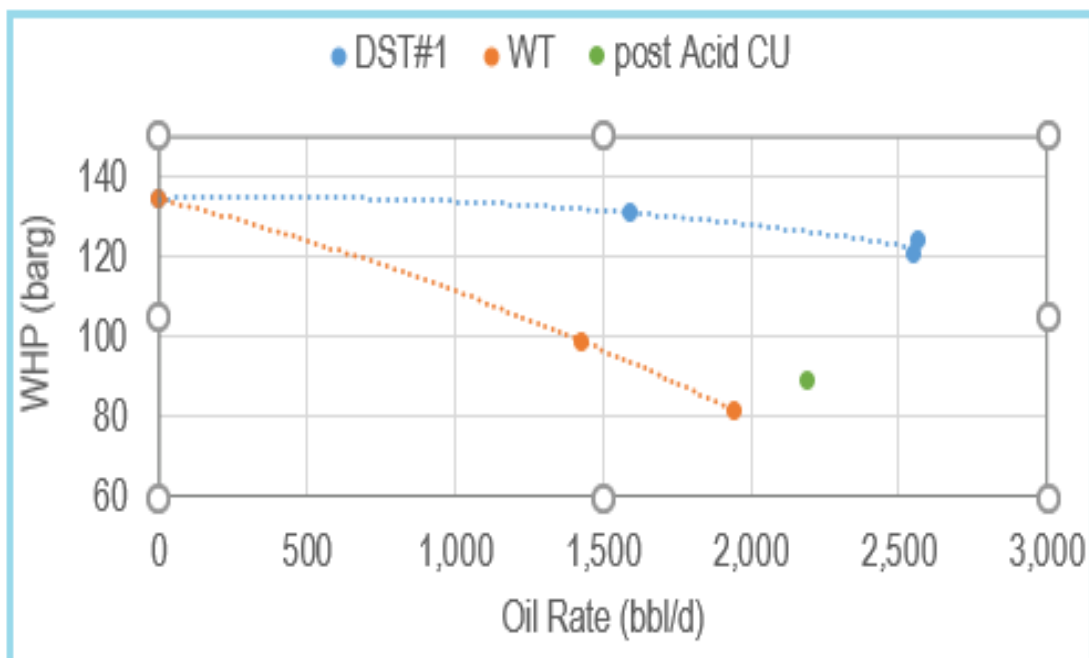


Figure IV.14: NAHSE-1 - Oil Rate Vs. FWHP[5]

IV.7 Consommation de liquide totalement

Produits chimiques et additifs	Consommation	
5% NH4Cl (Clean Out)	15	m3
Gel pill	2	m3
7.5% Tube Clean	7.5	m3
5% NH4Cl (Fill up the well & displacement)	52.4	m3
MSR100 (7.5% HCl Main Treatment)	12	m3
Pre-Flush Diesel Blend	6.5	m3
5% NH4Cl + U066 (For Injectivity test)	4	m3
FoamMAT Diversion	0.5	m3
Soda Ash	3.2	m3
Corrosion inhibitor	4	m3

Tableau IV.9: Consommation de liquide totalement [5]

IV.7.1 Concentration et volumes de fluides

A). MSR100 (Main Treatment)

Pre flush Diesel Blend	concentration pour		concentration pour	
Produits chimiques et additifs	1	m3	12	m3
33% HClHydrochloric Acid	203	Lt	2,436	Lt
F103 Surfactant	5	Lt	60.00	Lt
U042 Chelating Agent	20	Lt	240	Lt
U066 MutualSolvent	100	Lt	1,200.00	Lt
A272 Corrosion Inhibitor	6	Lt	72	Lt
L058 IronStabilizer	1.5	Kg	18	Kg
L058 IronStabilizer	3	Lt	36	Lt
Water	659.5	Lt	7,914	Lt

Tableau IV.10: Concentration et volumes de fluide MSR100[5]

B). Pre-Flush Diesel Blend

Pre flush Diesel Blend	concentration pour		concentration pour	
Produits chimiques et additifs	1	m3	6.5	m3
P132 Organicdissolver	16	Lt	104.00	Lt
F103 Surfactant	5	Lt	32.50	Lt
U066 MutualSolvent	100	Lt	650	Lt
U051 Diesel	879	Lt	5,713.50	Lt

Tableau IV.11: Concentration et volumes de fluide Preflush Diesel[5]

IV.8 Évaluation de la stimulation sure NAHSE-1

IV.8.1 Débit d'huile Vs. FWHP Vs. Température

On a juste diverti le puits à travers MPF pour tester son potentiel après l'acidification, et après les data téléchargés, pression et débit. On remarque que le puits restore tous les paramètres initiaux ainsi on constate que le traitement matriciel a été efficace, c'est un nouveau puits foré en 2018 donc la cause de cet endommagement est la boue de forage. Les résultats de des paramètres sont représentés ci-dessous par la figure (IV.15)

Et après la stimulation le puits donne un débit moyen relativement même par rapport au DST.et actuelle $Q=16.69 \text{ m}^3/\text{h} \approx 2515.388 \text{ bbd}$

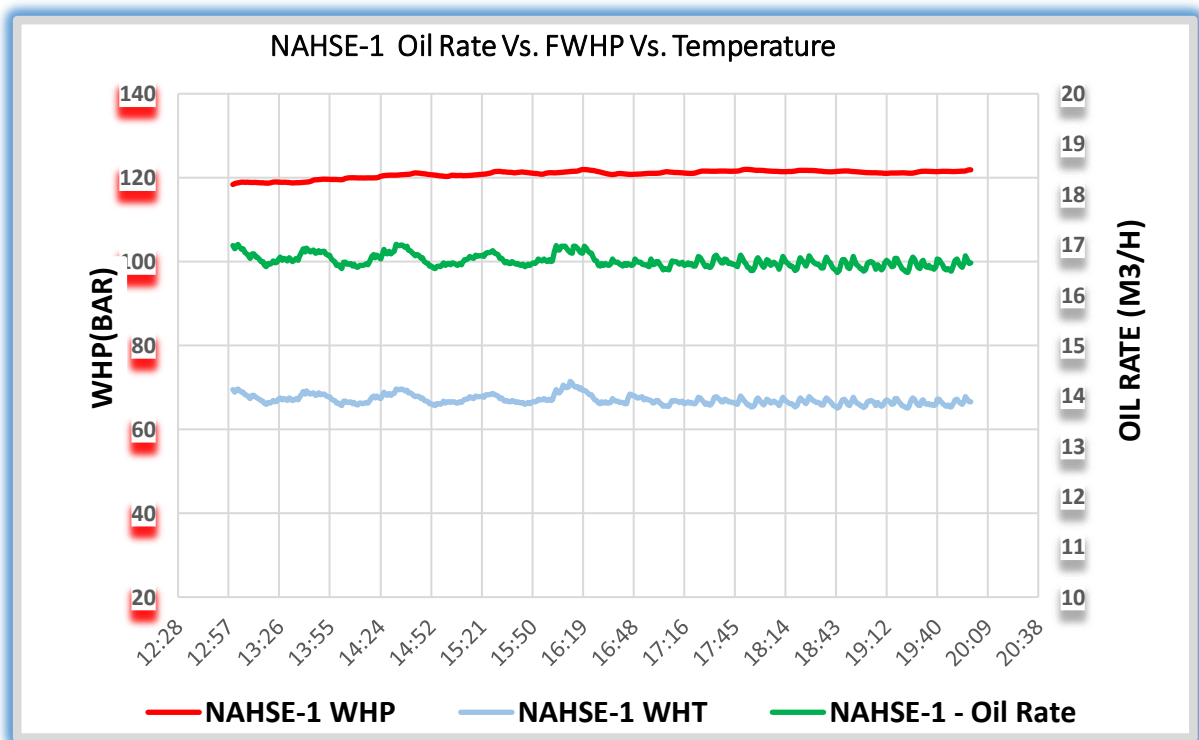


Figure IV.15: interprétation des data de MPF de puits NAHSE-01[4]

IV.8.2 Profil dynamique de pression et de température

Le 17 Février 2023 le Puits est en production avec les paramètres stable WHP =121bars et DBHP=276bars. On remarque que le puits est restauré tous les paramètres initiaux ainsi, on constate que le traitement matriciel a été efficace, (possibilité de comparer avec Dynamic Profile Pressure & Température avant et parés post acid regarder annexe).

IV.8.3 Les résultats de l'analyse IPR matched DD1 & DD2

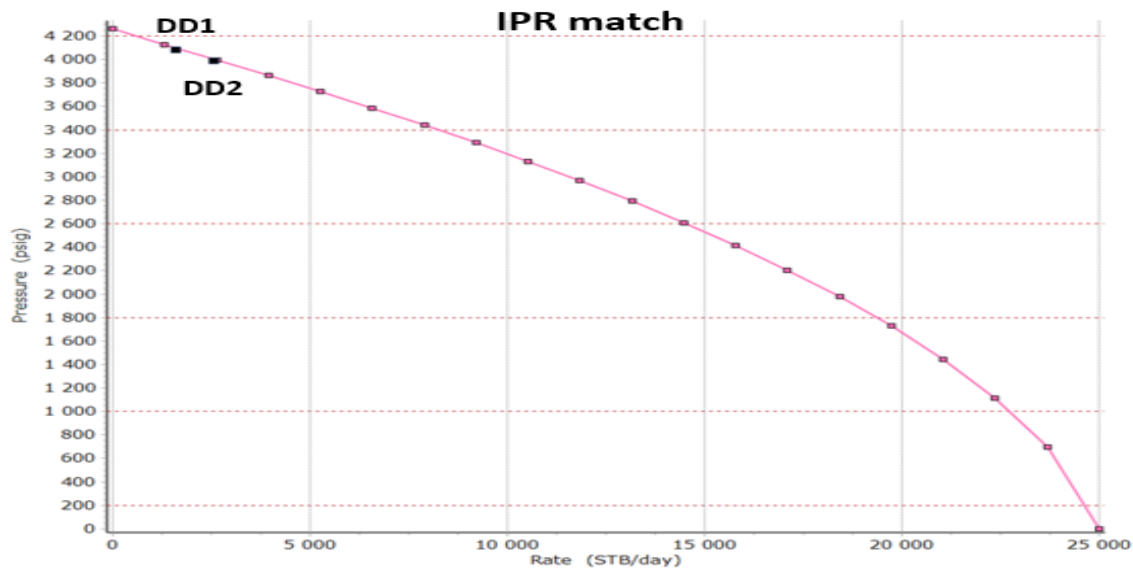


Figure IV.16: IPR matched on DD1 & DD2[5]

Flow period	Choke (/64)	Qo (STBD)	GOR (Sm3/Sm3)	FBHP (bar)	WHP (bar)	DD (%)
DD1	24	1512	238	282	130	5
DD2	32	2515	249	276	121	7

Tableau IV.12 : Analyse de performance de puits[5]

IV.8.4 Commentaires et interprétation :

- La formation à bien réagit avec l'acide et le traitement matriciel a rapporté un gain de 603stbd (4 m³ /h).
- Après l'acidification, le skin a diminué considérablement ; ce qui montre la bonne identification de l'endommagement et le bon choix de l'acide.

IV.9 Évaluation économique

IV.9.1 Introduction

L'évaluation économique des opérations d'acidification est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec des simples calculs, on pourrait juger la rentabilité des opérations,

IV.9.2 L'Estimation de débit après l'acidification

MPFM : installe au de niveau de manifold MBS-1

Q avant post acid = 12.89145 m³/h (s=30)

Q après post acid = 16.68914523 m³/h (s=0)

Donc le gain de débit après l'acidification de puits NAHSE-1 est de 3.797691 m³/h

IV.9.3 Gain d'acidification :

Le gain annuel d'acidification est calculé comme étant la différence entre le cumul de production réel du puits et le cumul projeté, déterminé par extrapolation du comportement du puits endommagé, on a fait exemple de calcul pour puits déjà stimulés et on les compare avec le cas s'ils ne sont pas été stimulés. Le calcul du gain se fait de la manière suivante :

$$Gain = (Q_i - Q_s) * T_p$$

- Q_i: débit après l'acidification (m³ /j)
- Q_s: débit avant acidification (m³ /j)
- T_p : temps de production (j)

On peut déterminer pour puits acidifiés leur gain en production .et le gain estimé pour le cas des puits NAHSE-1.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de calcul des gains cumulés pour NAHSE-1 stimulés.

Q Avant (m3)	Q après (m3)	Tp (j)	Cumul Fictif (m3)	Cumul Réel (m3)	Coût d'opération (\$)	Gain Pro (m3)	Gain Pro (\$)	Gain Économique (\$)
309	401	365	112785	146365	116835.9	33580	17233309.7	17116473.8

Tableau IV.13 : calcul des gains cumulés pour NAHSE-1

IV.9.4 Calcul du payout

Le Payout d'une opération est égale au nombre de jours de production d'un puits traité, pour couvrir le coût investi de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement :

$$payot(jours) = \frac{cout\ de\ l'acidification(\$)}{gain\ net\ \acute{e}quivalent\ (\$ / jour)}$$

Les résultats du calcul des payouts sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Q Avant (m3/d)	Q après (m3/d)	Coût d'opération (\$)	Gain Pro (m3)	Gain Pro (\$)	Payout (jours)
NAHSE-1	309	401	116835.9	92	47214.54	2.5

Tableau IV.14 : Résultats du calcul payouts

Remarque

Les calculs sont faits en prenant le prix du baril de pétrole 81.72 \$.

IV.9.5 Conclusion

- La rentabilité d'une acidification est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait à des petites périodes de temps.
- On peut conclure que les acidifications réalisées à Nord Ahara Sud-Est-1 sont rentables dans la majorité des cas mais il reste toujours à faire des efforts pour bien éliminer les problèmes de la chute de débit avec le temps et d'atteindre les objectifs escomptés.
- L'acidification de puits NAHSE-1 est considérée rentable, et la récupération de coût d'opération est estimée à moins des 3 jours

Chapitre



V

**Calculs nécessaires pour
l'acidification**

V. Calculs nécessaires pour l'acidification

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présente les méthodes appliquées pour faire les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle, Ces calculs sont principalement :

Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice ;

Calcul du débit d'injection de l'acide ;

Calcul de la pression d'injection de l'acide ;

V.1.1 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

Le volume d'acide injecté est déterminé par plusieurs méthodes qui ont évolué depuis les premières années d'application de la technique d'acidification jusqu'aujourd'hui. Ces méthodes sont :

- Calcul géométrique (il donne un volume d'acide approché).
- Test ARC au laboratoire (il donne un volume d'acide optimal).
- La simulation et les logiciels (logiciel STIMCADE) : (donne interactivement des volumes en fonctions de différents paramètres et conditions).

a) Méthode du calcul géométrique

C'est la méthode la plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre (figure.VI.1) endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par l'équation.

$$V_t = \pi \phi_{utile} H_{utile} (R_e^2 - R_w^2)$$

Où :

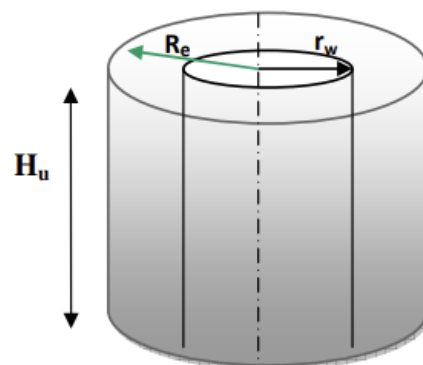
V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³)

R_e : rayon d'endommagement en (m), (déterminé par les essais de puits) ;

H_{util} : hauteur utile du réservoir en (m) ;

R_w : rayon du puits en (m) ;

O_{util} : porosité utile du réservoir (%)



Figures V.1 : Cylindre endommagé

Les volumes de Preflush (V_{pf}) et d'Overflush (V_{of}) sont déduits à partir du volume calculé précédemment comme suit :

$$V_{pf} = V_{of} = (0.3 \div 0.5) * V_{acide}$$

b) Calcul utilisation des logiciels " STIMCADE "

- Utilisation des logiciels : C'est la méthode la plus récente utilisée pour le calcul des volumes d'acide utilisés pour le traitement matriciel. Généralement on utilise le logiciel " STIMCADE ".[5]
- Cette moderne méthode nous donne des résultats efficaces, car le logiciel tient compte de plusieurs paramètres comme :
 - Le diamètre des perforations en (pouce)
 - La longueur des perforations en (pouce)
 - La pression de réservoir en (psi)
 - La perméabilité moyenne de la zone endommagée en (md)
 - Le rapport des perméabilités verticale et horizontale : K_v/K_h
 - La porosité moyenne en (%)
 - Le gradient de fracturation en (psi/ ft)
 - Le skin
 - Le rayon d'endommagement en (pouce)
 - La densité de perforation en " Shat par ft " (spf).

V.2 Calcule Volume du 7.5%HCL Tube Clean :

Calculer le volume de traitement recommandé sur la base d'un volume de 100galUS/1000ft (1.24l/m) de tubing. Si un tubing de petit diamètre ou moins ou un coiled tubing est utilisé, basez le volume de traitement sur 50galUS/1000ft (0.62l/m)

- Top ciment =2872 m
- Tubing = 4 ½''
- Coiled tubing CT = 5035 m &1-1/2
- Volume de Tubing : 2872 *1.24= 3561.28 L
- CT Coiled Tubing : 5035* 0.62= 3121.7 L

$$volumetotaletubclean = 3561.28 + 3121.7 = 6682.98 \text{ l}$$

$$\text{Donc : } (1.24 + 0.62)/2 = 0.93 \text{ l/m}$$

$$volumetotaletubcleanrequisite = (2872 + 5035) * 0.93 = 7.353 \text{ m}^3 \cong 7.5 \text{ m}^3$$

➤ Volume du puits

- Top ciment =2872 m
- Production Tubing = 4 ½'' #13.5 NV P110
- Coiled tubing CT = 5035 m &1-1/2

$$Volum \text{ de puits} = \pi r^2 H$$

$$Volum \text{ de puits} = 3.14 * 0.049784^2 * 2872 = 22.36 \text{ m}^3 (140.42 \text{ bbl})$$

➤ **Volume total 1-1/2 CT**

$$Volup\ de\ CT = \pi r^2 H$$

$$Volum\ de\ CT = 3.14 * 0.0162406^2 * 5035 = 4.17\ m^3 (26.2\ bbl)$$

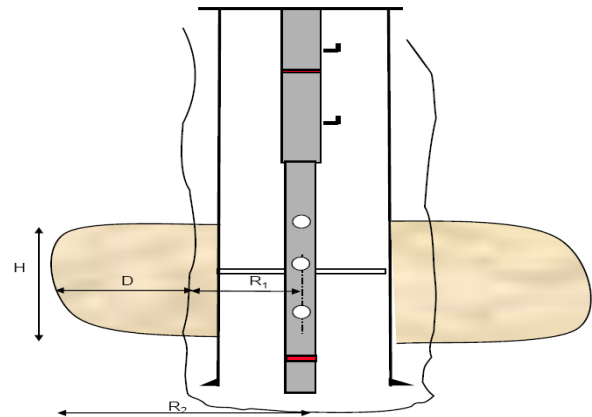
➤ **Volume annulaire Tube CT 1-1/2"**

$$Volum\ de\ annulair = volume\ ID\ de\ puits - volume\ OD\ de\ CT$$

$$= 22.36 - 4.17 = 18.19\ m^3 (114.23\ bbl)$$

V.3 Calcul du volume d'acide pour la matrice :

- Rw (m) rayon du puits
- R2 (m) R1+D
- H (m) hauteur utile du réservoir
- D (m) rayon d'endommagement
- Vt (m3) volume d'acide.
- Φ (%) la porosité utile (%)



Treatment Zone		Fluid Volume per Feet							
Top	Bottom	R2 (in)	R1 (in)	H (m)	H (ft)	Poros.	D (ft)	Vt (bbl)	Vt (m3)
2,784.50	2,793.00	63.1	3.1	8.5	27.9	14.00%	5.0	60.3	9.6
2,803.50	2,805.50	63.1	3.1	2.0	6.6	14.00%	5.0	14.2	2.3

Tableau V.1 : Calcul utilisation des logiciels " STIMCADE "[5]

$$V_t = \pi \phi_{utile} H_{utile} (R_e^2 - R_w^2)$$

➤ **Premier intervalle de perforation 2784.5m a 2793m (8.5m)**

$$V_{t1} = 3.14 * 0.14 * 8.5 (1.60274^2 - 0.07874^2) = 9.6\ m^3$$

$$V_{t1} = 9.6 * 6.28 = 60.3\ bbl$$

➤ **Deuxième intervalle de perforation 2803.5m a 2805.5m (2m)**

$$V_{t2} = 3.14 * 0.14 * 2 (1.60274^2 - 0.07874^2) = 2.25 m^3$$

$$V_{t2} = 2.25 * 6.28 = 14.2 \text{ bbl}$$

$$V_t = 9.6 + 2.25 = 11.9 m^3$$

$$V_t = 14.2 + 60.3 = 74.4 \text{ bbl}$$

V.4 Calcul du débit d'injection

Le débit d'acide injecté est calculé par la formule suivante déduite de la loi de DARCY :

KH : Capacité d'écoulement (md. ft).

Gf : Gradient de fracturation (psi/ft).

H : Hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).

ΔP : Marge de sécurité (psi).

P_g : Pression de gisement (psi).

μ : Viscosité de l'acide (cp).

β : Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

S : Skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).

R_d : Rayon de drainage (ft).

r_w : Rayon du puits (ft).

$$q_{i,max} = \frac{4.917 * 10^{-6} KH ((G_f * H_{min.perfos}) - \Delta P_{sécurité} - P_g)}{\beta \mu * \left(\ln \frac{R_d}{R_{dw}} + S \right)}$$

$$q_{i,max} = \frac{4.917 * 10^{-6} 143 * 27.9 (0.7 * 9170 - 500 - 4277.5)}{1.82 * 0.3 * \left(\ln \frac{1049.869}{0.283} + 30 \right)} = 1.52 \text{ bbl/min}$$

V.5 Calcul de la pression maximale d'injection

Il s'agit de la pression d'injection que nous devons appliquer en surface pour que l'acide puisse arriver jusqu'à l'endroit de l'endommagement et traiter la matrice.

La pression limite (maximale) de traitement doit être la plus faible des deux pressions suivantes

- La pression de fracturation
- La pression limitée des équipements

V.5.1 La pression de traitement au fond du puits

Elle est calculée comme suit :

$$p_{t.fond} = p_{frac} - \Delta p_{sécurité}$$

Avec :

$$p_{frac} = G_f * H_{min.perfos}$$

$\Delta P_{sécurité}$: la marge de sécurité de pression est comprise entre 200 et 500psi.

Gf : le gradient de fracturation en psi/ft (gf = 0,7 psi/ft)

$$p_{frac} = 0.7 * 9170 = 6419 \text{ psi}$$

$$p_{t.fond} = 6419 - 500 = 5919 \text{ psi}$$

V.5.2 La pression hydrostatique

$$p_{hyd} = H_{min.perfos} * \frac{d}{10.2}$$

$$p_{hyd} = 2795 * \frac{1.035}{10.2} * 14.5 = 3994.85 \text{ psi}$$

V.5.3 Les pertes de charge dans le CCE (CTU)

$$\Delta p_{CCE} = \frac{518 * \rho_{MA}^{0.79} * q_{i.max}^{1.79} * \mu_{MA}^{0.207}}{D_{CCE}^{4.79}}$$

[D_{CCE} : le diamètre de coiled tubing (inch).
 μ_{MA} : la viscosité de Main-Acid (cp).

$$\Delta p_{CCE} = \frac{518 * 1.035^{0.79} * 1.90^{1.79} * 0.3^{0.207}}{1.75^{4.79}} = 60.14 \text{ psi}$$

V.5.4 La pression de traitement

en surface est calculée comme suit

$$p_{t.surface} = (p_{t.fond} - p_{hyd}) + \Delta p_{tbg}$$

[$P_{t.fond}$: la pression de traitement au fond du puits (psi).
 P_{hyd} : la pression hydrostatique (psi).
 P_{tbg} : les pertes de charge dans le tubing (psi).

$$60.14 \text{ psi } A \rightarrow 1000ft$$

$$\Delta p_{tbg} \rightarrow 9170ft$$

$$\Delta p_{tbg} = 551.5 \text{ psi}$$

$$p_{t.surface} = (5919 - 3994.85) + 551.5 = 2476 \text{ psi}$$

Conclusions et Recommandations

Conclusions

Avant de commencer le traitement par acidification, il est indispensable d'effectuer une étude complète sur l'historique du puits et d'analyser les paramètres de production.

Notre étude sur le puits NAHSE-1 du champ MLE Berkine sud a révélé un endommagement par fluide de forage (fermeture de puits à long terme et neutralisé par boues de forage) et aux abords du puits provoqué principalement par des fines particules, des boues de forage. Cela nécessite une programmation d'une opération de stimulation par acidification.

La technique d'acidification consiste à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits dans le but de restaurer ou améliorer la perméabilité de la couche. Les acides utilisés dans le traitement doivent être compatibles avec la nature du réservoir en tenant compte de type de fluide présent et de la nature d'endommagement et sa localisation. Le puits NAHSE-1 ayant fait l'objet d'un traitement matriciel au MudAcid a donné des résultats positifs.

Ceci a engendré un gain de perméabilité (de 90md), du débit d'huile (de 603 bbl/d) et de l'indice de WHP (de 121 bar à 32/64) et (DBHP 216 bars).

On note une amélioration de skin suivant les résultats obtenus par la méthode Horner avant l'acidification et test de performance de puits après l'acidification.

Recommandations

L'acidification participe à la production totale du champ de MLE Berkine sud par l'amélioration du potentiel des puits, mais nécessite un investissement important, pour réduire les risques d'échec et rendre le traitement efficace et plus rentable et pour éviter l'endommagement de réservoir totalement avec boues de forage surtout laisser les puits en sécurité avec boues ou fluides de complétion à contacter directement avec réservoir perforer à long terme provoqué la migration des fines particules avec les temps, nous proposons les recommandations suivantes :

1. Isolation de la zone productrice par un bridge plug récupérable ou avec un bouchon des ciments en levé simplement par fraisage et en suite fluide de complétion (sécurité puits ; Wells intégrité)
2. Dans les puits en exploration toujours manque plusieurs informations sur les couches productrices surtout la pression vierge des réservoirs on utilise une boue forte densité pendant l'opération des forages qui provoque directement l'endommagement par la pression hydrostatique plus grande que la pression des réservoirs et après on fait un test DST sur le puits pour connaître la pression des réservoirs et ... ;

Conclusions et Recommandations

3. Un diagnostic du type d'endommagement, par étude approfondie de l'historique, des paramètres de production des puits.
4. La connaissance du type d'endommagement permet de déterminer les remèdes adéquats aux problèmes.
5. Procéder à l'analyse Nodal qui prédira le potentiel du puits, une telle analyse nécessite des données de BU récentes.

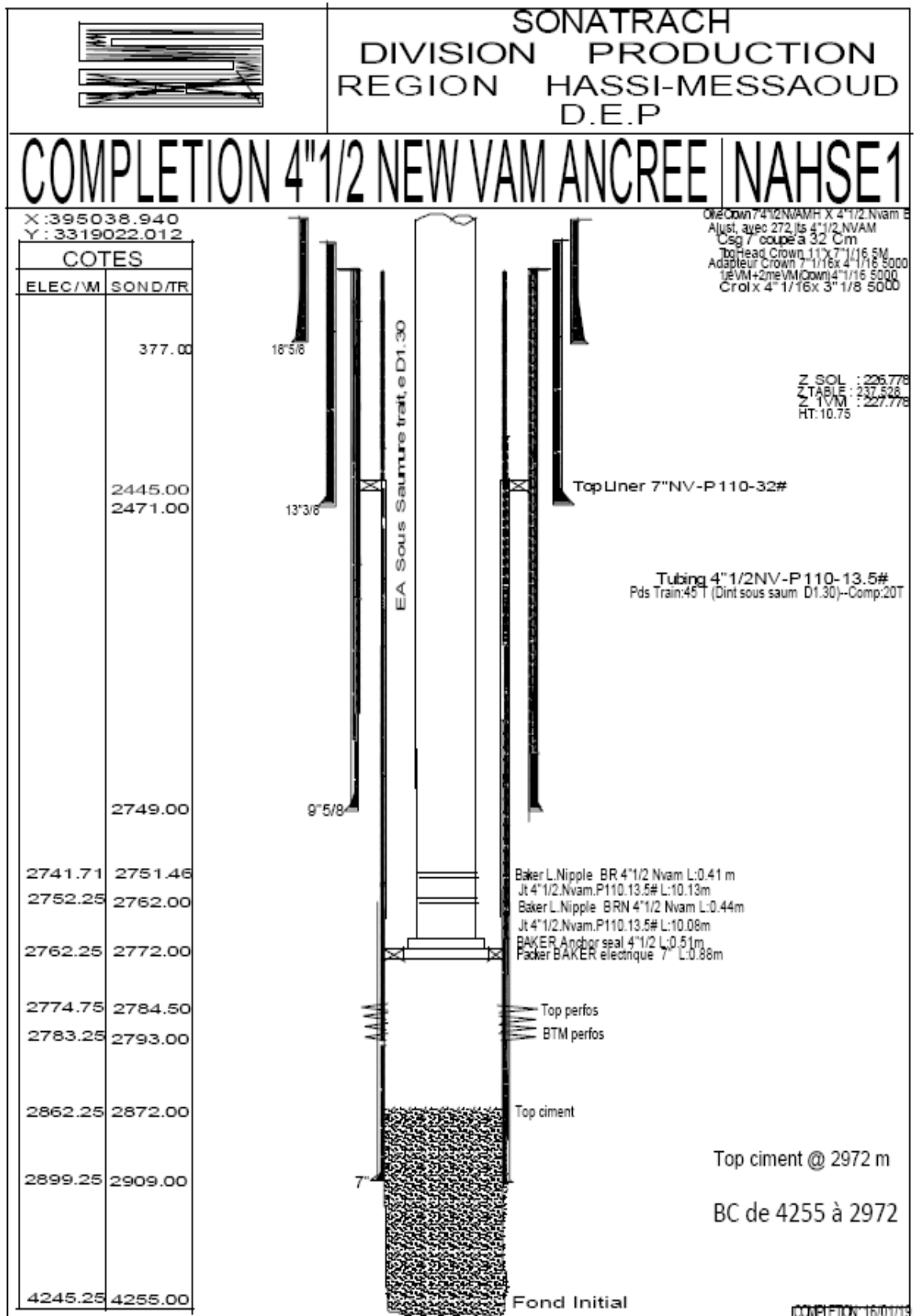


Figure A.1 : Architecture Complétion du puits NAHSE-1

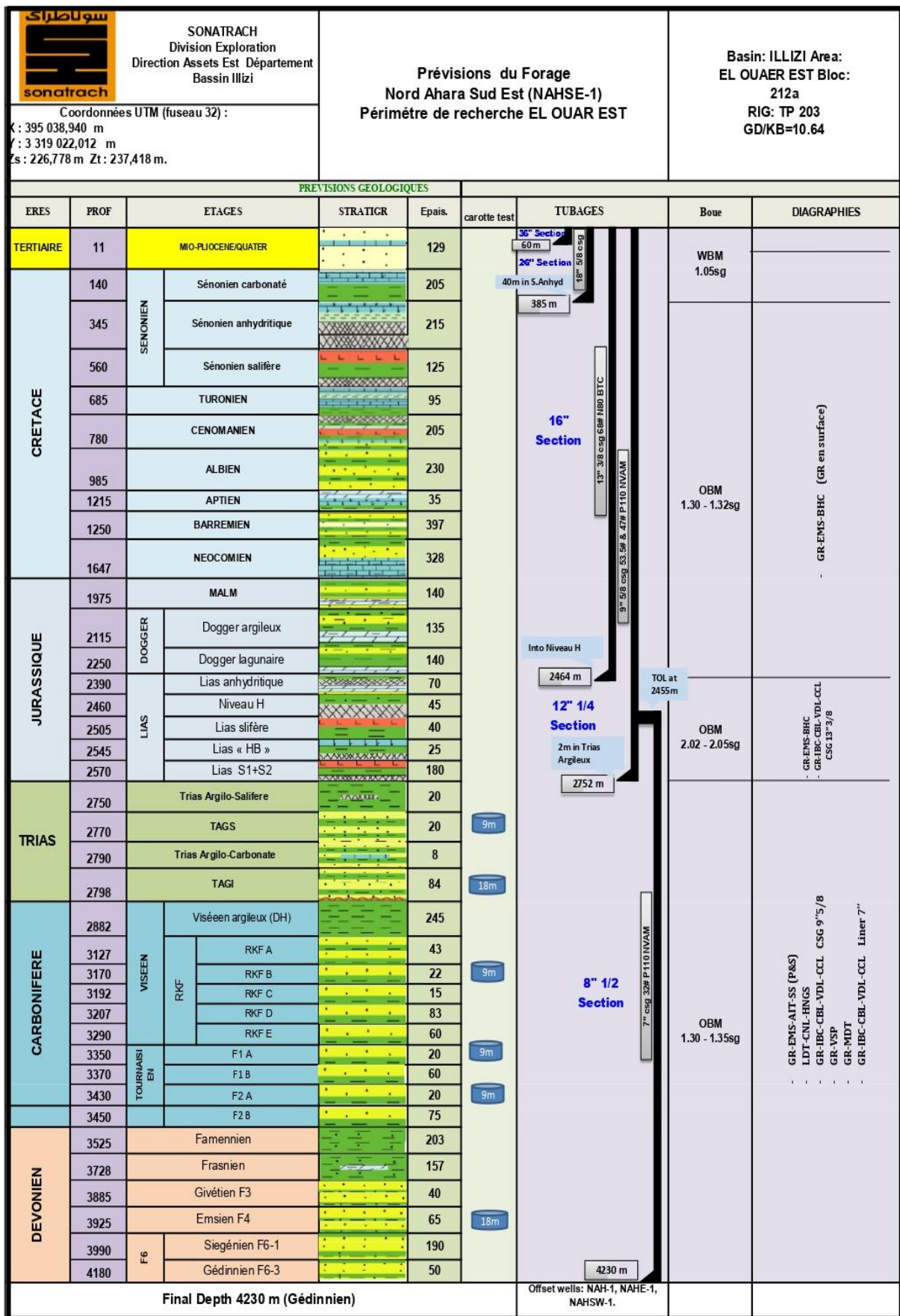


Figure A.2 : Prévisions litho-stratigraphiques du forage NAHSE -1

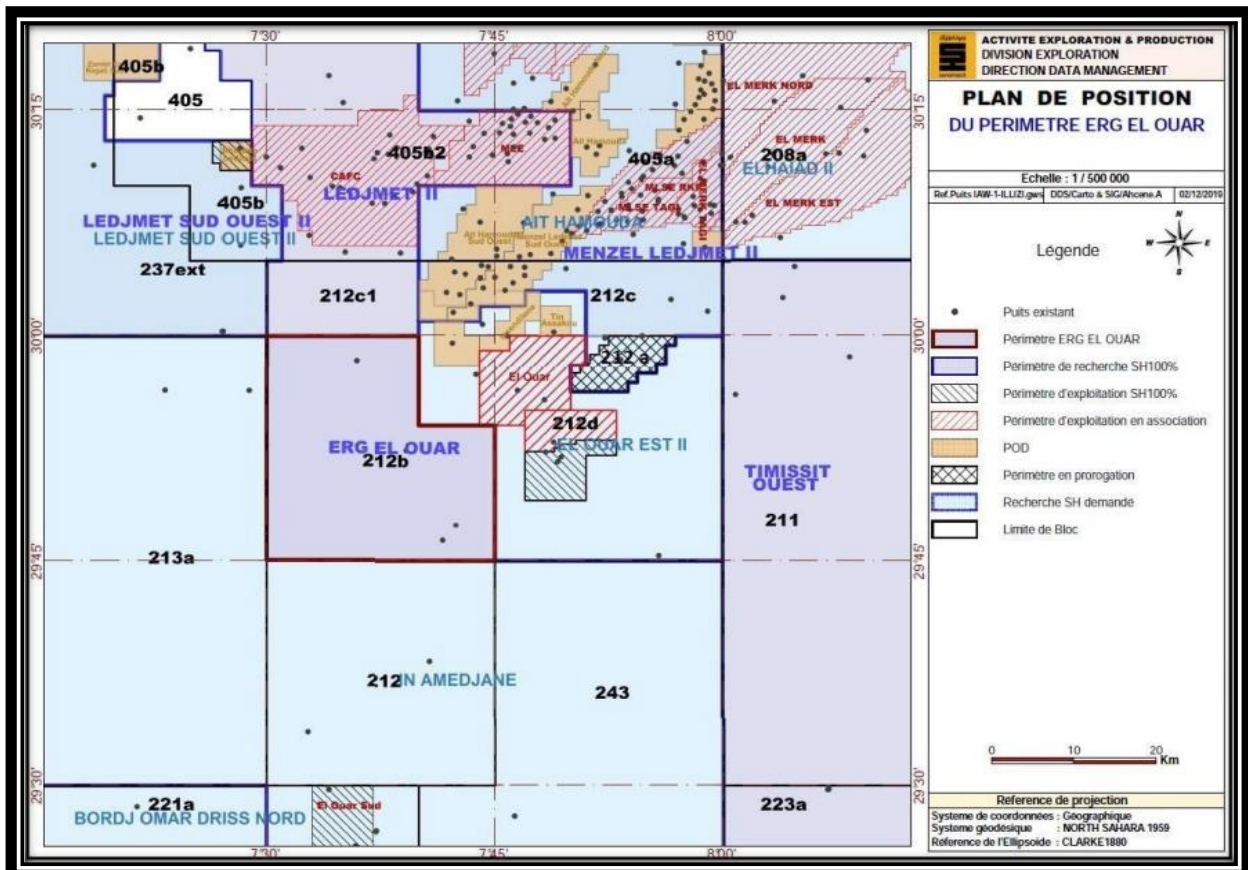


Figure A.3 : Carte de situation de la région d'ElOuar ainsi que de la région d'étude

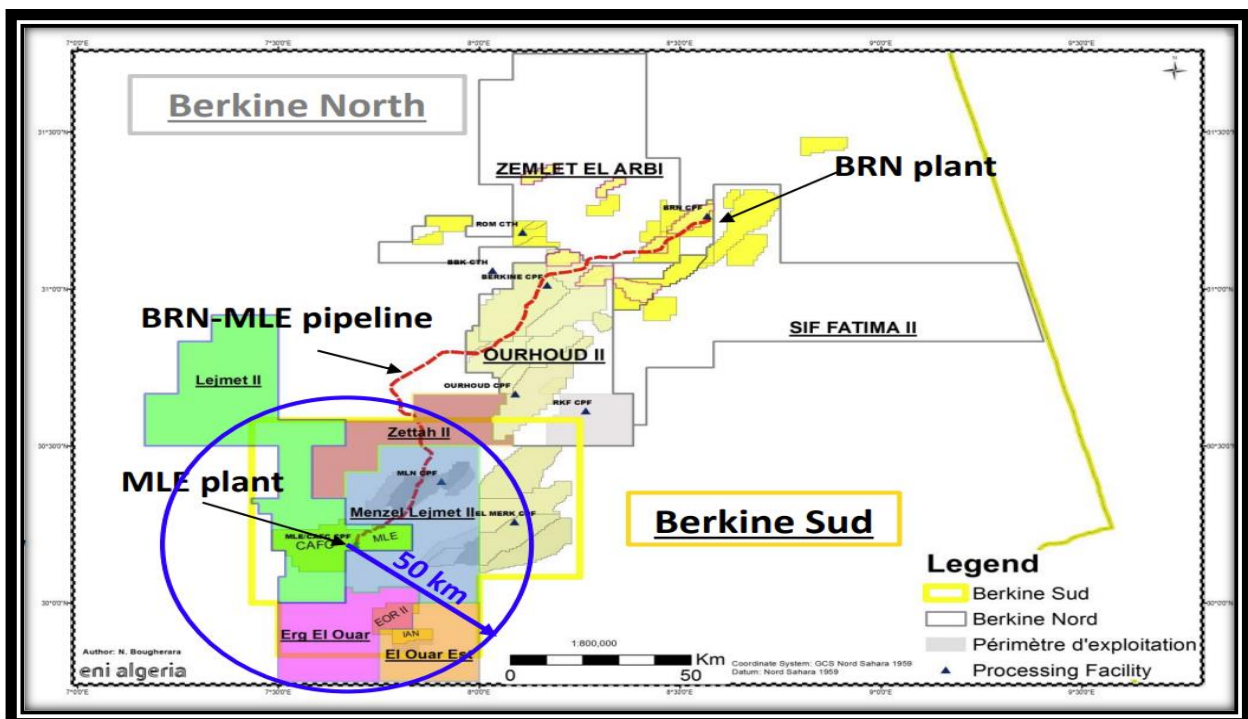


Figure A.4 : Statut générale du blocs fram-in

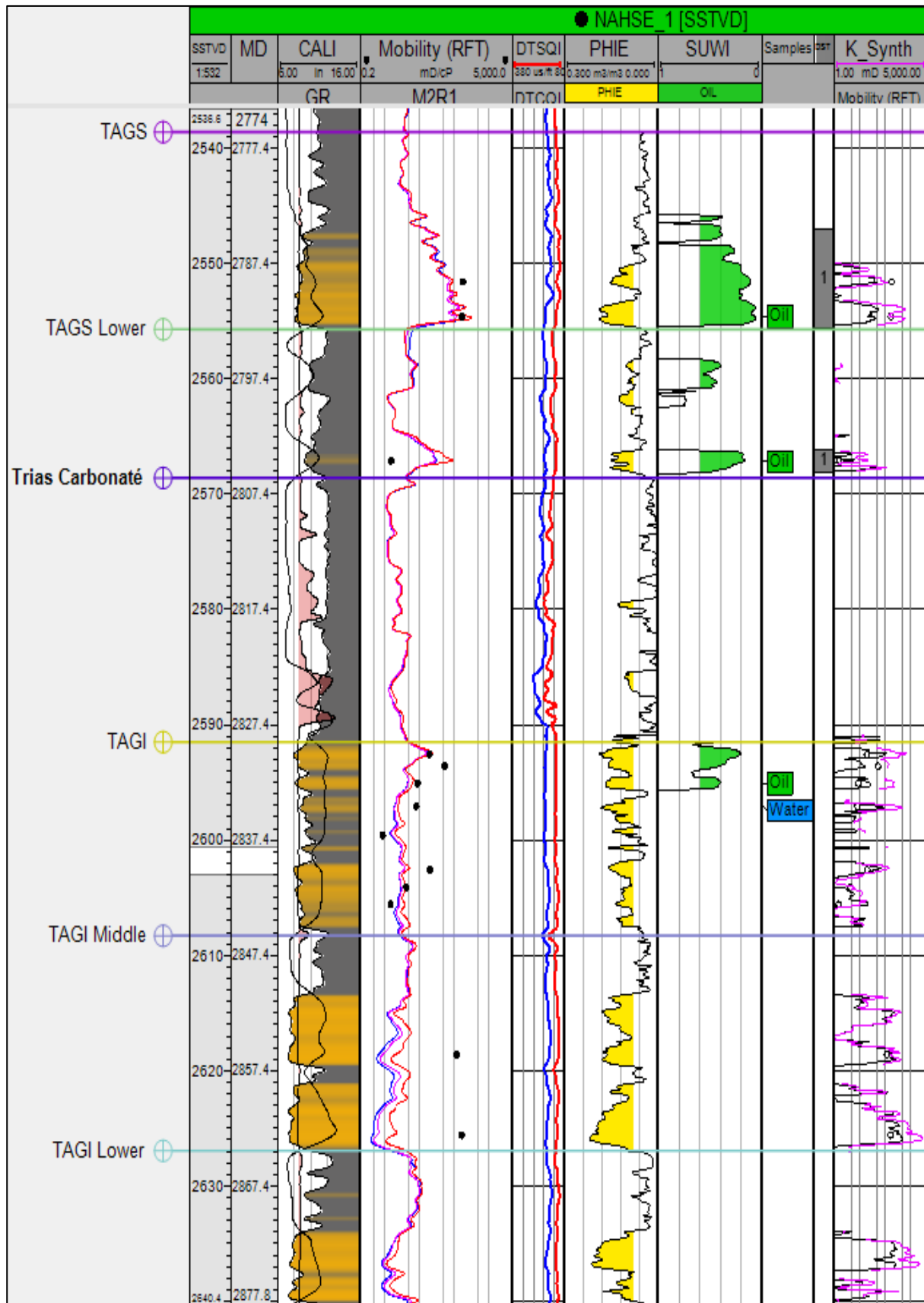


Figure A.5 : Elan du réservoir de puits NAHSE-1

Annexe

Client: SH-ENI
 Test Date: 31/07/22 - 08/08/22
 Tool Serial #: 9872

Well Name: NAHSE-1
 Location: NAHSE
 Field/Pool:

Formation Name:
 Gauge Run Depth [m KB (TVD)]: 2751 m/RT
 TestProd. Interval Top [m KB (TVD)]:
 TestProd. Interval Base [m KB (TVD)]:

Recording of bottom hole P & T

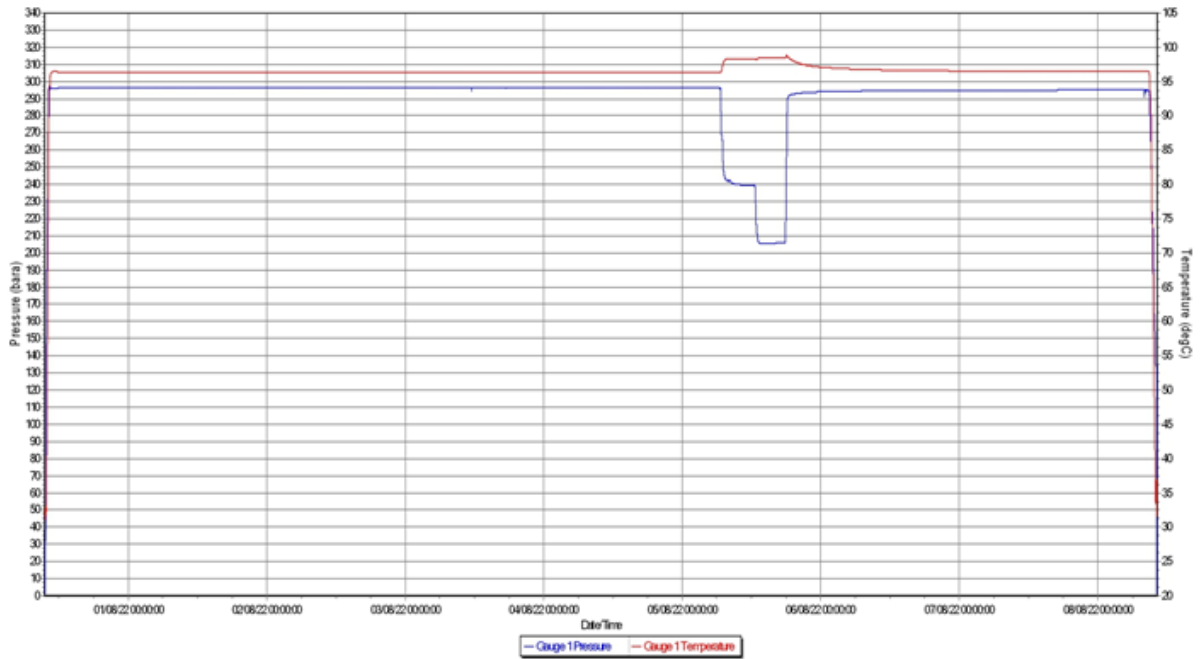


Figure A.6 :Enregistrement Bottom Hole P&T 31-Jul-2022 To 08-Aug-2022

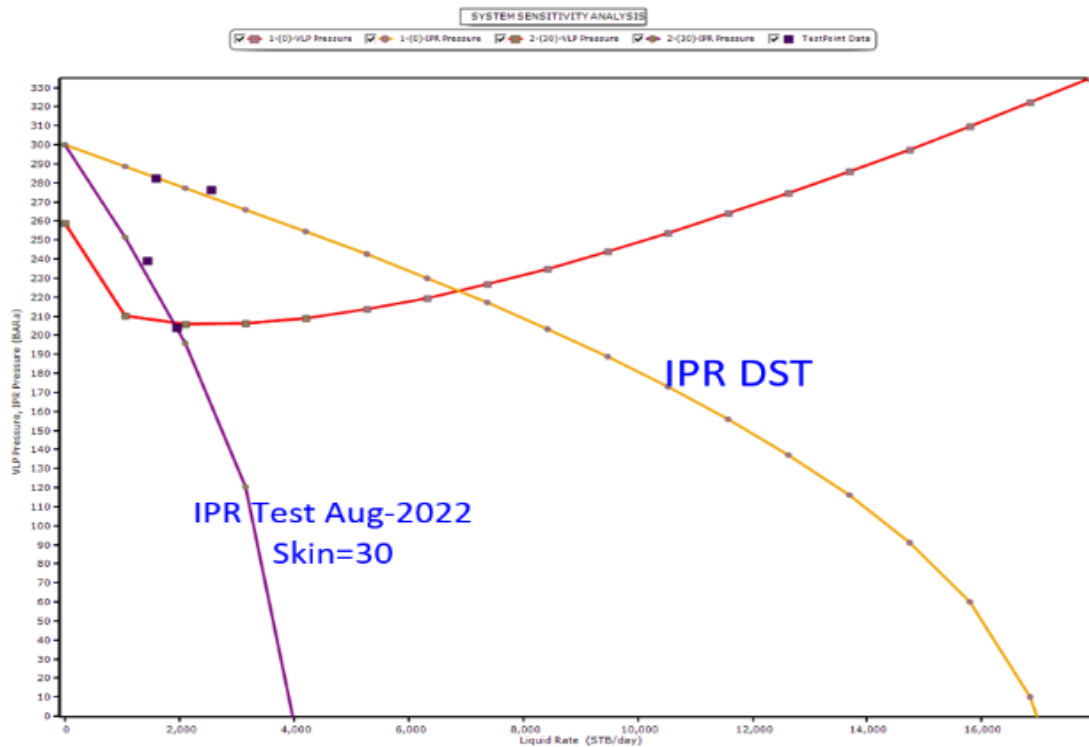


Figure A.7 :Les résultats de l'analyse IPR matched DD1 & DD2

Annexe

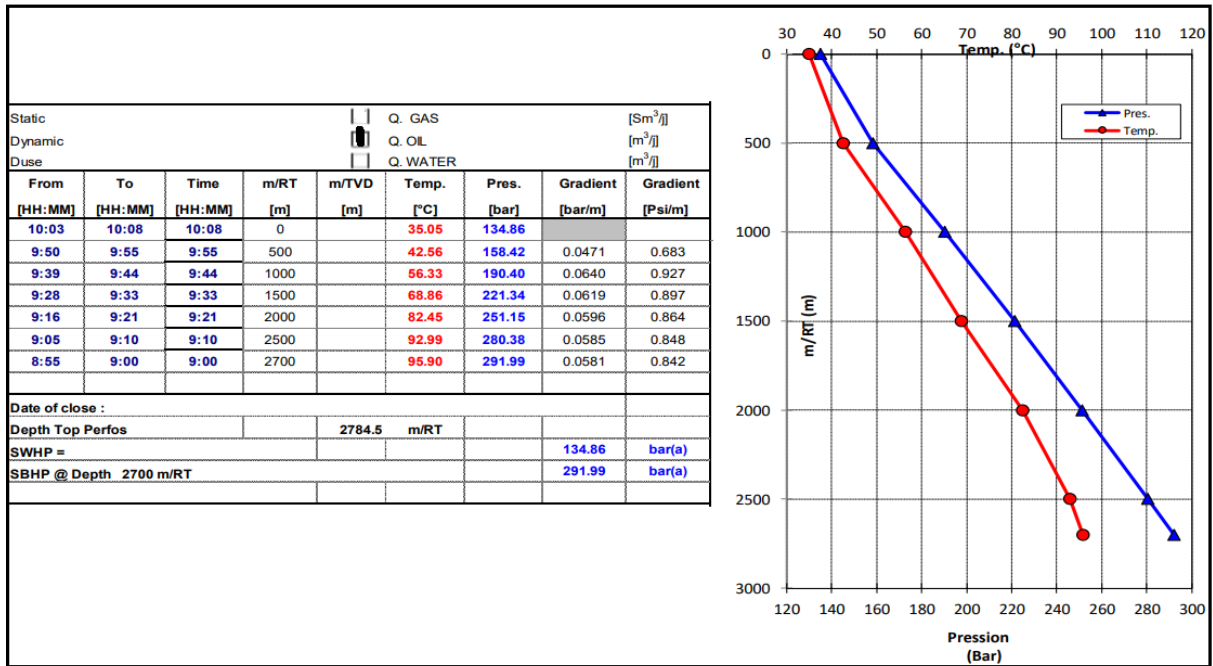


Figure A.8 : Statique profile pressure & température avant l'acidification

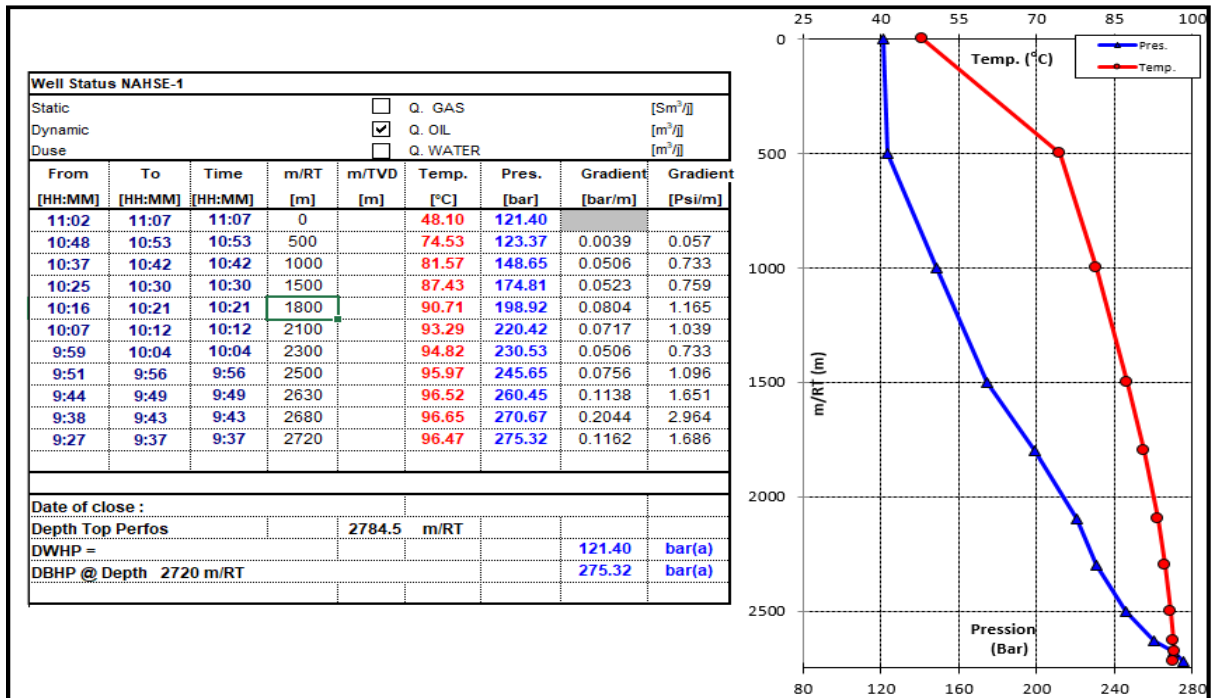


Figure A.9 : Dynamique Profile Pressure & Température après l'acidification

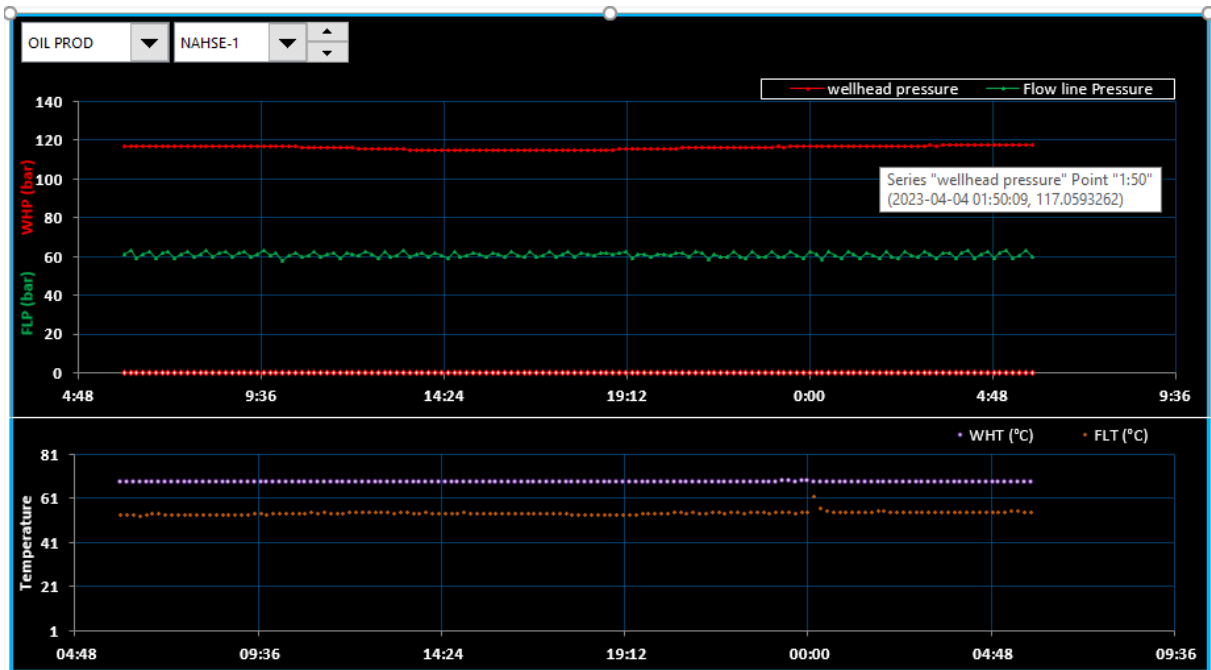


Figure A.10 : Paramètres de surveillance a partir de CCR Yokogawa système

Bibliographie

1. Rapport d'implantation du puits d'exploration Nord Ahara Sud Est-1 [NAHSE-1] Bloc 212a - Périmètre de recherche El Ouar Est Bassin d'Illizi Division Exploration Sonatrach juillet 2018.
2. Manuel d'acidification des réservoirs, techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, édition Technique, 1983
3. Sonatrach Division Exploration : Programme de Complétion du Puits NAHSE-1 (TP 203)
4. Données (GSE, techniques puits, Service Géologie) .
5. Rapports de service Schlumberger (Matrix Acidizing) d'acidification des puits et data Banc départements réservoir 2022,
6. Schlumberger Services Algeria District Laboratory (Stimulation Lab -HassiMessaoud, October 2022).
7. Les essais de puits; méthodes d'interprétation" par G.Bourdarot. Editions Technip, 1996, IFP
8. Etude de l'endommagement de la roche réservoir du bir berkine par les fluids de forage et Traitement a l'acide par: Karima Mechegueg / Amina Beloued Juin 2008.
9. Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière", par R.Cossé, Paris 1988.
10. Réservoir stimulation" par Michel. J. Economiques, Kenneth. G. Nolte. Schlumberger educationnal services, 1989, Houston.