

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master
Option: Production

Présenté Par :

Bilal Maliani, Mohammed Ouaar, Fares Gossi.

-THEME-

Impacte de dépôt sur la production de la région HMD :

Les cas des puits RDC9 et MDZ625

(Champ de Hassi-Massaoud)

Soutenue le : 25/06/2018 Devant la commission d'examen:

Jury :

Président:	Mr. Gareh salim	M.C.B	U.K.M.O
Rapporteur:	Mr. Khebbaz Mohamed El-ghali	M.A.A	U.K.M.O
Examineur:	M ^{elle} . Daoui Hafsa	M.A.A	U.K.M.O

Année universitaire: 2017-2018

Remerciement

En préambule à ce mémoire nous remerciant **ALLAH** qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces longues années d'étude.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **MR_KHEBBAZ M.G** pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Nous tenons à remercier **MR_GAREH S** et **Melle DAOUI** pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de présider les jurys de cette thèse.

Nous souhaitant adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leurs aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

· Mes parents :

Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils,

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie.

Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

FARES

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :
A ma chère mère et mon cher père
A mes frères et ma sœur
A mes oncles et mes tantes
La famille **MELIANI**
Tous mes amis en particulier :
A tous mes collègues de la
promotion **Master II**
Production
A tous ceux qui mon aider de près
ou loin pour la réalisation de ce
Modest travail.*

Bilal

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :
A mes chers parents et ma femme
pour tous leurs sacrifices, leur
amour, leur tendresse, leur soutien
et leurs prières tout au long de mes
études,
A mes chers frères, pour leur appui
et leur encouragement,
A toute ma famille pour leur
soutien tout au long de mon
parcours universitaire, Que ce
travail soit l'accomplissement de vos
vœux tant allégués, et le fruit de
votre soutien infailible.
Merci d'être toujours là pour moi.

Mohammed

Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Sommaire	III
Liste de figure	IV
Liste de tableaux	V
Liste d'abréviation	VI
Introduction général.....	1
<i>Chapitre I: généralité sur le champ HMD et généralité sur les eaux</i>	
I.1.présentation de champ de HMD.....	2
I.1.1. Introduction :	2
I.1.2. Situation géographique de HMD :	2
I.1.3. Situation géologique :	2
I.1.4. Géologie de réservoir	3
I.1.4. Zones de production à HMD :	4
I.1.6. Distribution des failles à HMD :	5
I.2. Généralité sur les eaux	7
I.2.1.Introduction.....	7
I.2.2.Eaux de gisement	7
I.2.3.Eaux d'injection (water flood)	8
I.2.4. Incompatibilité des eaux d'injection et de gisement.....	10
<i>Chapitre II : Traitement des dépôts</i>	
II.1. Dépôts organiques :	12
II.1.1.Les dépôts organiques rencontrés dans les puits pétroliers :.....	12
II.1.2. Localisation des dépôts organique.....	13
II.1.3. Conditions de floculation de dépôts organiques	14
II.1.4. Les problèmes de dépôts organiques	14
II.1.5. Le traitement des dépôts organiques :.....	15
II.2. Dépôts minéraux :.....	17
II.2.1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers :	17
II.2.2. Conditions de formation des dépôts :	21
II.2.3. Localisation des dépôts minéraux.....	24
II.2.4. Détection et suivi des dépôts :.....	25

Sommaire

II.2.5. Moyens de destruction et de prévention:	26
Chapitre.III: Etude de cas (puits RDC9/MDZ625)	
III.1. Introduction :	29
III.2.Méthodes d'analyses et matériels utilisés	30
III.2.1. Analyse de dépôt :	31
III.2.2. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté :	34
III.3.Puits RDC9	36
III.3.1.Généralité sur Le puits RDC 9 :	36
III.3.2. Problème de Le puits RDC 9 :	39
III.3.3.Le traitement de Le puits RDC 9 :	40
III.4.Puits MDZ625	42
III.4.1.Généralité sur Le puits MDZ625 :	42
III.4.2. Problème de Le puits MDZ625 :	43
III.4.3. Le traitement de Le puits MDZ625 :	44
III.4.4. Impact de dépôt sur la production :	45
III.4.4. Impact de dépôt sur la production :	45
Conclusion et recommandation;	46
Annexe	
Bibliographie	
résumé	
.....	

Liste de figure

<i>Figure.I.1. Situation géographique de champ HMD.....</i>	<i>2</i>
<i>Figure.I.2. Zones de production.....</i>	<i>4</i>
<i>Figure.I.3. Les failles du HMD.....</i>	<i>5</i>
<i>Figure. II.1. Schéma d'un dépôt d'asphaltènes.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure.II.2. Les emplacements possibles de déposition des asphaltène.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure.II.3. déposition Asphaltènes.....</i>	<i>14</i>
<i>Figure.II.4. Gauge Cutter (outil wire line).....</i>	<i>16</i>
<i>Figure.II.5. Dépôt de Sels NaCL.....</i>	<i>18</i>
<i>Figure.II.6. Carbonate de calcium (CaCO₃)</i>	<i>19</i>
<i>Figure.II.7. Sulfate de calcium (CaSO₄)</i>	<i>19</i>
<i>Figure.II.8. Sulfate de strontium (SrSO₄)</i>	<i>20</i>
<i>Figure.II.9. Sulfate de baryum (BaSO₄).....</i>	<i>21</i>
<i>Figure.II.10. solubilité Nacl dans l'eau en fonction de T</i>	<i>22</i>
<i>Figure.II.11. Solubilité BaSO₄ en fonction de T.....</i>	<i>22</i>
<i>Figure.II.12. solubilité du Na Cl avec la pression</i>	<i>23</i>
<i>Figure.II.12. Localisation des dépôts.....</i>	<i>25</i>
<i>Figure.II.13. opération de coiled tubing.....</i>	<i>26</i>
<i>Figure.II.14. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance</i>	<i>28</i>
<i>Figure.III.1. Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt.....</i>	<i>30</i>
<i>Figure.III.2. Four à moufle</i>	<i>32</i>
<i>Figure.III.3. pH mètre.....</i>	<i>34</i>
<i>Figure.III.4. Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectro-photomètre UV- Visible.....</i>	<i>35</i>

Liste de figure

<i>Figure.III.5. Localisation de puits RDC9.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure .III.6. Cahier de courbe 2017.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure.III.7. Cahier de courbe 2018.....</i>	<i>38</i>
<i>Figure.III.8. Cahier de courbe MDZ625.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure.III.9. Cahier de courbe MDZ625.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure.III.3. Jours de production et d'arrêt du puits année 2017.....</i>	<i>45</i>



Liste de tableaux

<i>Tableau.I.1. Stratigraphie du Champ de Hassi Messaoud</i>	<i>6</i>
<i>Tableau.I.2. Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien.....</i>	<i>10</i>
<i>Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.....</i>	<i>13</i>
<i>Tableau II.2. La composition du Reforma.....</i>	<i>17</i>
<i>Tableau.II.3. les depots de sels aux champs petroliers.....</i>	<i>17</i>
<i>Tableau.II.4. Constantes des produits de solubilités de quelques dépôts fréquents à HMD....</i>	<i>24</i>
<i>Tableau.III.1. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir RDC9.....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau.III.2. Résultats des tests de Jaugeage.....</i>	<i>38</i>
<i>Tableau.III.3. les opérations spécial.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau.III.4. Teste jaugeage avants et après clean out</i>	<i>40</i>
<i>Tableau.III.5. Résultats des tests de Jaugeage.....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau.III.6. Les opérations spécial.....</i>	<i>45</i>
<i>Tableau.III.7. Teste jaugeage avants et après clean out</i>	<i>45</i>

Liste des abréviations

Liste des abréviations

HMD	: Le champ de Hassi-Messaoud
NaCl	: Chlorure de sodium
CaCO ₃	: Carbonate de calcium
CaSO ₄	: Sulfate de calcium
BaSO ₄	: Sulfate de baryum
HC	: hydrocarbure
HCl	: chlorhydrique
HNO ₃	: acide nitrique
H ₂ SO ₄	: acide sulfurique
K ₂ CrO ₄	: chromate de potassium
l'EDTA	: acide éthylènediaminetétraacétique
μ	: Force ionique de la solution.
C _i	: Concentration de chacun des ions
Z _i	: Valence de chacun des ions
P	: poids
p	: la prise d'essai.
n _v	: poids de la nacelle vide
n _c	: poids de la nacelle après calcination.
V	: volume
T	: température
P	: pression
M	: Molarité de l'EDTA
V ₁	: le volume d'EDTA écoulé
P _e	: Prise d'essai
D	: facteur de dilution

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

L'orientation de l'industrie pétrolière vers la prospection de nouveaux gisements pétroliers (Offshore, offshore ultra-profond, bruts lourds, gisement très enfouis) s'avère nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques croissants de l'économie mondiale. Un gisement pétrolier produit un mélange d'hydrocarbures lourds, moyens et légers sous forme liquide et gazeuse auxquels peuvent s'ajouter des constituants gazeux non hydrocarbures (tels que l'azote, H₂S), [1]

L'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits, pour continuer à l'exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée.[2]

L'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, il existe une incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement, ce qui pose énormément de problèmes tels que la formation des dépôts minéraux.[2]

Les dépôts qui se forment au cours de la production et l'expédition représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, provoquant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond Comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même.[2]

Quel' est les dépôts plus connus dans le champ HMD et comment les traite ?

L'objectif de ce travail et d'étudier ce problème rencontré dans les champs de Hassi-Massoude en présentant les mécanismes de détection et les procédés appliqués pour traiter ce problème ainsi de proposer d'autre procédés plus économiques.

Ce travail comporte trois chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous présenterons des généralités sur la zone étudiée
- Dans le deuxième chapitre, nous présentons généralité sur les dépôts
- Dans le troisième chapitre, étude de cas puits (RDC9 / MDZ625)

CHAPITRE I

Présentation de champ HMD

et

généralité sur les eaux

I.1.présentation de champ de HMD

I.1.1. Introduction :

Le gisement de HMD est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétro physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...).

Ce champ est découvert en 1956 et mis en production en 1958, le gisement de HMD continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.[2]

I.1.2. Situation géographique de HMD :

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, Il contribue plus de 50% de production en Algérie. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, se situe à environ 850 km au Sud-est d'Alger, 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et 80km à l'EST d'Ouargla. Il s'étend sur une superficie de 2500 km². Entre 31°30' et 32°00' de latitude et 5°40' et 6°20' de longitude et entre X = [790.000 - 840.000] Est, Y = [110.000 - 150.000] Nord pour les coordonnées Lambert. [1]

I.1.3. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud est limité les gisements suivants:

- ✓ Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- ✓ A l'ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar,Rhourd-El-Baguel et la dépression de Ghadames.
- ✓ Au Sud, par le haut fond d'Amgui El-biod

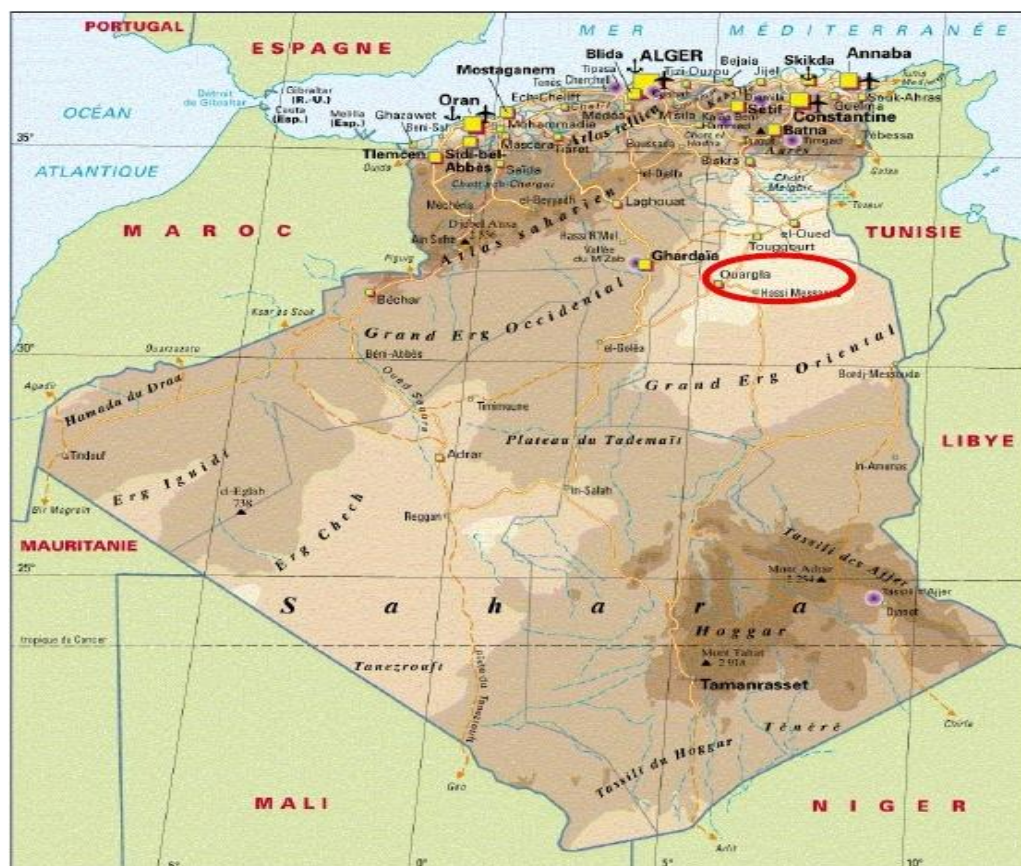


Figure.I.1. Situation géographique de champ HMD [3]

I.1.4. Géologie de réservoir

Le réservoir de Hassi-Messaoud est à 3309-3411 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés des passées de siltstones argilo-micacés.

On distingue trois litho-zones de haut vers le bas : R1 (Ri +Ra), R2 et R3

✓ *Litho-zone Ri*

Son épaisseur moyenne est de 50 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites. [1]

✓ *Litho-zone Ra*

Son épaisseur moyenne est de 120 mètres. Elle représente le réservoir principal. Ce sont des grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant

des nombreuses intercalations de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ. [3]

✓ *Litho-zone R2*

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques. [3]

✓ *Litho-zone R3*

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle repose soit sur l'infra-cambrien, soit directement sur le socle granitique, elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse. [3]

I.1.4. Zones de production à HMD :

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, les deux derniers sont subdivisés aussi en 25 zones de production en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leurs productions. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble du puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c). [3]

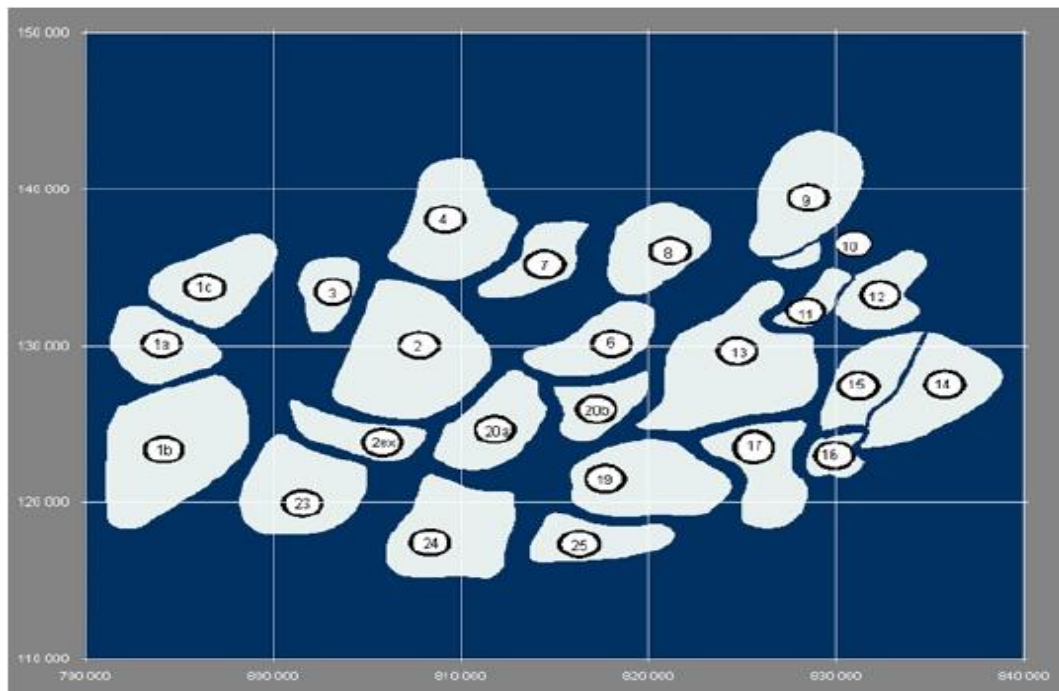


Figure.I.2. Zones de production[3]

I.1.6. Distribution des failles à HMD :

Le champ de Hassi-Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute de El Biod, Hassi-Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens limitée par des failles allant généralement dans une direction subméridienne. Les failles à Hassi-Messaoud ayant des forts rejets supérieurs à une dizaine de mètres, compatibles avec l'équidistance de 10 m utilisée pour les dessins d'isobathes. La présence d'une faille majeure Nord Est-Sud-Ouest, certainement héritée du socle qui divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental, le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction Nord Est-Sud-Ouest à Nord-Sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses Nord Ouest-Sud Est, et le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, partiellement recoupé par des profonds grabens semblant. Le flanc est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais Nord Est-Sud Ouest.

Tableau.I.1. Stratigraphie du Champ de Hassi Messaoud.[3]

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marnes, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marnes, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
		NEOCOMIEN	100	Argile, marnes, dolomie, grès		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		GRESEUX	35	Grès, argile		
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0.92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tégillites	
	GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux		
	ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes		
	ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grès et argile. Présence de tégillites		
	CAMBRIEN	R1	50	Grès isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitiques		
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges			
	S O C L E				Granite porphyroïde rose	

I.1.7. Problèmes du champ et de réservoir

Le champ de Hassi-Messaoud ne présente pas des grands problèmes on cite comme quelques exemples :

- Les dépôts organiques et les dépôts de sel. Ces dépôts entraînent par exemple la corrosion le bouchage qui minimise la production, pour traiter le problème des dépôts de sel, faire une injection d'eau douce dans le puits.
- pertes partielles ou totales dans les niveaux carbonatés du Mio-Pliocène et les calcaires dolomitiques du Sénonien, surtout au tubage et de cimentation.
- venues d'eau chlorurée calcique du LD2.
- Coincements au niveau des argiles fluides du TS2.
- Problème d'éboulement.

D'autre part, nous rencontrons quelques problèmes, notamment au niveau de la phase 6 " : enregistrés comme la suite (problème des pertes dans les zones fissurées ou très perméables les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection créent des problèmes de production ; risques de coincements par pression différentielle ; et instabilité des parois).

[3]

I.2. Généralité sur les eaux

I.2.1. Introduction

L'eau est un élément essentiel pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz. Que ce soit pour la récupération assistée du pétrole (RAP) ou pour la récupération assistée chimique, en vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. Les lignes de processus pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales. [4]

I.2.2.Eaux de gisement

Il faut savoir que la production du brut s'accompagne toujours d'une production de gaz de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins important suivant le gisement. La présence d'eau est due à des causes diverses, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables, Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. le sel prédominant est le chlorure de sodium mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates et chlorures.[4]

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production ; cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolières, soit de la roche magasin elle-même.

Il existe différents types d'eaux de gisement tels que :

- **Eaux de condensation** : qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.
- **Eaux de formation** : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominant qu'elles renferment.
- **Eaux interstitielles** : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.
- **Eaux connées** : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine cynégétique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique. [4]

I.2.3.Eaux d'injection (water flood)

C'est le procédé le plus ancien, et encore le plus employé. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production, ou précisément de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression. [4]

L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant. Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent de couches aquifères situées à faible profondeur, de l'eau de mer ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières).

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités inscrutables ($BaSO_4$) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau. [5]

➤ L'eau de lavage :

Elle est en générale injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel "chlorure de sodium" qui s'y trouvent. Certains eaux de formation peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proche de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due a la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing jusqu'au bouchage et réduction de la section du tubing qui conduit a la chute de production.

Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl en envoyant tout simplement une quantité d'eau douce. Parfois l'injection d'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum, calcium, et de strontium, et lorsqu'elles sont mise en contact

avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression qui contiennent des ions sulfatés. Il en résulte la formation des dépôts dans les installations. [6]

➤ L'eau de maintien de pression

Elle est utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement et que la récupération d'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées, si on n'a pas recours à un procédé artificiel, permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel. [6]

Tableau.I.2. Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien [6]

	ALBIEN (mg/l)	CAMBRIEN (mg/l)
(HCO3)⁻	170	0
CO₃²⁻	0	0
Cl⁻	420	210 000
(SO4)²⁻	600	0
Ca²⁺	210	36 000
Mg²⁺	70	6 500
Ba²⁺	0	800
Sr²⁺	0	970
Na⁺	250	80 000
K⁺	40	6 000
pH	7.0	3.5
Densité à 25°C	1.00	1.230
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

I.2.4. Incompatibilité des eaux d'injection et de gisement

➤ Définition

L'injection d'eau reste toutefois l'une des techniques les plus utilisées dans la récupération secondaire du pétrole, et le succès de celle-ci dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection avec eaux de gisement. Elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface. [6]

➤ **Problème d'incompatibilité des eaux**

Dans le puits, avant forage, les minéraux des eaux de formation sont dissous et en équilibre avec ceux qui constituent la roche réservoir. Ce n'est qu'au moment du forage et de l'exploitation du puits qu'ils risquent de précipiter dans le réservoir, du fait des modifications des conditions thermodynamiques (T, P et pH). [6]

➤ **Le but de l'étude de la compatibilité**

Dans le procédé de récupération secondaire de l'huile d'un gisement par injection d'eau le facteur compatibilité des eaux joue un rôle primordial. De nombreuses obstructions de conduites et de puits injecteurs et producteurs ainsi que de nombreuses détériorations par corrosion d'équipements de puits et de réseaux de collecte, ont été en effet observées au cours de l'injection d'eaux incompatibles.

Il résulte alors des efforts coûteux pour le reconditionnement des puits, les remplacements de conduites et dans le cas le plus grave, la perte des puits. [6]

CHAPITRE II

Traitement des dépôts

II. Généralité sur les dépôts

Il existe deux genres de dépôts au niveau de l'anneau d'huile:

II.1. Dépôts organiques :

Plus généralement, les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble des puits, y compris le tubing et les perforations.

- Les paraffines et cire, fractions lourdes des HC paraffinés.
- Les asphaltées et résines d'HC naphénique et aromatiques.

II.1.1. Les dépôts organiques rencontrés dans les puits pétroliers :

Parmi ces dépôts on a :

- ✚ **Les paraffines** : sont des dépôts cristallins se solidifiant jusqu'à -20°C. Ces dernières sont constituées d'hydrocarbures lourds contenant de 10 à 40 atomes de carbone
- ✚ **Les asphaltées** : sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normal et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.) Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. [10]



Figure. II.1. Schéma d'un dépôt d'asphaltènes [10]

Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.[10]

Composition élémentaire	Poids(%)
C	82 +/- 3%
H	8.1 +/- 0.7%
N	0.6 - 3.3%
S	0.3 – 10.3%
O	0.3 – 4.3%
V	1 – 1200(PPM)
NI	1 – 150(PPM)

➤ Caractérisation des asphaltènes

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est: C H NS O + métaux.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

II.1.2. Localisation des dépôts organique

Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut

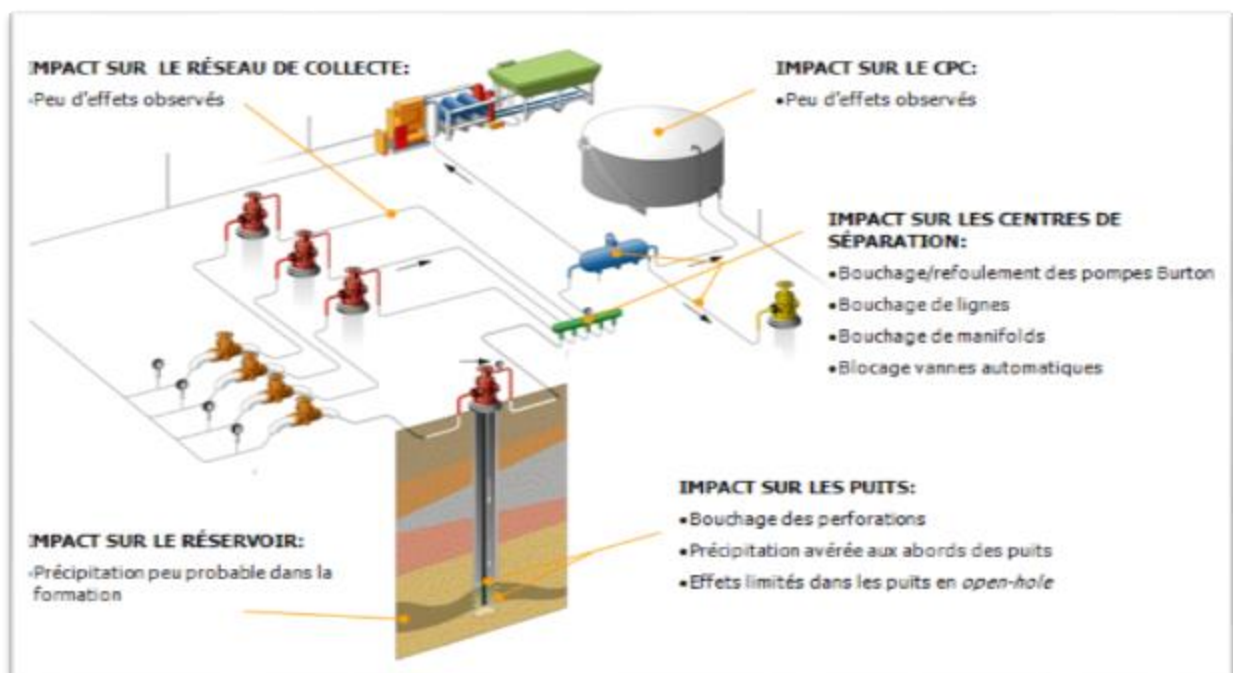


Figure.II.2. Localisation des dépôts organiques [10]

II.1.3. Conditions de floculation de dépôts organiques

Le mécanisme de floculation est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants :

- ✓ Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- ✓ Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut

Produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des Dépôts

- ✓ L'injection de CO utilisé pour améliorer la productivité
- ✓ L'eau de formation et d'injection.

II.1.4. Les problèmes de dépôts organiques

La formation de dépôt organiques constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut.

L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences. Ces problèmes de déposition se produisent non seulement pendant l'exploitation des huiles lourdes avec un contenu élevé en asphaltènes mais aussi dans le cas d'huiles pauvres en asphaltènes,

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants:

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchage des canalisations de transport.
- Bouchage de tubing la figure
- l'endommagement des équipements.



Figure.II.3. déposition Asphaltènes [7]

II.1.5. Le traitement des dépôts organiques :

Pour remédier ce problème qui provoque une perte économique très importante dans le domaine pétrolier plusieurs solutions curatives sont appliquées dans le champ pétrolier de Hassi Massaoude parmi lesquelles:

➤ Traitement mécanique par grattage

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de (Wireline) à l'aide d'un gratteur.

Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble. Le traitement se fait avec grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

- Outils wire-line standards comme: Socket, Jars, Stem and bit.
- Asphaltene et paraffin "Coupeur" ou "Couteau".
- Asphaltene et paraffin "Crochet".



Figure.II.4. Gauge Cutter (outil wire line).[7]

➤ **Traitement Chimique**

Dans cette méthode, un solvant est injecté dans le puits. Les solvants généralement utilisés sont les suivants: le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés.

✚ **Disulfure de carbone:**

Il est l'un des meilleurs solvants, mais son utilisation est dangereuse. Il est toxique, explosif avec un point d'inflammabilité de -22°F (-30°C) et de température d'auto-inflammation 212°F (100°C).

✚ **Solvants chlorés:**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.

✚ **Benzène:**

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.

✚ **Xylène et le toluène:**

Ils sont aussi des excellents solvants. Leur point de saturation est atteint rapidement, et ils ne peuvent se dissoudre plus.

✚ Reformat:

C'est le solvant le plus utilisé, il est économique pour le traitement des dépôts organique dans le champ de Hassi Massaoude , il a approuvé son efficacité sur plusieurs puits avec des bons résultats après le traitement. Mais leur utilisation est très dangereuse (Densité = 0,778 point d'inflammabilité -5°C).[11]

Tableau II.2. La composition du Reformat

Composés	Pourcentage en poids
Paraffine	42 %
Naphtène	5%
Aromatique	53%

II.2. Dépôts minéraux :

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures. [7]

II.2.1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers :

Tableau.II.3. les depots de sels aux champs petroliers

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Carbonate de fer	F _e CO ₃	Siderite
Sulfite de fer	F _e S	Trolite
Oxyde de ferreux	F _e 2O ₃	Hematite
Oxyde ferrique	F _e 3O ₄	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ . 2 H ₂ O	Gypse
Sulfate de barium	BaSO ₄	Parite
Sulfate de strontium	S _r SO ₄	Selstite

✚ Chlorure de sodium (NaCl) :

Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de Na Cl.

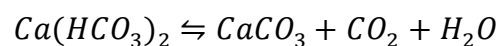
Ce sont les dépôts de sel les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts. [8]



Figure.II.5. Dépôt de Sels NaCL [8]

✚ Carbonate de calcium (CaCO₃):

La précipitation du sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, selon l'équation :



Une chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; Lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques). [8]



Figure.II.6. *Carbonate de calcium ($CaCO_3$)* [8]

✚ **Sulfate de calcium ($CaSO_4$):**

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de $CaSO_4$ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite.

Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [8]



Figure.II.7. *Sulfate de calcium ($CaSO_4$)* [8]

✚ *Sulfate de strontium ($SrSO_4$):*

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.

La précipitation de $SrSO_4$ peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de $SrSO_4$ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides. [8]



Figure.II.8. *Sulfate de strontium ($SrSO_4$)* [8]

✚ *Sulfate de baryum ($BaSO_4$):*

En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux.

Les eaux du gisement peuvent contenir des ions de baryum et être mises en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression, qui contiennent des ions de sulfates.

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts.

La solubilité du sulfate de baryum (à titre d'exemple) est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Toutefois la solubilité de $BaSO_4$ augmente avec la force ionique de l'eau.

Un excès d'ions de sulfate tend à coaguler le précipité alors qu'un excès d'ions de baryum tend à le disperser.

Le niveau de saturation est un élément important qui règle pour le sulfate de baryum la vitesse de cristallisation. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide.



Figure.II.9.Sulfate de baryum ($BaSO_4$) [8]

II.2.2. Conditions de formation des dépôts :

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. Quoi qu'il en soit, la chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux.

Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; De même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir. [9]

✚ Influence des divers paramètres :

✓ **TEMPERATURE :**

Elle a une action très importante sur la solubilité, en règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité, mais il existe des exceptions comme : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins soluble

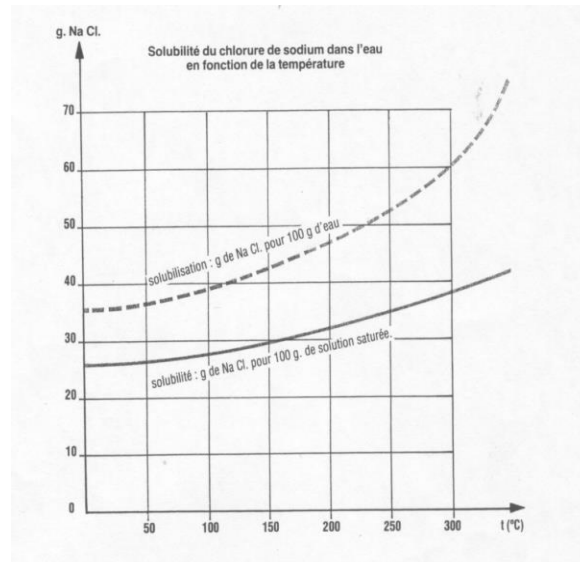


Figure.II.10. solubilité NaCl dans l'eau en fonction de T [9]

✓ **PRESSION :**

En règle générale la pression a peu d'influences sur la solubilité des sels, cependant, les variations des pressions provoquent des variations de concentration en gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

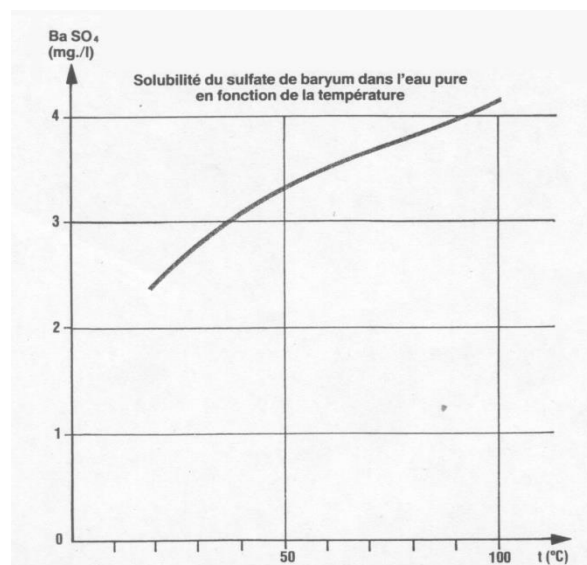


Figure.II.11. Solubilité BaSO_4 en fonction de T. [9]

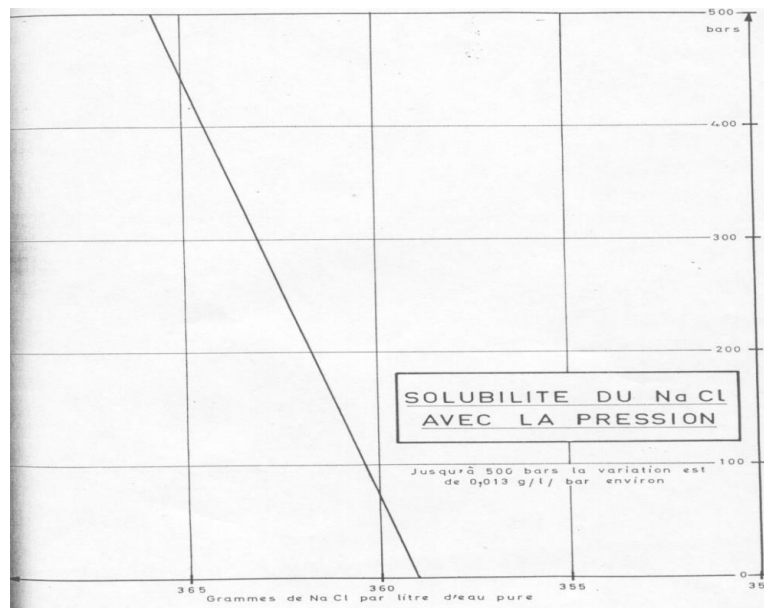


Figure.II.12. solubilité du Na Cl avec la pression [9]

✓ *SALINITE* :

Dans le cas de solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges:

$$1- \mu = \frac{1}{2} \sum C_i Z_i^2$$

μ : Force ionique de la solution.

C_i : Concentration de chacun des ions

Z_i : Valence de chacun des ions

Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux sels cohabitent ne comportent pas d'ions communs

Tableau.II.4. Constantes des produits de solubilités de quelques dépôts fréquents à HMD

Nom du dépôt	Produit ionique	Constante de Produits de solubilité à 25°C K_S
BaSO₄	$[Ba^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$1, 1.10^{-10}$
Ca SO₄	$[Ca^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$6,1.10^{-5}$
SrSO₄	$[Sr^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$2,8.10^{-7}$
Ba CO₃	$[Ba^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$8,10^{-9}$
CaCO₃	$[Ca^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$4,8.10^{-9}$
Mg CO₃	$[Mg^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$1,0.10^{-5}$

II.2.3. Localisation des dépôts minéraux

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium (le sel le plus rencontré au niveau de l'anneau d'huile), la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression. Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface....

endroits. En effet, pour qu'il y soit dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple :

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.
- Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux.
- Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille....

Il n'est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

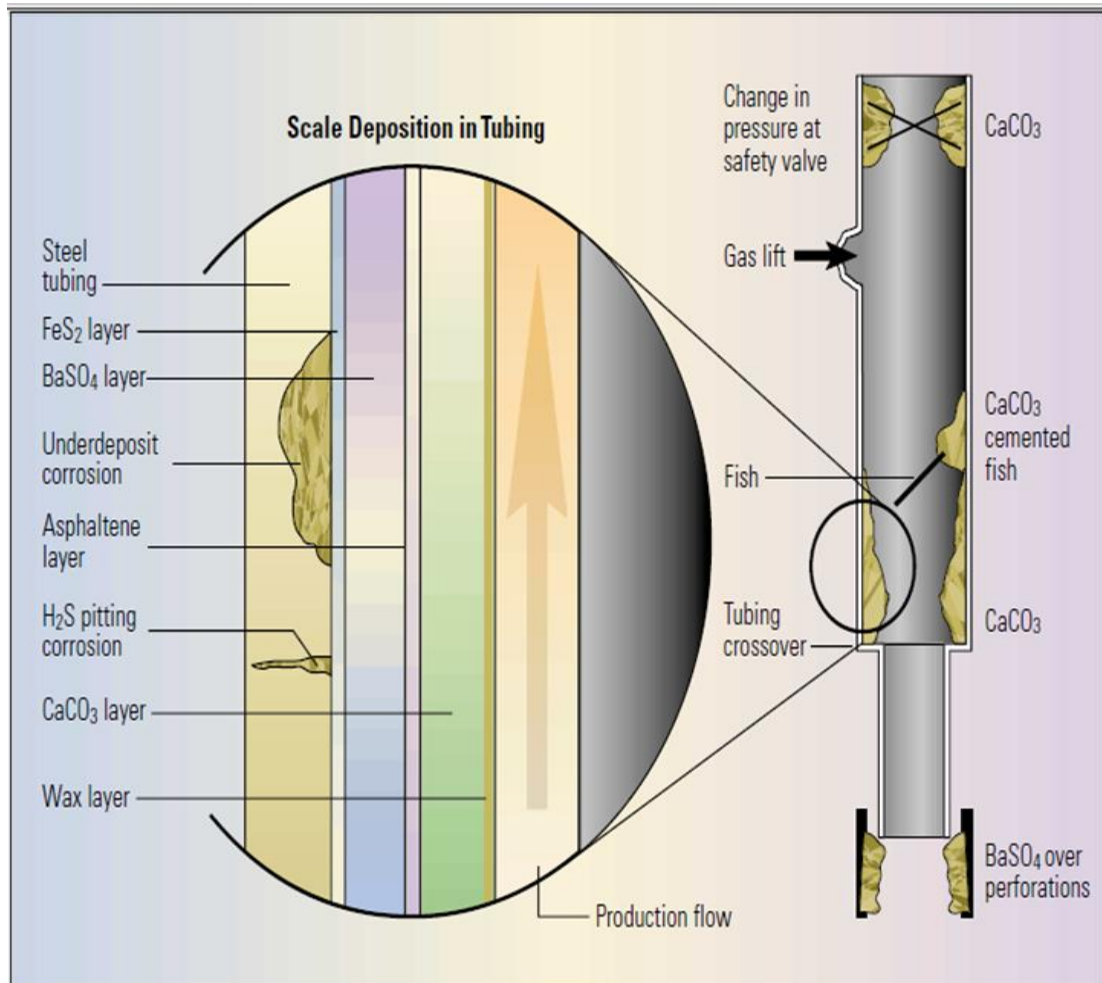


Figure.II.12.Localisation des dépôts

II.2.4. Détection et suivi des dépôts :

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la duse).
- ✓ Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.

- ✓ L'état des duses (éventuellement).

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

II.2.5. Moyens de destruction et de prévention:

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans de l'eau externe.

Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont :

✚ *Le travail au câble (wire-line):*

C'est la méthode qui met en œuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides. Le matériel de travail au câble utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond.

✚ *Coiled tubing:*

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits.

Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans le tubing. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon de sel.



Figure.II.13. opération de coiled tubing

✚ Les lavages à l'eau douce:

Ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif):

- ***Le lavage périodique:***

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits.

Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillent la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés. Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégorgeant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau.

- ***L'injection continue:***

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement.

Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

✚ Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'i y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

Remarque : Cette opération comporte le risque de noyage du puits c'est pourquoi elle est à éviter.

✚ Traitement par inhibiteurs

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléi par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface. (Figure.II.14. (a))
- Ralentissement /Blocage de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. (Figure.II.14. (b)).[12]

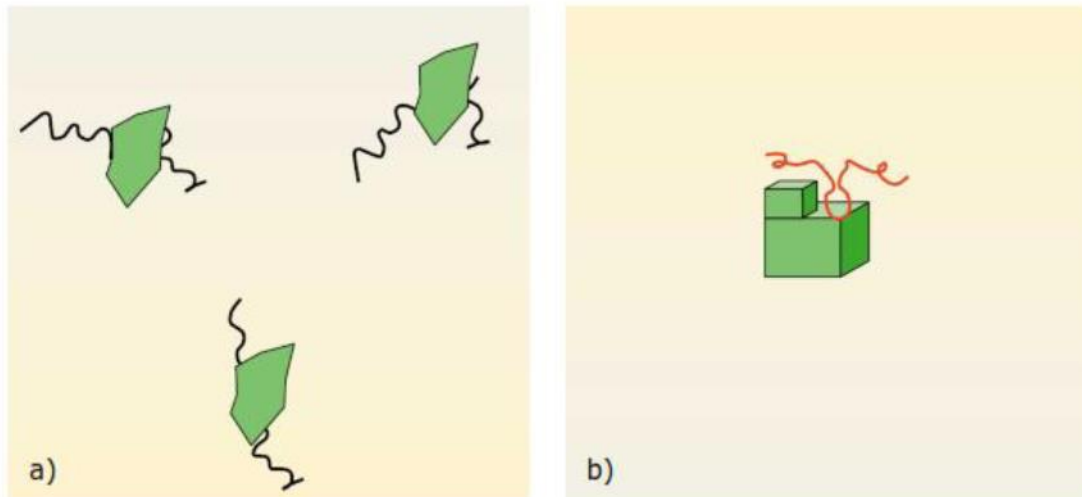


Figure.II.14. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

CHAPITRE III

Etude

de cas

(puits RDC9/MDZ625)

III.1. Introduction :

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 2 puits, à savoir: RDC9, OMZ625. On a commencé par l'étude de laboratoire pour déterminer la nature de dépôts précipité dans le puits et l'équipement L'intervention dans les puits est périodique on a fait sélectionné la fréquence de nettoyage de chaque puits.

Pour chaque puits on a étudié:

- Généralité sur Le puits
 - ✓ Historique
 - ✓ Informations Générales
- Problème de puits
 - ✓ Type d'endommagement
 - ✓ Identifier le problème du puits
 - ✓ Résultat de test de jaugeage
 - ✓ Les Dernières opérations
- Le traitement de puits
 - ✓ Opération spécial
 - ✓ Une comparaison
 - ✓ Impact de dépôt sur la production

III.2.Méthodes d'analyses et matériels utilisés

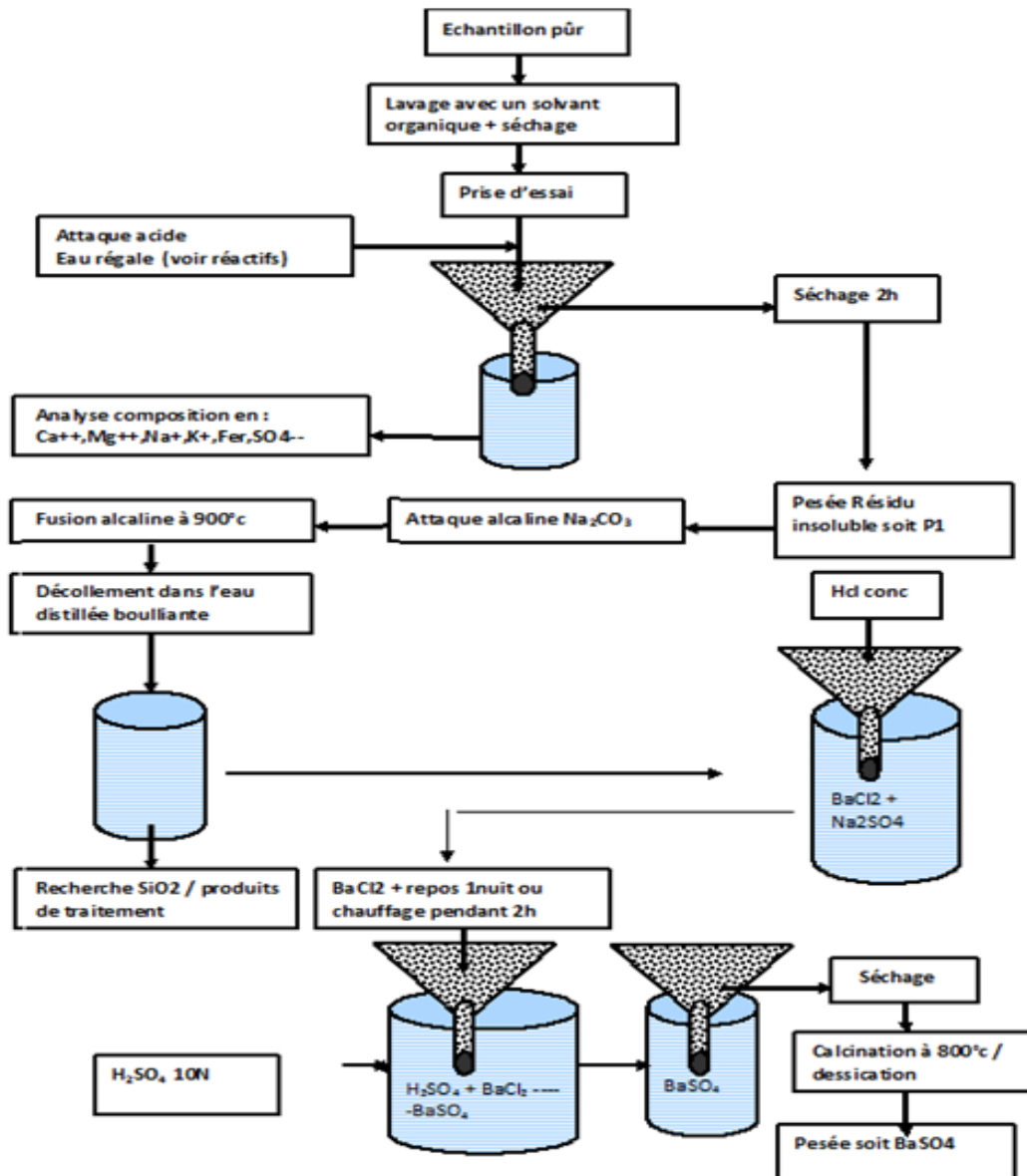


Figure.III.1. Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt

III.2.1. Analyse de dépôt :**➤ Attaque acide**

- Laver, Sécher et broyer l'échantillon,
- Prélever 1g de l'échantillon dans 60 ml d'eau régale (40 ml de HCl + 20 ml de HNO₃) évaporer complètement la solution
- Ajouter 20 ml de HCl et évaporer à sec, puis 10 ml d'eau distillée laisser bouillir pendant 1mn, répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau bouillir pendant 10mn et enfin 100ml d'eau distillée et une ébullition de 15mn, puis filtrer.
- Après filtration le précipité est gardé et le filtrat est ramené à un volume de 250 ml, pour doser le calcium, le magnésium, le fer, les sulfates, les phosphates, les sulfures, le sodium ...etc.

➤ ATTAQUE ALCALINE

- Le résidu insoluble, est calciné au four à moufle à 800°C dans un creuset en platine.
- Peser le con
- Tenu du creuset
- Ajouter 5 à 6 g de carbonate de sodium. Faire la fusion au moufle à 900°C pendant 30'. Retirer le Creus et laisser refroidir au dessiccateur.
- Faire bouillir environ 200 cc d'eau distillée dans un bécher.
- Introduire le creuset dans le bécher et laisser bouillir jusqu' à ce qu'il se décolle.
- Après filtration (le filtrat contient de la silice et du sulfate de sodium et le filtre le carbonate de baryum), dissoudre le contenu du filtre avec HCl conc, un bécher de 250 ml. Etendre avec un d'eau distillée et faire bouillir.
- Après ébullition ajouter H₂SO₄ 10 N. Un précipité blanc se forme nous indiquant la présence de sulfate de baryum. Laisser reposer une nuit ensuite filtrer, laver, sécher, et calciner au four à 800°C.

Soit P₂ le poids du précipité obtenu :

$$2- \text{BaSO}_4 = P_2 \cdot 100$$

$$3- \text{Si SO}_2 = (P_1 - P_2) \cdot 100$$

➤ MATIERES ORGANIQUES

L'échantillon séché dans l'étuve à une température de 150° à 200° pendant environ 2 heures est broyé dans un mortier en porcelaine.

On prélève 5g dans nacelle en porcelaine préalablement séchée et pesée à l'aide d'une balance analytique.

Le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à 800° pendant 1 heure, on refroidit la nacelle dans un dessiccateur puis on la pèse.

Soit :

p : la prise d'essai.

nv : poids de la nacelle vide

nc : poids de la nacelle après calcination.

Le pourcentage en matières organiques est :

$$4-M.org = (p-(nc-nv)) .100/p$$



Figure.III.2. Four à moufle

➤ *Teneur Na cl*

- Peser 1g de l'échantillon (séché et broyé)
- Dissoudre dans un volume d'eau avec chauffage
- Filtrer la solution puis compléter à 100 ml d'eau distillée
- Prélever 5ml et doser par $AgNO_3$ (0.1 N ou 0.01 N) en présence d'indicateur K_2CrO_4 .
Soit v le volume dépenser d' $AgNO_3$.

$$5-Na cl = 58,45.N.V.10/5$$

➤ *Dosage Du Calcium*

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon
- Ajouter 5ml de NaOH 1N (ph = 13) + murexide, la solution devient rose
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet, soit V1 le volume versé.

$$6-[Ca^{++}] = 40.08 . M .1000. V_1. D/Pe$$

40.08 g : Masse molaire du calcium

M : Molarité de l'EDTA

V₁ : le volume d'EDTA écoulé

P_e : Prise d'essai

D : facteur de dilution

[Ca⁺⁺]=est exprimée en mg/l

➤ **DOSAGE DU MAGNESIUM**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon
- Ajouter 5ml de tampon ammoniacal (ph=10) + noir euriochrome T, la solution devient rouge-vin
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé.

$$7 \cdot [\text{Mg}^{++}] = 24.3 \cdot M \cdot 1000 \cdot (V_2 - V_1) \cdot D / P_e$$

24.3 : masse molaire de du Magnésium

M : Molarité d'EDTA

V : volume d'EDTA écoulé

P_e : prise d'essai (20ml)

D : Facteur de dilution

[Mg⁺⁺] est exprimée en mg/l

➤ **Dosage du fer total**

Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence

- Ajouter 2 gouttes d'HClconc à l'échantillon
- Etendre avec de l'eau distillée puis ajouter 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium
- K₄Fe (CN)₆, la couleur bleue indique la présence du fer.
- Prélève 25ml du filtrat dans un bécèrde 250ml
- Oxyde le milieu avec HNO₃ à chaud
- Laisser refroidir, on élève le ph avec NaOH puis on rajoute l'acide acétique dilué et d'acétate de sodium pour amener le pH entre 3 et 3.5



Figure.III.3. pH mètre

- Ajouter ensuite 5ml d'indicateur (Acide sulfasolycylique)
- Titrer par l'EDTA 0.1M ou 0.01M selon la concentration du fer jusqu'à virage pourpre au jaunâtre.

$$[\text{Fer}] = M \cdot V \cdot 55.85 \cdot 1000.D/\text{Pe}$$

55.85 g : Masse molaire du fer

V : le volume d'EDTA versé

Pe : Prise d'essai

D : Facteur de dilution

[Fer] est exprimée en mg/l

III.2.2. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté :

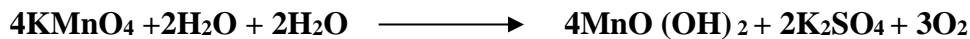
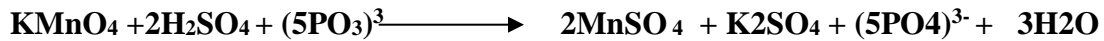
❖ *Principe du dosage*

L'anti-dépôt utilisé est à base de phosphorâtes donc la méthode est basée sur l'oxydation des phosphorâtes $(\text{PO}_3)^{3-}$ en phosphates $(\text{PO}_4)^{3-}$ en utilisant le molybdate d'ammonium $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ en présence de l'antimoine tartrate de potassium $\text{KSb}_5\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6$) un complexe bleu apparait qui est absorbé dans un spectrophotomètre à une longueur d'onde de 640nm.

❖ *Mode opératoire*

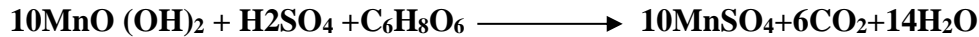
Oxydation des phosphorâtes :

Dans un bécher ajouter à la prise d'essai 3ml de H_2SO_4 10N et 1ml de KMnO_4 0.2N compléter à 50ml avec l'eau distillée et chauffer la solution Jusqu'à' apparition d'un précipite' brun.

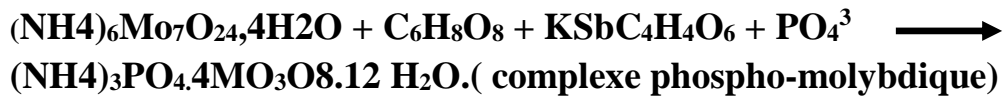


✓ *Décoloration de la solution*

Le précipité brun gêne la suite de l'analyse il sera décoloré par quelques gouttes d'acide ascorbique $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$ A 4%



Transvaser la solution dans une fiole jaugée de 50ml, ajouter 5ml de molybdate d'ammonium à 2% et 4ml de la solution réductrice (50% d'Antimoine tartrate de potassium et 50% d'acide ascorbique); on obtient un complexe bleu.



Laisser reposer une demi-heure et passer au photo colorimètre (longueur d'onde = 650



nm) on relève le zéro avec l'eau distillée puis on relève la valeur de l'absorbance de l'échantillon puis la concentration

Figure.III.4. Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectro-photomètre UV-Visible

III.3.Puits RDC9

III.3.1.Généralité sur Le puits RDC 9 :

➤ *Historique :*

RDC9 est un puits vertical ; producteur d’huile, foré le 01/10/ 2008. Le puits est complété avec liner cimenté de 4.5’’.

Tableau III.1. Informations Générales

Puits : RDC9
Zone : HZP
Date Forage : 01/10/2008
X : 853642.0136 Y : 180608.1454
Z Sol : 126.23 (m) Z Table : 137 (m) FOND : 3913 (m)
Appareil : TP202
Situation : PRODUCTEUR HUILE
Etat : Ouvert
Manifold : EPF-RDC Sous/Manifold : OMP57

➤ **Caractéristiques pétrophysiques des différents drains :**

Tableau.III.2. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir RDC9

D E C O U P A G E			INTERPRETATION-ELAN			
Drain	Toit----mur (m)	Epaisseur (m)	EPAI-EF	phie(%)	Sw (%)	VCL (%)
T1.Gres	3628-3655	27	/	11	19	10
Gres RDC	3736-3744	08	/	09	15	11
Q. Hamra	3744-3751	07	/			
G.E.A	3751-3775	24	/			

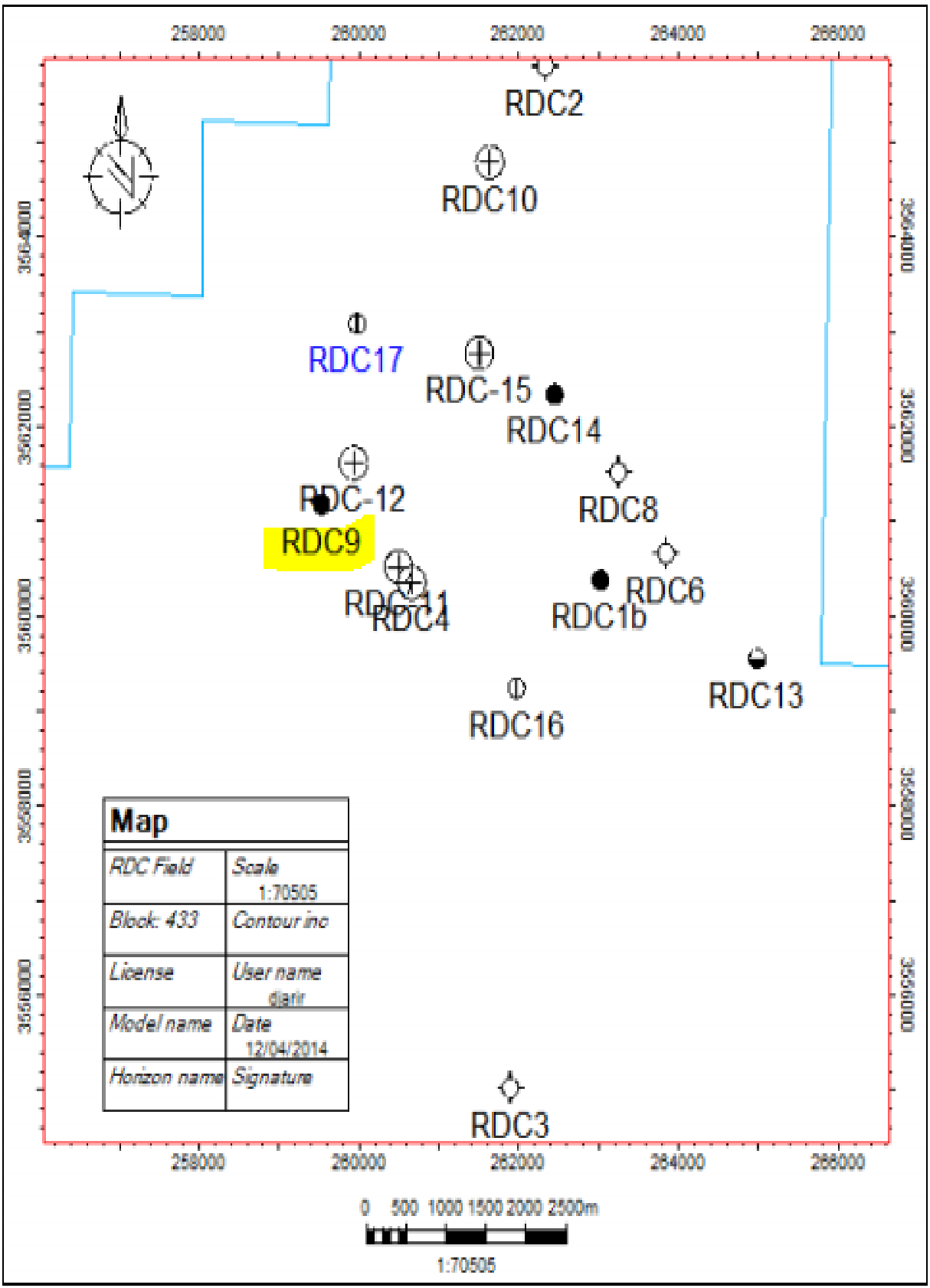


Figure.III.5. Localisation de puits RDC9



Figure III.6. Cahier de courbe 2017

Interprétation de cahier de courbe :

- teste jaugeage
- Changement de T en fonction de temps
- Changement de P_{pipe} en fonction de temps
- Changement de P_{tete} en fonction de temps
- Bouchon d'eau
- Diametre de duse en fonction de temps

III.3.2. Problème de Le puits RDC 9 :

➤ *Type d'endommagement :*

L'endommagement est peut être dû aux Dépôts asphalténés.

➤ *Identifier le problème du puits :*

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème ses conséquences sur la production ;

- ✓ Test de jaugeage
- ✓ Test de puits

🚦 *Résultat de test de jaugeage*

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau.

Tableau.III.3. Résultats des tests de Jaugeage

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m3/h)	GOR (sm3/sm3)	Pression (Kg/cm2)			T huile (°c)
				tête	Pipe		
12/02/2017	09	3.98	167.82	30.5	12		20
18/03/2017	09	5.54	137.73	42.5	12.5		27
30/04/2017	09	4.95	224.33	40	13		26
05/06/2017	09	3.57	207.42	31	12.5		25
15/07/2017	09	8.83	208.05	72	15		35
16/08/2017	09	8.62	204.59	70	10		37
01/10/2017	09	8.28	132.96	68.5	8.5		30
26/11/2017	09	8.78	182.95	65	8		18
20/01/2018	09	7.61	219.96	63.5	9		13
02/03/2018	09	7.54	182.65	63.2	9.5		23
22/03/2018	09	7.4	203.81	61.5	9		11

D’après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- ✓ Dans les 4 premiers tests de jaugeage on remarque que le débit de production est faible (3.98 , **5.54** , **4.95** , 3.57), ce qui montre l’intensité de ce problème .
- ✓ La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

 *Les Dernières opérations :*

Puits : RDC9		
Date debut	Date fin	Type opération
08/10/2008	08/10/2008	DIAGRAPHIE
09/07/2017	09/07/2017	OPERATION_SPECIALE
24/04/2018	24/04/2018	WIRELINE

III.3.3.Le traitement de Le puits RDC 9 :

➤ *Le traitement recommandé :*

Afin de maintenir la productivité de puits RDC9 et enlever le dépôt organique dans le tube qui restreint le passage de l’effluent, l’intervention suivant est recommandée:

- ❖ Effectuer le traitement de la matrice en utilisant reformat pur (SQUEEZE REFORMAT) et laisser le puits fermé toute la nuit pour réaction.
- ❖ Evacuer le tout sur torche le lendemain (kick-off).
- ❖ Une fracturation hydraulique doit être effectuée.
- ❖ Après 2 ou 3 jours (POST FRAC CLEAN OUT) doit être effectué.
- ❖ Mettre le puits en production et suivre par un jaugeage d’évaluation.

➤ *Opération spécial*

Tableau.III.4.les opérations spécial

Opération spécial	Date	Heure	
		de	au
reformat pur	15/06/2017	06:00	16:30
Une fracturation hydraulique	07/07/2017	08:50	14:08
POST FRAC CLEAN OUT	09/07/2017	07:30	17:00

➤ *UN comparison:*➤ **Tableau.III.5.** *teste jaugeage avants et après clean out*

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m3/h)	GOR (sm3/sm3)	Pression (Kg/cm2)		T huile (°c)
				tête	Pipe	
Avants les operation special (05/06/2017)	09	3.57	207.42	31	12.5	25
Après les operation special (15/07/2017)	09	8.83	208.05	72	15	35

D'après les résultats de Jaugeage (avants et après les opérations spécial), On peut mentionner les interprétations suivantes :

- ✓ Une augmentation importante de débit de production (de **3.57** m3/h vers **8.83** m3/h)
- ✓ Une augmentation importante de pression de tête (de **31** Kg/cm2 vers **72** Kg/cm2)
- ✓ Le gain de production 5.26m³/h

➤ *Opération wire line (contrôle grattage) :*

Enfin et comme une procédure préventive un wire line (contrôle grattage) a été effectuée chaque semaine :

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
23/04/2018	23/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
19/04/2018	19/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
15/04/2018	15/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
12/04/2018	12/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
09/04/2018	09/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
06/04/2018	06/04/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
03/04/2018	03/04/2018	WIRELINE	Grattage Controle
30/03/2018	30/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
26/03/2018	26/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
23/03/2018	23/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
19/03/2018	19/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
16/03/2018	16/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
13/03/2018	13/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle

09/03/2018	09/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
05/03/2018	05/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
01/03/2018	01/03/2018	WIRELINE	Grattage Controle
26/02/2018	26/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
23/02/2018	23/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
19/02/2018	19/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
15/02/2018	15/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
12/02/2018	12/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
07/02/2018	07/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
03/02/2018	03/02/2018	WIRELINE	Grattage Controle
30/01/2018	30/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
28/01/2018	28/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
24/01/2018	24/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
19/01/2018	19/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
15/01/2018	15/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
11/01/2018	11/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
08/01/2018	08/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
02/01/2018	02/01/2018	WIRELI	

III.4.Puits MDZ625

III.4.1.Généralité sur Le puits MDZ625 :

➤ *Historique :*

MDZ625 est un puits horizontal; producteur d'huile, foré le 23/02/2010. Le puits est complété avec liner cimenté de 4''1/2.

Tableau III.6 :Informations Générales :

Puits : MDZ625
Zone : HZS
Date Forage : 23/02/2010
X : 800095.1372 Y : 125434.2056
Z Sol : 139.14 (m) Z Table : 148 (m) FOND : 3877.7 (m)
Appareil : ENF29
Situation : GAZ LIFT
Etat : Ouvert
Manifold : W1C Sous/Manifold : W1D

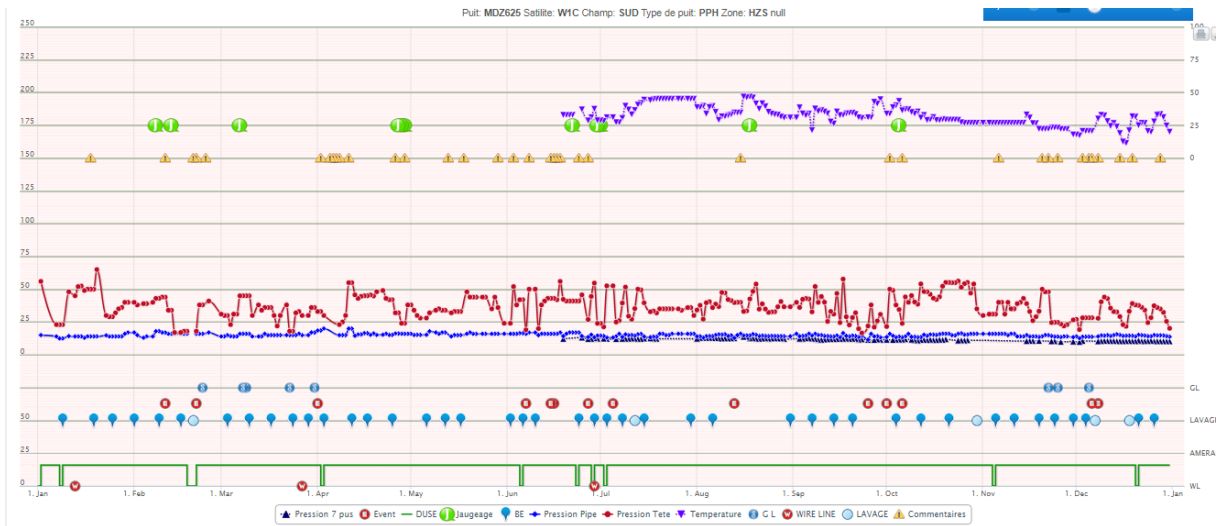


Figure.III.7. Cahier de courbe MDZ625

III.4.2. Problème de Le puits MDZ625 :

➤ **Type d'endommagement :**

. Le puits MDZ625 est connu par les problèmes des asphaltènes de sels Na Cl et des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes des bouchages fréquent du tubing qui a engendré une chute de la production du puits.

➤ **Identifier le problème du puits :**

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème ses conséquences sur la production ;

- ✓ Test de jaugeage
- ✓ Test de puits

🚦 **Résultat de test de jaugeage**

Le but principal de ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permet d'obtenir d'autre paramètres caractérisant de brut tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau.

Tableau.III.7. Résultats des tests de Jaugeage

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m3/h)	GOR (sm3/sm3)	Pression (Kg/cm2)		T huile (°c)
				tête	Pipe	
21/10/2014 avants le problème	16	7.16	936	56	17.5	21
08/02/2015 après le problème	16	3.6	1339	43	18	7

D'après les résultats de Jaugeage, On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Dans le premier test de jaugeage on remarque que le débit de production est élevé (**7.16 m³/h**), mais après le problème le débit est chuté jusqu'à (**3.6 m³/h**).
- En **30/03/2017** le débit atteindrent une valeur minimale (**0.48 m³/h**) ce qui montre l'intensité de ce problème.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

➤ *Les Dernières opérations :*

Puits : MDZ625		
Date debut	Date fin	Type opération
04/02/2010	Null	COMPLETION
16/02/2010	16/02/2010	DIAGRAPHIE
16/11/2013	04/12/2013	SNUBBING
05/09/2017	05/09/2017	WIRELIN
21/03/2018	21/03/2018	OPERATION_SPECIALE

III.4.3. Le traitement de Le puits MDZ625 :

➤ *Opération spécial*

Tableau.III.7. les opérations spécial

Opération spécial	Date	Heure	
		de	au
Tube clean (reformat traitement)	16/06/2015	06:00	16:30
Horizontal clean out	10/07/2016	08:50	14:08
clean out	26/06/2017	07:30	17:00

➤ UN comparison:

Tableau.III.8. teste jaugeage avants et après clean out

Date de mesure	D duse (mm)	Q Huile (m3/h)	GOR (sm3/sm3)	Pression (Kg/cm2)		T huile (°c)
				tête	Pipe	
Avants une operation special (30/03/2017)	16	0.48	3135	17	14	25
Après une operation special (20/04/2017)	16	3.39	655	29	15.5	28

D’après les résultats de Jaugeage (avants et après clean out), On peut mentionner les interprétations suivantes :

- Une augmentation importante de débit de production (de 0.48 m3/h vers 3.39 m3/h)
- Une augmentation importante de pression de tête (de 17 Kg/cm2 vers 29 Kg/cm2)

III.4.4. Impact de dépôt sur la production :

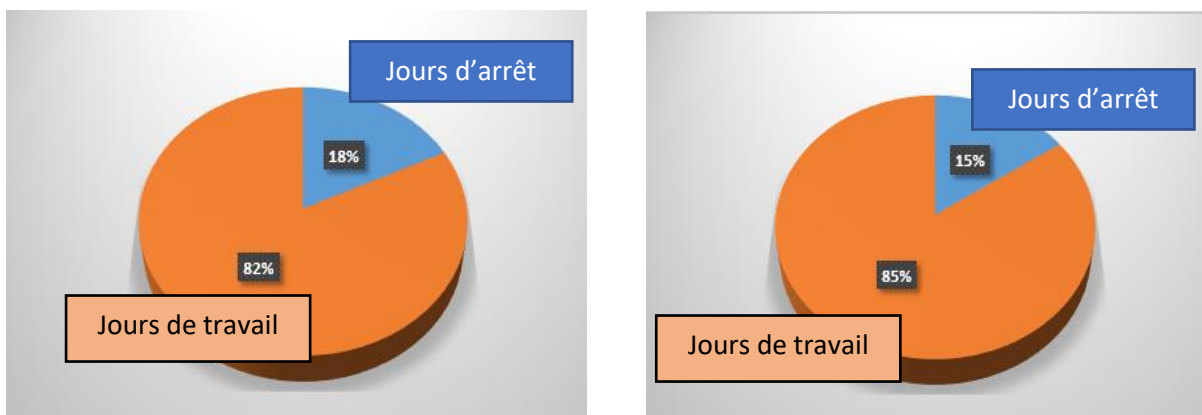


Figure.III.10. Jours de production et d’arrêt du puits année 2017

✚ Les conséquences de ce problème sont les suivantes :

- ✓ Baisse du débit de production moyen de 7.16 à 3.6 m³/h
- ✓ Perte de production d’au moins 45000 m³ (minimum 50 million \$ avec un débit moyen de 4.5 m3/h et un prix de baril de 46 \$)
- ✓ Augmentation de la fréquence d’intervention sur le puits et des arrêts
- ✓ Coincement des outils Wire Line à l’intérieur du puits
- ✓ Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Bild Up.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion et recommandation

Conclusion

La formation des dépôts (minéraux et organique) constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le colmatage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de Des dépôts, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant Adéquate pour le traitement. Après avoir testé la solubilité des dépôts, dans différents Solvants.

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire Une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres thermodynamiques (la pression et la température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

D'après cette étude, on constate qu'il existe plusieurs solutions contre les dépôts tell que les solvants que sont la méthode la plus utile.

Dans le cas de puits MDZ625 on remarque que le débit de production en 21/10/2014 été 7.16 m³/h mais après la formation de dépôts, le débit atteindre une valeur minimale 0.48m³/h en 30/03/2017 et après les opérations spéciales Clean Out en 26/06/2017 on remarque que le débit atteindre une valeur acceptable

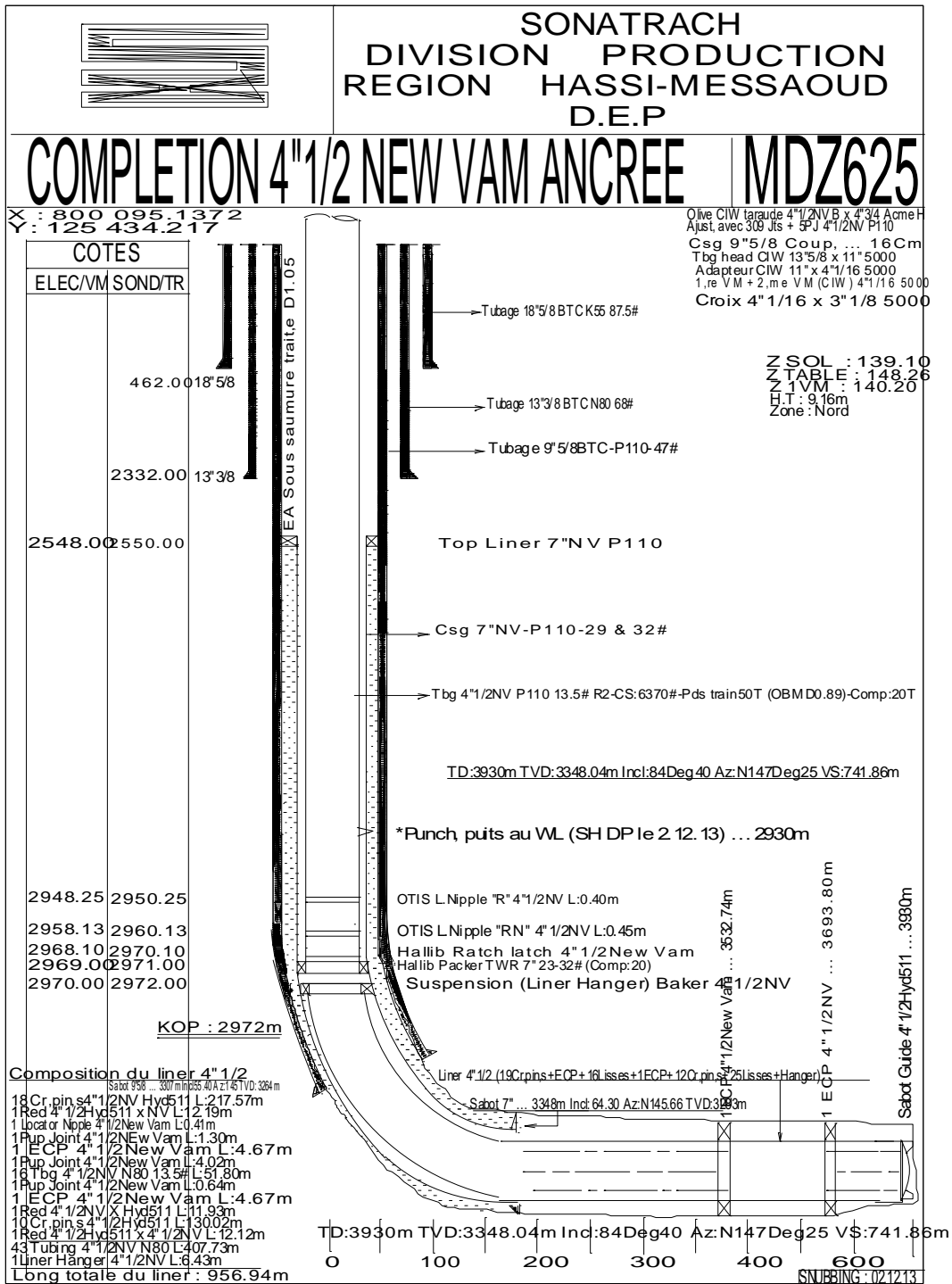
Recommandation

- Utilisation de matériels plus efficace (débitmètres, pompes....etc.)
- Contrôle fréquent des pompes BSB.
- Réaliser des opérations de nettoyage par reformat chaque trois mois pour réduire le risque de formation des dépôts organiques.
- Plus de coordination entre les services impliqués afin de maitriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau

ANNEXE

ANNEXE

Profile de puits MDZ625



ANNEXE

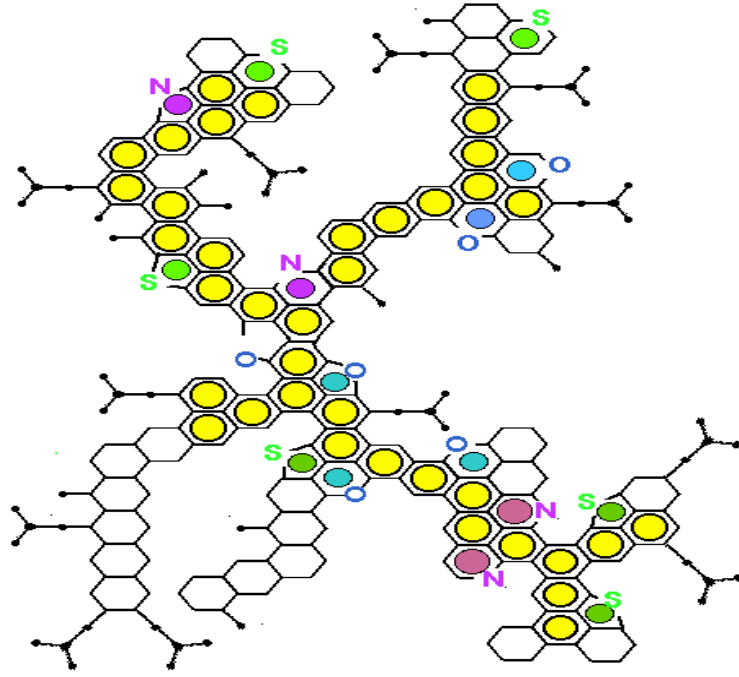
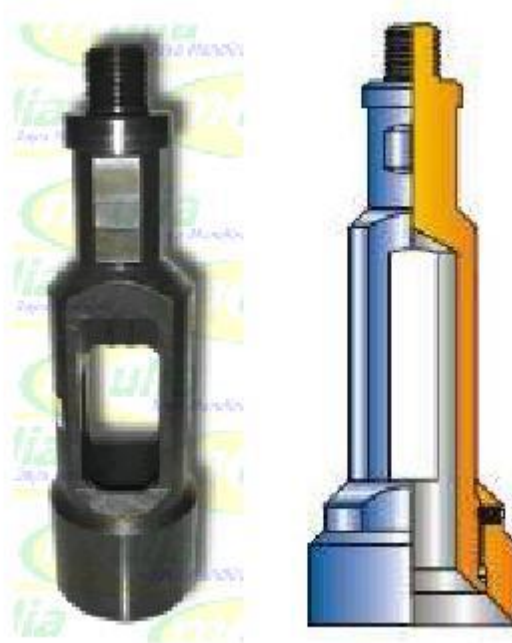


Schéma d'une composition d'asphaltènes (source IFP Energies Nouvelles).

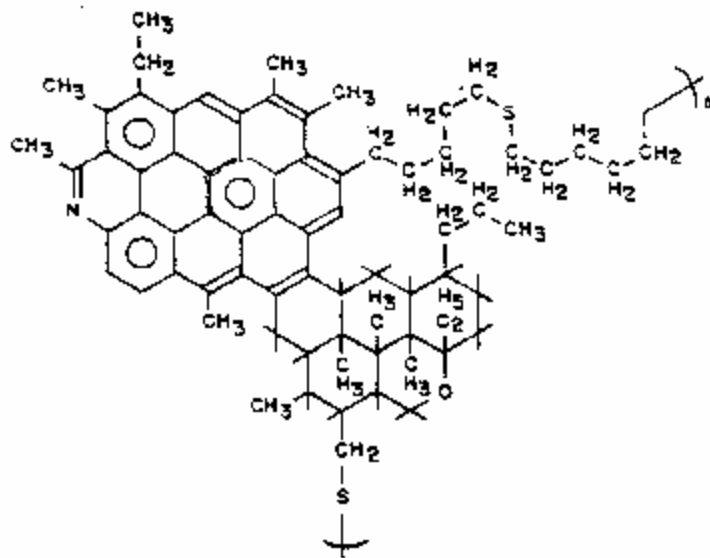


déposition Asphaltènes (source:2007 Petroskills LLC. All Rights Reserved)

ANNEXE



Gauge Cutter (outil wire line).

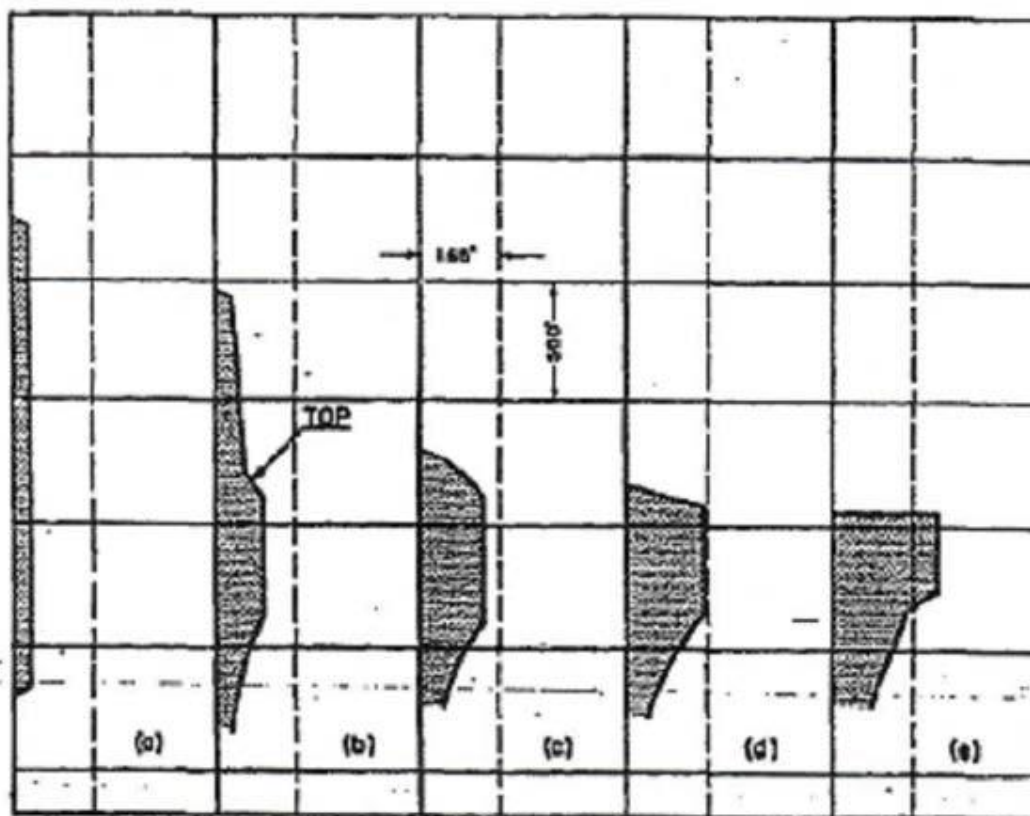


Feuillet aromatique

ANNEXE

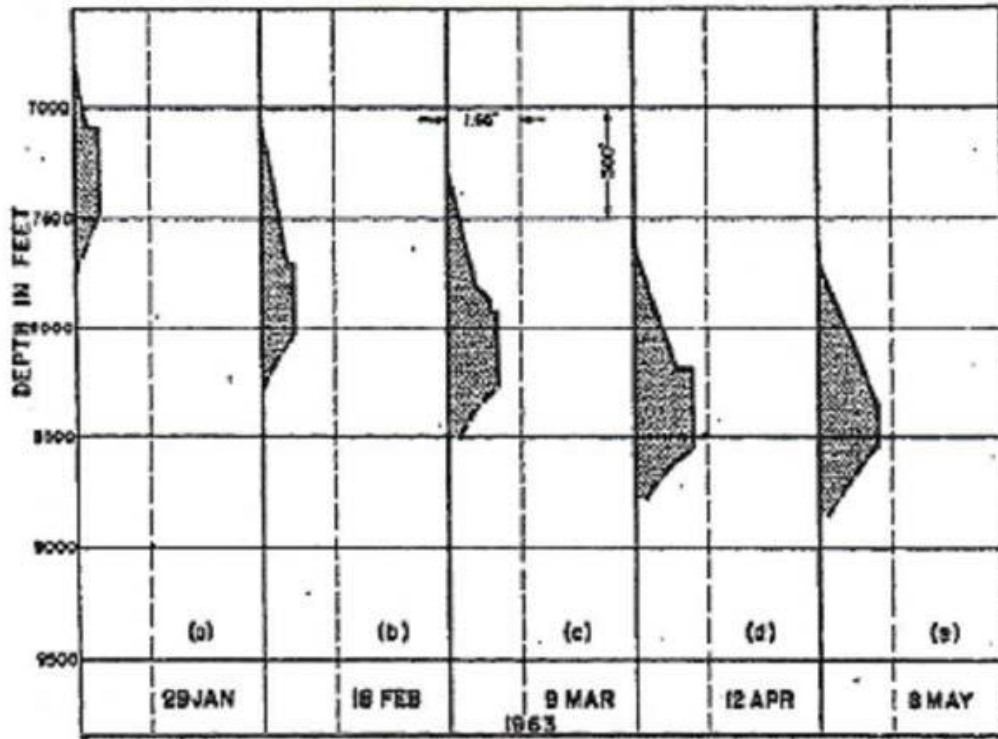


- Variation de la texture du dépôt d'asphaltène en fonction des conditions
- a) : Dépôt induit par le n-pentane ; b) : Dépôt induit par le CO₂ ; c) : Dépôt induit par la pression.



Evolution de la forme du dépôt en fonction de la profondeur.

ANNEXE



Evolution du dépôt en fonction du temps

Bibliographiques

Bibliographique

- [1] mémoire de « **Hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffines dans les conduites pétrolières 2008** » de Amine Benallal
- [2] mémoire de IAP SONATRACH « **l'impact de dépôt sure la production de pétrole 2015** »
- [03] M.Moussawi, S.Bralla, «**Géologique de champ Hassi Messaoud,SH/DG**», Hassi Messaoud, (1993).
- [04]. J-F.Granier, propriété des fluides de gisement, tome 2, 1998
- [05] Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, février 1965 N°7
- [06] division production chimique pétroliers industrie pétrolières, CATALOGUE CECA
- [07] Documents internet..
- [08] optimisation des puits sales non eruptifs « choix d'une completion adequate (22/06/2013)
- [09] Traitement des dépôts, Edition Technip..
- [10] M. Boukherissa ; «Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action», Thèse de doctorat de l'Université Paul Verlaine - Metz, Novembre2008
- [11] IFP Training «formation damage prevention through organic deposit control in hassi messaoud oil field »,
- [12] Choix d'un anti-dépôt de sulfate de baryum pour le complexe industriel nord CINA. Mémoire INCH 2006.
-

Bibliographie

Résumé

Résumé

Dans le domaine d'industrie pétrolière on rencontre plusieurs problèmes tel que la perte partielle ou totale de production, venu d'eau, problème d'éboulement, les dépôts organiques et les dépôts minéraux.

Les dépôts (minéraux ou organique) qui se forment au cours de l'exploitation et représentent une véritable calamité, parce qu'il est influé gravement sur la production et le transport de fluides pétrolifères aussi en plus de l'endommagement de la formation un bouchage dans la colonne production et l'installation de surface.

L'historique du puits, les paramètres thermodynamiques qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés permettent de bien comprendre et déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, ainsi que la formulation du solvant adéquate pour le traitement.

Mots clés : Production, floculation, dépôts organiques, solvant, traitement.

ملخص

في مجال الصناعة البترولية هناك العديد من المشاكل مثل فقدان الإنتاج الجزئي أو الكلي ، المياه القادمة ، مشكلة الانهيارات الأرضية ، الترسبات العضوية والترسبات المعدنية
الودائع (المعدنية أو العضوية) التي تتشكل خلال العملية وتمثل كارثة حقيقية ، لأنها تؤثر بشكل خطير على إنتاج ونقل
سوائل النفط أيضا بالإضافة إلى الضرر الناتج عن تكوين سداة في عمود الإنتاج وتركيب السطح
إن تاريخ البئر ، العوامل الحرارية التي تبرز الترسبات ، بالإضافة إلى تحليل عينات السوائل والترسبات المختلفة
المستعادة تجعل من الممكن فهم وتحديد طبيعة الضرر ومكانه ووسائل معالجته ، وكذلك صياغة المذيب المناسب للمعالجة
الكلمات المفتاحية: إنتاج. تشكل. ترسبات عضوية ,مذيب.معالجة

Résumé
