

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 des Hydrocarbures

Présenté Par :

BOUTELLI Asma, MESSAOUDI Hadjer

-THÈME-

Optimisation du système de dessalage d'un puits
en modélisant les conditions de dépôt de sel, en
utilisant les données de jaugeages et les contrôles
Wire Line

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

Jury:

Président : KHABEZ Mohamed.

Examineur: CHABOUTT Mohamed Sedik.

Encadreur : BRAHMIA Nabil

2016/2017

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions Dieu tout puissant, le créateur qui nous a facilité le chemin, et nous a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail pour la deuxième fois
louange à DIEU

Nous remercions vivement les membres de jury qui nous honorent en jugeant notre mémoire de Master.

*Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre encadreur **Mr Brahmia Nabil**, pour son grand soutien au travail.*

*Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Haoud Berkaoui, et en particulier **Mr Taha Bounini** qui nous a encadré, aidé et orienté, au cours de notre stage.*

Avec une grande gratitude aux professeurs qui nous ont enseignés durant toute la période de notre étude à l'université d'Ouargla.

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie ; ma mère

A mon cher père

A mes frères : Zouhir, Ashraf, Abed al Aziz, Omar, Ibrahim, Mostafa

A ma sœur : Cherifa

A ma chère amie Boutelli Asma

A mon oncle Boutelli Mohamed cheikh

A toute ma famille: oncles, tantes, cousins et cousines

Je dédie également ce travail aux familles Ouannas et Messaoudi

Et sans oublier tous Mes amis avec lesquelles j'ai partagé de ma vie d'études et à tous ceux et toutes celles que connaient.

Hadjer

Dédicace

Au tout puissant ALLAH le clément.

A ma mère. Les mots me manquent pour vous qualifier, tout ce que j'aurais à dire ne saurait, exprimer à fond tout le sacrifice et l'endurance que vous avez dû subir pour nous élever. Je vous demande pardon et vos bénédictions nuits et jours. Je ne saurais jamais vous remercier assez.

A mon très cher père que m'a aussi été d'une aide morale et matérielle, Vous avez fait d'énormes Sacrifices pour vos enfants et vous n'avez jamais cessé de nous prodiguer des conseils pour le droit chemin.

A mes frères Mohi Eddinne et Djamel Eddine, Fawzi .

A mes soeurs Fatima, Lamia et Sana.

A ses enfants Meriem, Neriman, Khadidja, Anfel et Akram, Mourad, Adnan, Youcef, Khalil.

A ma chère amie et mon copain dans ce travail et dans toutes mes études universitaires Hadjer Messaoudi

*A toute personne qui occupe une place dans mon coeur
je dédis ce travail*

Asma

Sommaire

Remerciement

Dédicace Hadjer

Dédicace Asma

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Symboles – Abréviation

Résumé

Introduction générale 14

Chapitre(I): Présentation du champ Haoud Berkaoui

I.1 Introduction 16

I.2 Les Réservoirs 17

I.3 Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui : 18

I.4 Propriétés des fluides de Gisement 19

I.5 Les caractéristiques de gisement 19

I.6 Conclusion 20

Chapitre(II): les dépôts de sel

II.1 Introduction 21

II.2 Origine des sels 21

II.3 Les sels rencontrés dans les champs pétroliers 21

II.3.1 Dépôts de sulfates 22

II.3.1.1 Sulfate de calcium 22

II.3.1.2 Sulfate de strontium 22

II.3.1.3 Sulfates de baryum 23

II.3.2 Carbonate de calcium 23

II.3.3 Chlorures de sodium 24

La solubilité de NaCl: 24

➤ En fonction de la température 24

➤ En fonction de la pression 25

II.4 Condition de formation 26

II.5 Etapes de formation de dépôts 27

II.5.1 . Sursaturation 27

II.5.2	Germination	28
II.5.3	Croissance cristalline	28
II.6	Localisation et suivi des dépôts	28
II.7	Analyse de laboratoire	30
II.8	Influence des divers paramètres sur la formation des dépôts	30
II.9	Conclusion	31

Chapitre(III) : Les méthodes de destructions des dépôts et les types de complétion de dessalage

III.1	Introduction	32
III.2	Méthodes de destruction et de prévention des dépôts des sels	32
III.2.1	Méthode destruction mécanique par travail au câble	32
III.2.2	Dessalage par lavage	32
III.2.2.1	lavage périodique.	33
III.2.2.2	L'injection continue	35
III.2.2.3	Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche	35
III.2.3	les inhibiteurs de dépôts (anti- dépôts)	35
III.3	Les types de complétion de dessalage	36
III.3.1	Complétion double par tubings concentrique	36
III.3.2	Complétion en gas-lift conventionnel avec système de dessalage (GLC)	36
III.3.3	Complétion en gas-lift spécial avec système de dessalage (GLS)	37
III.4	Installations de surface	38
III.5	Conclusion	38

Chapitre(IV): Généralités sur les jaugeages et les contrôles wireline

IV.1	Introduction	39
IV.2	Généralités sur le Wire line	39
IV.2.1	Définition de Slick line	39
IV.2.2	Les avantages de slick line	39
IV.2.3	les inconvénients de slick line	39
IV.2.4	les buts de Slick line	40
IV.2.5	Equipements de surface	40
IV.2.6	Equipements de fond	40
IV.2.7	Principales opérations faits par Slick Line	40
IV.3	Généralités de Jaugeage	41

IV.3.1 Définition	41
IV.3.2 Le but de jaugeage	41
IV.3.3 Types de jaugeage	41
IV.4 Conclusion	42

Chapitre(V): Calcul et analyse les quantités des dépôts des sels et optimisation de débit de dessalage

V.1 Introduction	43
V.2 Plan d'analyse	44
V.3 La salinité de l'eau de formation dans le champs de Haoud Berkaoui	44
V.4 Localisation des zones des dépôts par les contrôle wire line	45
V.5 Calcul quantité de sel déposée	46
V.6 Courbes et interprétation	49
V.7 Optimisation de dessalage par le calcul de débit d'injection	53
V.8 Conclusion	56
Conclusion et Recommandation	57

Bibliographie

Annexe

Liste des figures

Figure	page
Figure.1 : Schéma de l'organisation du mémoire.	2
Figure I.1 : situation géographique de la région de Haoud Berkaoui.	3
Figure I.2 : Colonne lithostratigraphique type de Haoud Berkaoui	5
Figure II.1 : Les sels rencontrés dans les champs pétroliers	8
Figure II.2 : Dépôts de CaSO_4 dans une pipe de pétrole [6].	9
Figure II.3 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO_4 avec des traces de Ba, Ca. [7].	9
Figure II.4 : Cristaux du BaSO_4 [9].	10
Figure II.5 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites.	11
Figure II.6 : Effet de la température sur la solubilité de NaCl .	12
Figure II.7 : effet de pression sur la solubilité de NaCl .	13
Figure II.8 : modèle de précipitation (déposition) de sel.	16
Figure III .1 : Unité de pompage et citerne de stockage de l'eau de dessalage.	21
Figure III.2 :(a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.	23
Figure III .3 : la pompe BSB.	25
Figure IV.1 Unité de Wire Line sur un puits	26
Figure IV.2 Unité de jaugeage avec séparateur et Bac de stockage	28
Figure IV.3 La composition d un VX	29
Figure V.1 : Analyse des données	31
Figure V.2 : Carte des points de mesure de salinité	31
Figure V.3 : Les données utilisées pour le Calcul de quantité de sels déposée	34
Figure V.4 : Quantité de sel par rapport le temps pour le puits OKN 63	35
Figure V.5. Quantité de sel par rapport le temps pour le puits OKO 50	36
Figure V.6 : Les débits en fonction de la quantité de sels déposée pour OKN 63	37
Figure V.7 : Les débits en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50	37
Figure V.8 : salinités en fonction quantité de sels déposée pou OKN 63.	38
Figure V.9 : salinités en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50	38
Figure V.10 : Pression de la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKN 63	38
Figure V.11 : Pression de la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50	39

Figure V.12 : Température d'huile à la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKN 63	39
Figure V.13 : Température d'huile à la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50	39
Figure V.14 : étapes de Calcul de débit d'injection pour le dessalage	40
Figure V.15 Débits de dessalage en fonction de la quantité de sels déposée pour OKN	42
Figure V.16: Débits de dessalage en fonction de la quantité de sels déposée pour OKO	42

Liste des tables

Tables	page
Tableau I.1 : Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui	6
Tableau I.2: Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui	6
Tableau I.3 : Les caractéristiques pétro physiques des niveaux producteurs	6
Tableau II.1 : concentration de NaCl et quantité dépité en fonction de la température	12
Tableau II.2 : concentration de NaCl et quantité dépité en fonction de la pression.	12
Tableau III .1 : Analyse chimique de l'eau de l'albien	20
Tableau III.2 : Les vannes de système GLC.	24
Tableau V.1 : contrôles Wire Line pour OKN 63	32
Tableau V.2: les contrôles wireline effectuées dans le puits OKO 50	33
Tableau V.3 : résultats du calcul de la quantité de sels déposée	35
Tableau V.4 : données de jaugeage en fonction de la quantité de sel déposée	36
Tableau V.5 : calcul de débit d'injection.	41

Symboles – Abréviation

S : salinité de brut en mg/l

N : normalité d'AgNO₃

V : volume dépensé d'AgNO₃ en ml

X : salinité d'eau distillée qui est égale à 10

58.45 : la masse moléculaire NaCl

P : sel déposés gramme par m³ d'huile

E : eau produite litre par m³ d'huile

g : teneur en sel de l'eau de fond (condition de fond) g/l

ΔG : Différence entre le GOR de fond et la GOR de surface

e : saturation de gaz en eau g/l.

GI : teneur en sel de l'eau en tête de puits g/l

Q_o : débit d'huile

Q_g : débit de gaz

GRAT : grattage

REP : repêchage

CONT : contrôle

G.W.R.: gas water ratio

B_o : facteur volumétrique de l'huile

B_g: facteur volumétrique du gaz

S_{w moy} : saturation en eau moyenne

K_{moy} : perméabilité moyenne

GOR_S : gas oil ratio à condition de surface

GOR_f : gas oil ratio à condition du fond

SSV : Sub Security Valve

Kgf : kilogrammes force.

الملخص:

الهدف من هذا العمل هو تحسين نظام التحلية الموجود على مستوى الآبار النفطية المنتجة, وذلك من خلال تحديد الشروط المؤدية لتشكل ترسبات الملح بمساعدة المعطيات المحصل عليها من اختبارات المقايسة وعمليات التفقد السلوكية. وبعد حوض بركاوي من أكثر الأحواض التي تعاني من مشكل الأملاح المترسبة على مستوى الآبار, تم اختيار بئرين ودراسة معطياتهما خلال فترات مختلفة, و في هذا العمل تم حساب كمية الملح المترسبة و تدفق مياه التحلية اللازم في كل بئر. أثبتت تفسير المعطيات المحصلة من اختبارات المقايسة و عمليات التفقد السلوكية خلال الفترة الممتدة من 2011 إلى 2017 أن الآبار المتضررة بترسبات الملح (OKN 63, OKO 50) , حيث أن العامل الأكثر تأثيرا في تشكلها هو انخفاض الحرارة والضغط وأيضا تدفق مياه التحلية الذي يكون في أغلب الحالات أقل من التدفق المثالي للتحلية في البئرين الذي تسبب في ظهور كميات من الملح المترسبة تصل إلى 72267.94 غ/م³.

الكلمات المفتاحية : ترسبات الملح, نظام التحلية, المقايسة, وعمليات التفقد السلوكية, التدفق, الماء, الحقن, الملوحة.

Résumé

Le présent travail a pour but d'optimiser le système de dessalage dans le puits producteur d'huile par la détermination des conditions qui favorisent la formation des dépôts de sel, les données de jaugeages et les contrôles Wire Line ont été utilisées pour réagir les causes de ces problèmes. Le champ de Haoud Berkaoui est l'un des plus champs qui ayant le problème de sel au niveau de puits, deux puits appartenant au champ de Haoud Berkaoui ont été sélectionnés (OKN 63 et OKO 50), l'interprétation des données a été faite à différentes périodes durant la vie de ces puits, le calcul des quantités de sel déposées et le débit d'injection nécessaire pour le dessalage pour chaque puits par des formules empiriques. L'interprétation des données de jaugeages et contrôle Wire line pour la période 2011 jusqu'à 2017 ont montré des puits endommagé par les précipitations de sel (OKN 63, OKO 50). Dont l'abaissement de température et de la pression sont les facteurs le plus influençants, où le débit de dessalage est souvent inférieure au débit optimale d'injection pour les deux puits qui résultent des quantités des dépôts atteindre à 72267.94 g/m³.

Mots clés : dépôts des sels, système de dessalage, jaugeage, Wire Line, débit, eau, injection, salinité.

Abstract:

The purpose of this work is to optimize the desalting system in the oil producing well by determining the conditions that favor the formation of salt deposits, gauging data and Wire Line controls have been used to react causes Problems. The Haoud Berkaoui field is one of the most fields with salt problem at the wells. Two wells belonging to the Haoud Berkaoui field have been selected (OKN 63 and OKO 50), interpretation of the data has been made at different periods during the lifetime of these wells, in our work we calculated the quantities of

salt deposited and the injection flow necessary for desalting for each well. Interpretation of gauging data and Wire line control for the period 2011 to 2017 showed wells damaged by salt precipitation (OKN 63, OKO 50). The lowering of temperature and pressure is the most influential factor, where the desalting rate is often lower than the optimum injection rate for the two wells resulting from the amounts of the deposits reaching 72267.94 g / m³.

Key words: Salt deposits, desalination system, gauging, Wire Line, flow, water, injection, salinity.

Introduction :

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, causant ainsi des perturbations dans la production.

Le réservoir d'huile de Haoud Berkaoui se pose sur un aquifère contenant des eaux salées saturées (360 g/l), source de la forte salinité de l'effluent produit qui nécessite un dessalage contenu au fond de puits au niveau des installations de surface pour assurer l'exploitation du puits, pour éviter le bouchage des perforations et de la colonne de production. [1]

Problématique de la recherche :

Le gisement du champ de Haoud Berkaoui présente plusieurs problèmes qui influent sur la productivité et l'injectivité des puits comme les dépôts de sels. Le changement de température et de pression associé à la production engendre la précipitation des sels solubles dans le fluide de formation, ce genre de précipitation cause un sévère bouchage des perforations et de colonne de production aussi bien que la matrice et cause un abaissement de la production. Au niveau du champ pétrolier de Haoud Berkaoui la teneur en sel très élevée est sous forme des cristaux et en solution dans l'eau.

Ce travail s'intègre dans la volonté de chercher les améliorations possibles qu'on peut appliquer sur le système de dessalage de puits pour détruire les dépôts des sels de manière plus efficace.

Objectifs de la recherche :

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- L'étude la formation des dépôts de sels dans le puits.
- Analyse des données de jaugeages et des contrôles wireline des puits salés (OKN 63 et OKO 50).
- Optimisation du système de dessalage dans les puits sélectionnés.

Méthodologie du travail :

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante :

- Définition des dépôts de sel ainsi que les systèmes de dessalage dans le gisement de Haoud Berkaoui.
- Définition du jaugeage et les contrôles Wire Line.
- Présentation d'un plan d'analyse des données conforme aux objectifs de notre travail.

Organisation du mémoire :

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres, encadré par une introduction générale et une conclusion générale et recommandations :

Chapitre(I): Présentation du champ Haoud Berkaoui

Chapitre(II): Consacré à la présentation des conditions de formation des dépôts de sel, leurs origines et leur nature chimique.

Chapitre(III) : Présente les différentes méthodes de destructions des dépôts et les types de complétion de dessalage.

Chapitre(IV): Destiné à la définition des données de jaugeage et des contrôles wireline.

Chapitre(V): Calcul et analyse des quantités des dépôts de sels et optimisation de débit de dessalage.

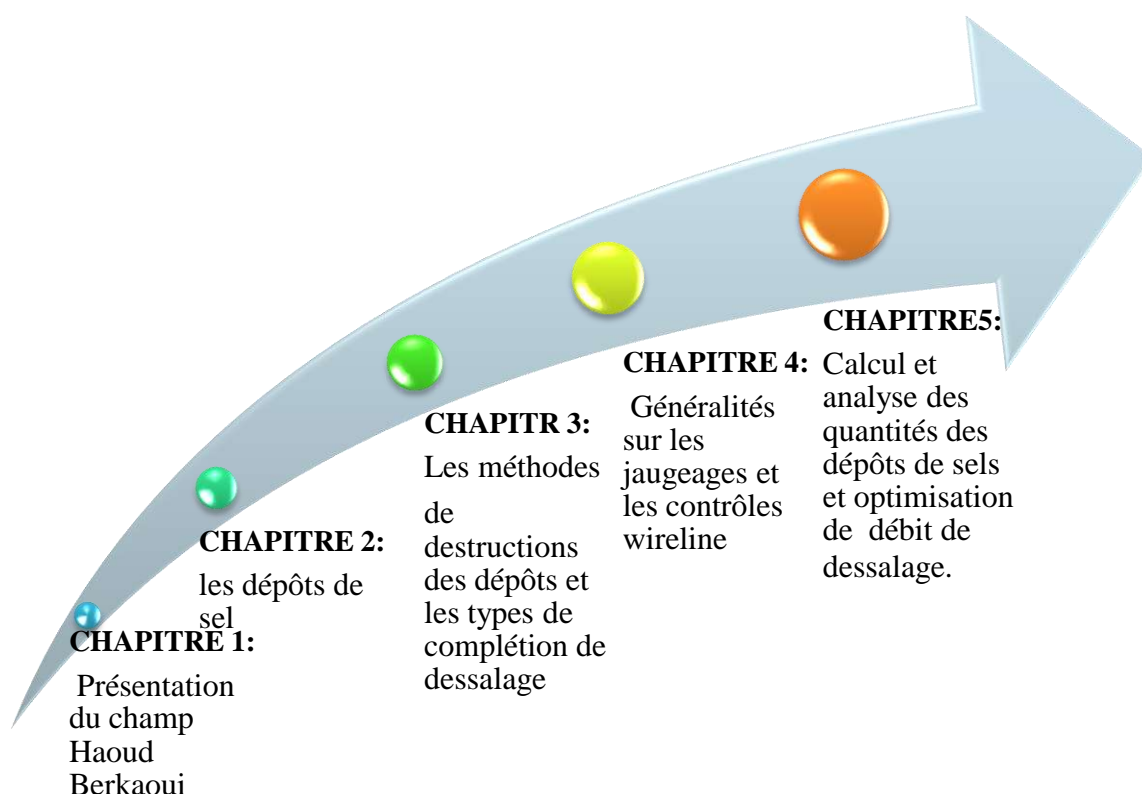


Figure.1 : Schéma de l'organisation du mémoire.

C H A P I T R E

I

P R E S E N T A T I O N D U

C H A M P H A O U D

B E R K A O U I

I.1 Introduction:

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt [16].

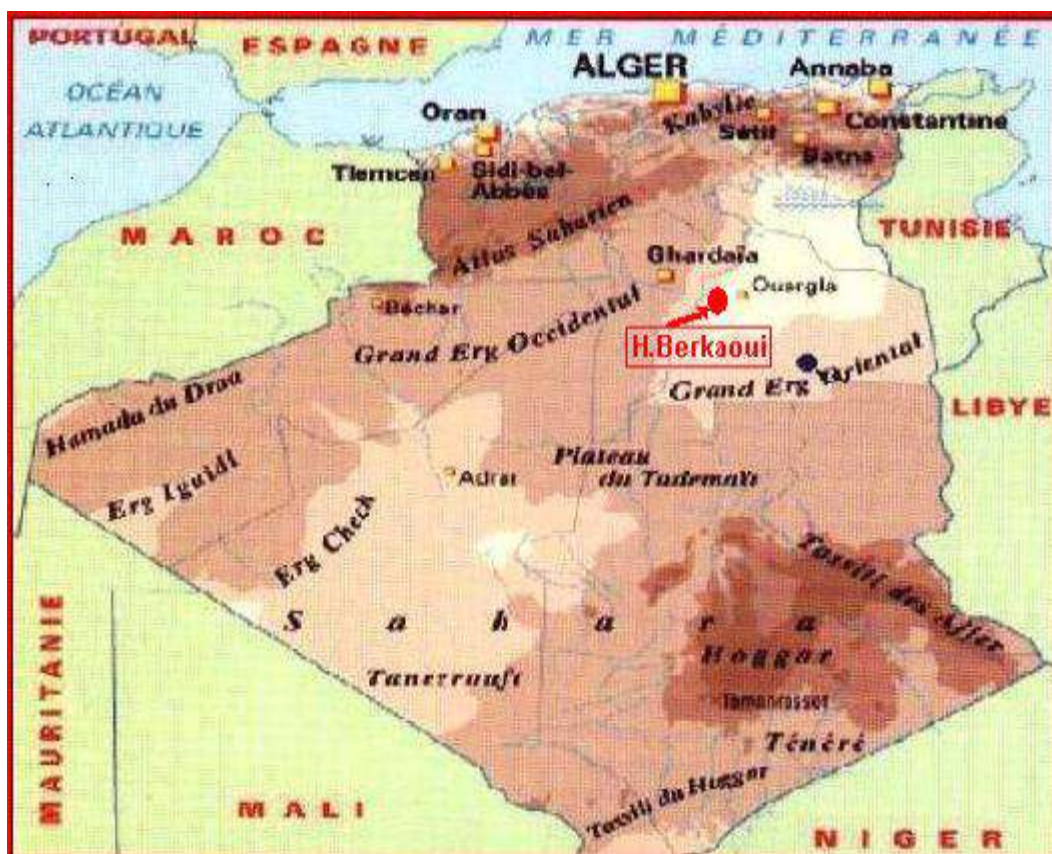


Figure I.1 : situation géographique de la région de Haoud Berkaoui [23].

La région de Haoud-Berkaoui est composée essentiellement :

- ✓ **Champ Haoud-Berkaoui :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km², La profondeur moyenne est de 3550 m, Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones) [17].

✓ **Champ de Benkahla :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², La profondeur moyenne est de 3550 m.

Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

[17]

✓ **Champ de Guellala :**

Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km², Le réservoir principal « Série inférieure » et Le « T1 » réservoir secondaire, La profondeur moyenne est de 3500 m, (Série inférieure) [17].

✓ **La Peripherie :**

La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gaz-lift, Parmi ces petits champs on a : N'goussa / Drâa Tamra / Guellala Nord-Est / Haniet El Beida / Mokh El Kabech / Boukhazana ...etc[17].

I.2 Les Réservoirs :

Les gisements de champs Haoud Berkaoui, se forment à la période Géologique (Trias) (la deuxième ère géologique Mésozoïque), Le top du trias argilo gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3380 m La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au dessus du contact huile-eau ; La fermeture structurale est de 300 m. [17]

Les réservoirs de champs Haoud –Berkaoui sont :

✓ **Trais Argilo-gréseuse 1 (T1):** 3406 à 3431 m.

Cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement[17].

✓ **Trais Argilo-gréseuse 2 (T2):** 3431 à 3460 m.

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais était généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits, Et les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md [17].

✓ **La Série inférieure :** 3470 à 3519 m

C'est le réservoir principal de la région, La série inférieure de trias argilo-gréseux, Elle est constituée de grès grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

Dont les deux sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact [17].

I.3 Stratigraphie du champ du Haoud Berkaoui

Age	Prof Moyenne		Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur	
	Mio-Pliocène						
TERTIAIRE		65	S. Carbonaté		Calcaire dolomique	0 à 700m	
	SENONIEN		S. Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile		
			S. Salifère		sel massif		
CRETACE	SUP	752	Turonien		calcaire crayeux		
			Cenomanien		argile grise, anhydri. blche. dol. marnes		
	INFÉRIEUR	976	Albien		Grès fin à moy à intercal. d'arg. brun-rou et sable gr. à la base	300 à 900m	
		1426	Apvien		Dolomie et marnes	10 à 30 m	
		1445	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marnes.	600 à 1300m	
		Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.			
JURASSIQUE	SUP	1969	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marnes.		
	MOY	2200	Dogger argil.		Argile indurée.	120 à 300m	
		2450	Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie		
	LIAS			(Anhydritique Massive)		Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile.	
				Sel massif I		sel massif hyalin	
				Horizon "B"		Argile dolomitique	
				Sel + Anhydr		sel massif p. arg. plastique	700 à 900m
			Sel Massif II		Sel massif incolore à rose		
		Argiles Sup.		Arg. plastique salifère			
		s2		calcaire dolomitique			
TRIAS	3360		Argilo-sal. S4		sel incolore		
			argile inf.		Argile silteuse		
	TRIAS ARGILO-GRESEUX		T2		Grès fin argilo-silteux		
			T1		Grès Argileux	100 à 250m	
			Andesites		Andesite altérée		
		Serie Infer.		Grès fin à moyen			
3500							
GOTHLANDIEN					Argile noire, grès fin à moyen	300 à 900m	

Figure I.2 : Colonne lithostratigraphique de Haoud Berkaoui[17].

I.4 Propriétés des fluides de Gisement : ces tableaux ci-dessus présentent les propriétés des fluides du gisement de Haoud Berkaoui [17].

Tableau I.1 : Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui [17].

	Gaz			Huile	
	Bg (m ³ /stm ³)	viscosité (cp)	densité	Bo (m ³ /stm ³)	viscosité (cp)
A la pression de bulle	0.00581	0.022	0.2030	1.59	0.245
A la pression de gisement initiale	0.00347	0.0419	0.350	1.46	0.337

Tableau I.2: Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui [17].

Eau (à la pression de gisement initiale)		
Masse volumique (à 103°C)	Viscosité (à 103°C)	G.W.R
1.22 g/cm ³	0.760 cp	0.40stm ³ /stm ³

I.5 Les caractéristiques de gisement :

- La profondeur moyenne : 3550 m.
- La pression de bulle : 188 kg/cm².
- Le contact huile-eau initiale : 3324 m.
- La température de réservoir : 100° C.
- La pression de gisement initiale : 518 Kg/cm² à la côte de référence (3100m) [17].

Tableau I.3 : Les caractéristiques pétro physiques des niveaux producteurs [17].

Caractéristiques	Porosité moy(%)	Sw moy (%)	K moy (md)
SI	08.8	32.7	56.2
T1	08.3	25.5	20.4

I.6 Conclusion :

La région de Haoud-Berkaoui représente une principale zone productrice d'hydrocarbures du Sahara algérien, elle est composée essentiellement de plusieurs champs : Haoud-Berkaoui, Benkahla et champ de Guellala et la Peripherie. Et avec trois réservoirs Trais Argilo-gréseuse 1, Trais Argilo-gréseuse 2, Série inferieure qui est le réservoir principal de la région et de porosité moyenne égale 8.8 % et de perméabilité moyenne 56.2 %.

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître sont déplétion de réservoir, venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau, colmatage des abords des puits par la boue de forage, bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel. [18]

CHAPITRE

II

LES DEPOTS DE SEL

II.1 Introduction

Lors de la production du pétrole se produisent d'importantes chutes de pressions et de la température entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau, ce qui provoque la cristallisation des paraffines et des sels minéraux, qui s'accrochent sur les tuyaux de production et s'empilent, causant peu à peu le bouchage des canalisations et des zones comme : les vannes, les pompes, etc. Ces dépôts représentent un véritable problème contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès. [4]

Les eaux des gisements pétrolifères sont généralement très chargées en sels et voir même saturées. 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.

II.2 Origine des sels

Dans le champ de Haoud Berkaoui les eaux produites avec le pétrole sont chargées de différents sels, ces derniers se présentent le plus souvent sous forme de cristaux dans le brut, et sous forme d'une solution dans l'eau de gisement. [1]

II.3 Les sels rencontrés dans les champs pétroliers

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produise, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis en bas [2] :

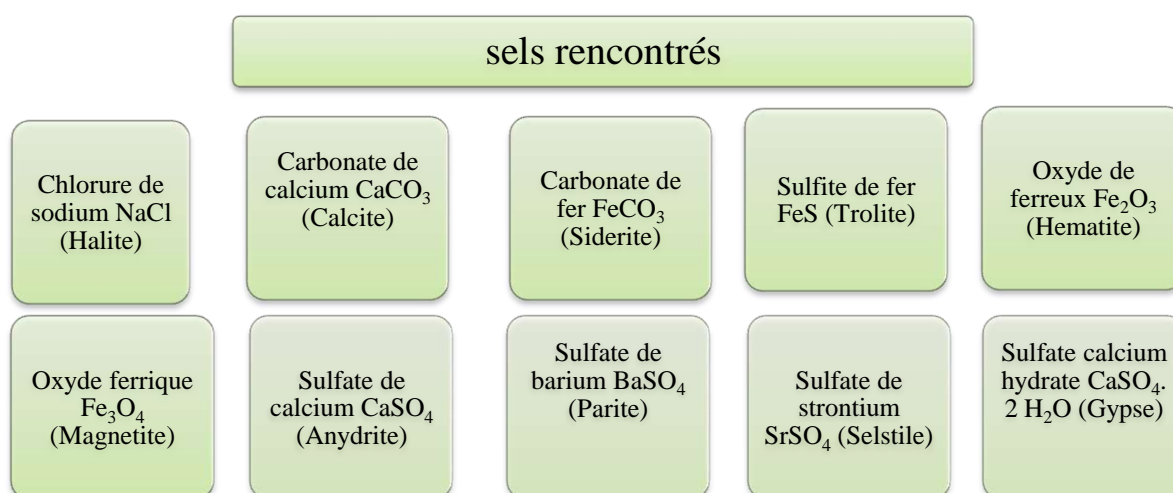


Figure II.1 : Les sels rencontrés dans les champs pétroliers

Les sels les plus prédominants dans le champ de HOUAD BERKAOUI sont les chlorures « 70% de NaCl et 30% autres sels ». [1]

II.3.1 Dépôts de sulfates : Sont de trois types :

II.3.1.1 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, 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.



Figure II.2 : Dépôts de CaSO_4 dans une pipe de pétrole [6]

II.3.1.2 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, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.



Figure II.3 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule SrSO_4 avec des traces de Ba, Ca. [7].

II.3.1.3 Sulfates de baryum (BaSO_4):

Dans le champ de Haoud Berkaoui les sulfates de baryum sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. La précipitation des sulfates engendrés par la mise en contact des eaux de formation et celles d'injection (Albien) qui sont incompatibles.

L'eau de gisement contient une teneur assez importante d'ions (Ba^{2+} , Sr^{2+} , Ca^{2+}) sous forme de (BaCl_2) et l'eau de levage contient à son tour importante teneur d'ion (SO_4^{2-}) sous forme de (Na_2SO_4). Le mélange de ces deux eaux en fonction de la concentration ionique, de la salinité et de la température risque de donner des sels insolubles à savoir (BaSO_4 , SHSO_4 , CaSO_4) qui vont précipiter dans différents lieux.

Ce contacte peut avoir lieu lors du lavage continu pratique pour éviter les dépôts de sel ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de pression.

La solubilité du sulfate de baryum est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide [8].

Ces problèmes peuvent nécessiter des opérations de reprise et de la stimulation fréquente, coûteuse et infructueuse.



Figure II.4 : Cristaux du BaSO_4 [9].

- Moyens de prévention contre ces dépôts :

Au début on luttait contre ce problème par un procédé soustractif qui consistait à éliminer les sulfates de l'eau de levage par précipitation avec le chlorure de baryum BaCl_2 . Par la suite, plusieurs essais ont été effectués afin de sélectionner un anti-dépôt en bloquant la réaction de cristallisation dans son premier stade. L'anti-dépôt sélectionné est utilisé à une concentration de 100 ppm.[1]

II.3.2 Carbonate de calcium (CaCO_3) :

L'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, régis par l'équation suivante :



Conditionne la précipitation de carbonate de calcium :

La chute de pression favorise le dégagement de CO_2 , déplace l'équilibre dans le premier sens et entraîne la précipitation du CaCO_3 insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de la corrosion qui risquent de se présenter ; lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques). [4]

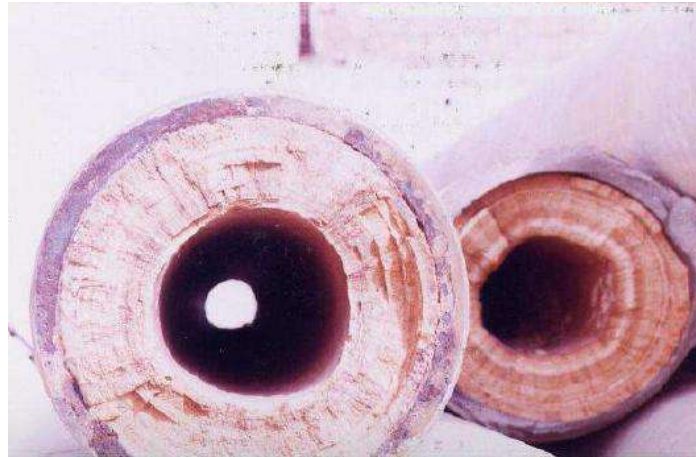


Figure II.5 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites.

II.3.3 Chlorures de sodium (NaCl) :

Les eaux produits dans le champ de Haoud Berkaoui avec le pétrole sont saturées en Chlorures de sodium « NaCl », car elles en contiennent environ 360 g/l, qu'un simple changement de la pression et de la température durant la production engendre la précipitation des chlorure de sodium. C'est toute fois le dépôt du sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau douce est très grands qu'une simple injection d'eau douce dissout ces dépôts ou les empêche de se former.

La solubilité de NaCl:

➤ En fonction de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité de sel. En règle générale une élévation de température augmente la solubilité de sel. D'après les analyses d'eau de formation [2].on trouve que 1 L d'eau dissout 345 g de sel à 20°C et plus de 390 g à 100 °C. L'eau produit est salée saturée dans une température de fond très élevée ; lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former.

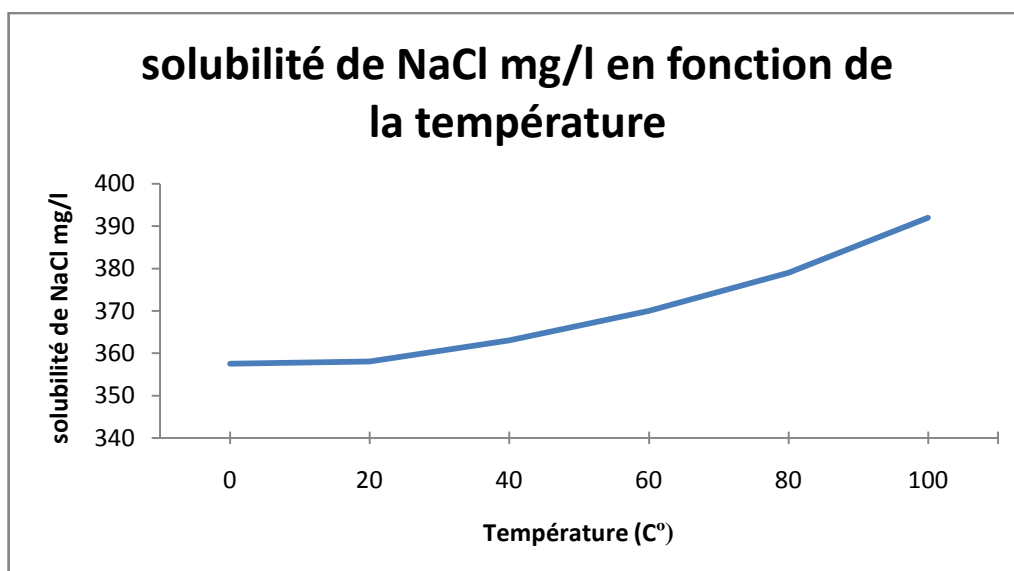


Figure II.6 : Effet de la température sur la solubilité de NaCl.

Le tableau (II.1) montre que pour un litre d'eau produit, environ de 50 g de NaCl sont déposés du fond à la surface, l'importance des dépôts est proportionnelle au volume d'eau produite, ce qui explique la présence des grands dépôts dans les puits a fort débit d'eau. [2].

Tableau II.1 : concentration de NaCl et quantité dépite en fonction de la température

Température F °	Concentration de NaCl mg/l	Quantité dépite mg/l
Te de fond 220	392000	26847
Te de surface 70	345000	11250

➤ **En fonction de la pression**

Le tableau (II.2) montre que pour un litre d'eau produit, moins de 1.5 g de NaCl sont déposés du fond à la surface. On remarque que l'effet de pression sur la précipitation de NaCl est moins important que la température.

Tableau II.2 : concentration de NaCl et quantité dépite en fonction de la pression.

Pression (Psi)	Concentration de NaCl mg/l	Quantité Dépite mg/l
pression de réservoir 1600	358500	2500
pression de fond 900	356000	
pression de réservoir 3900	363000	700
pression de fond 3400	362300	

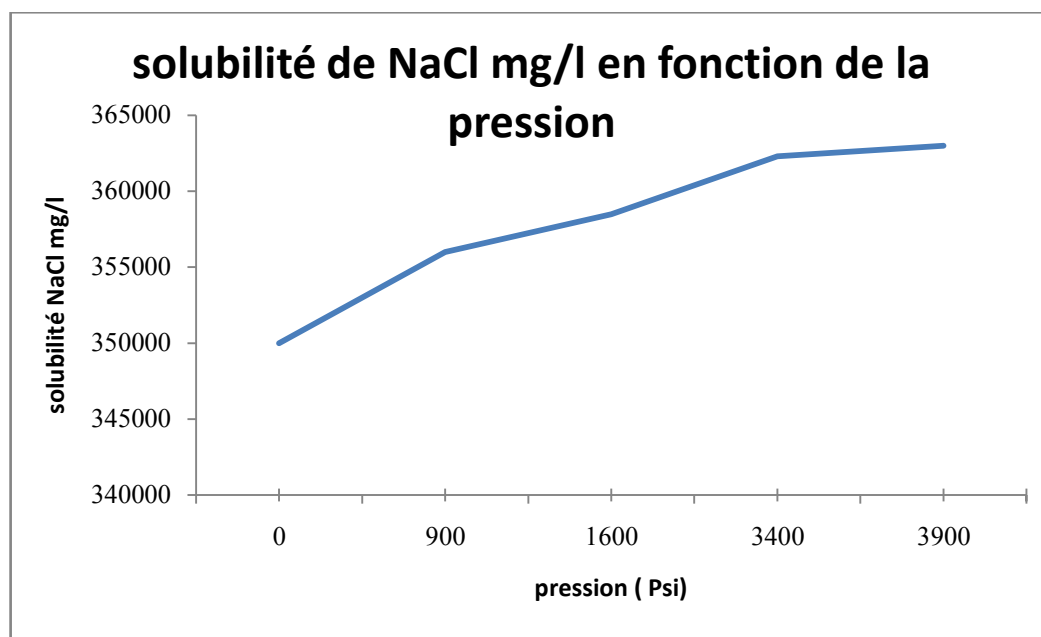


Figure II.7 : effet de pression sur la solubilité de NaCl.

II.4 Condition de formation

Dans les conditions thermodynamiques du réservoir (pression, température), certaines eaux salées sont au voisinage du point de saturation. Quand le puits est mis en exploitation, les conditions d'équilibre se modifient, la pression du fluide en débit diminue progressivement, au passage des perforations d'abord, dans le tubing ensuite par le jeu de la contre pression hydrostatique et des pertes de charge. Parallèlement, la température du milieu, décroît avec le degré géothermique.

Les figures (II.7) et (II.6) montrent que la variation de la solubilité de NaCl en fonction de la température et de la pression. Comme on le constate sur les deux graphes, l'influence de la température est très notable sur la solubilité, par contre elle varie très peu avec la pression.

En outre, les conditions locales favorisent aussi la formation des dépôts par exemple :

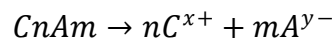
- Les parois rugueuses.
- Les turbulences favorisent le contact des cristaux avec les parois.
- L'évaporation de l'eau, qui est due à la chute de pression et en particulier entre le gisement et le fond, ainsi une précipitation importante du NaCl. [1]

II.5 Etapes de formation de dépôts :

Se passe comme suit :

II.5.1 Sursaturation :

Le facteur favorise la précipitation des sels est essentiellement la concentration de la solution, une fois la solution est saturée la précipitation se forme, la taille des microcristaux croît en fonction du temps. La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type C_nA_m est le suivant :



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit :

$$\frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m}{[C_nA_m]} = \text{constante} \quad (\text{II.1})$$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de C_nA_m est unitaire. Dans ces conditions :

$$[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m = K_s \quad (\text{II.2})$$

Cette constante K_s est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques [2].

Tant que : $[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m < K_s$ le sel reste en solution.

Toute fois si $[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m > K_s$ par addition de CA ou de toute sels contenant l'ion C^{x+} ou l'ion A^{y-} ou par évaporation, le sel C_nA_m précipitera.

Ajouté à cela la variation des conditions thermodynamiques pourra varier K_s et par conséquent provoquera des précipitations ou des dissolutions.

A partir de ce qui a précédé, on déduit que la précipitation du Na Cl, en plus des paramètres thermodynamiques ou autres est influencée par la présence des chlorures dans la puits (KCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$).

Alors la sursaturation est le déplacement au dessous de la valeur de K_s .

II.5.2 Germination :

L'apparition des cristaux de la phase considérée dans une solution qui en était dépourvue. La germination se divise également en deux types : homogène et hétérogène.

II.5.2.1 Germination homogène :

Les cristaux apparaissent au sein de la solution sans contacts particuliers avec les parois du cristalliseur ou toute autre particule solide.

II.5.2.2 Germination hétérogène :

Les nouveaux cristaux se forment sur un support, un substrat, qui peut être une paroi, une poussière, un cristal d'une autre phase ou éventuellement de la même phase.

II.5.3 Croissance cristalline :

Le milieu de croissance agit sur les facteurs cinétiques responsables de l'avancement des faces de différentes manières, en général, plus les complexes formés par les molécules de soluté avec les constituants de la solution sont stables, plus la cinétique de croissance est faible [10].

II.6 Localisation et suivi des dépôts

II.6.1 Localisation :

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium, 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.....

Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits (figure II.8). En effet, pour qu'il y ait des 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, au niveau de vanne ssv, au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température au point de contact du gaz décanté à 20 °c et l'effluent qui à une température de 100°c, au niveau de duse réglable.

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

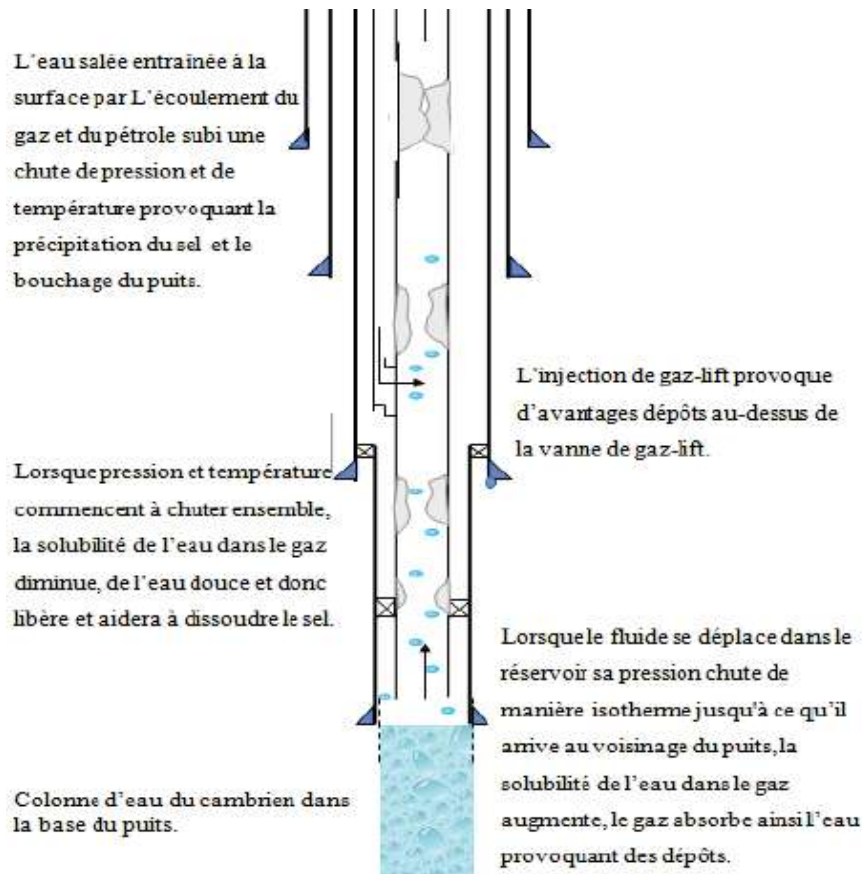


Figure II.8 : modèle de précipitation (déposition) de sel [2].

II.6.2 Le suivi et détection des dépôts de sel :

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 fois par semaine) [2].

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.
- L'examen des pressions des espaces annulaires.
- Pression de gaz-lift, pour les puits produisant en GAZ-LIFT.
- 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) et selon la variation des paramètres on peut déterminer l'emplacement des bouchages dus aux dépôts de sel

- ❖ Pour les puits éruptifs qui fonctionnent sans problème, la surveillance se fait une fois par semaine.
- ❖ Pour les puits qui produisent avec problème, la surveillance se fait chaque jour.

II.7 Analyses de laboratoire :

II.7.1 La salinité de brut :

La méthode consiste à extraire les sels contenus dans le brut et de procéder au dosage des chlorures par la méthode de MOHER[1].

Mode opératoire :

On prélève un échantillon de brut de 100 cc auquel on ajoute 100 cc d'eau distillé contenant quelques p.p.m (partie par million) de désémulsifiant (Prochinor).

Après agitation pendant 30 minutes, on prélève 20 cc de la phase aqueuse dans un petit erlenmeyer, on ajoute quelques gouttes de K_2CrO_4 et on titre avec $AgNO_3$ suivant la concentration, jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique.

La salinité donnée par la formule :

$$S = \frac{58.45 \times N \times V \times 1000}{20} - X \quad (II.3)$$

II.7.2 La salinité d'eau :

Après détermination de la densité de l'eau avec un densimètre, la teneur en sel donnée par un tableau de référence (densité-teneur en NaCl).

II.8 Influence des divers paramètres sur la formation des dépôts :

II.8.1 Température:

Elle a une action très importante sur la solubilité, en règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité, mais elle à une action très importante due la solubilité et la croissance cristalline de calcium, barium et strontium de sulfates. elle provoque une grande dissolution de $BaSO_4$ [20].

II.8.2 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. (Des dépôts de carbonate de calcium peuvent apparaître de cette façon).

II.8.3 Salinité : Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts [21]. 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, 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 cohabitent ne comportent pas d'ions communs [22].

II.8.4 PH : En effet, quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de H^+ (qui à pour origine la dissociation des acides faibles comme le H_2SO_4), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un PH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité.

II.9 Conclusion

La formation de dépôts sels dépend plusieurs conditions. Alors pour les prévenir il faut faire une étude précise sur les conditions favorables de formation de sels. Ces conditions changent aussi avec la nature de dépôt, chaque type de dépôt nécessite un traitement différent et moyen de prévention spécifiée.

C H A P I T R E

III

**LES METHODES DE
DESTRUCTION DES
DEPOTS ET LES TYPES
DE COMPLETION**

III.1 Introduction

Pour remédier le problème de sel et faciliter la production, plusieurs méthodes utilisées dans le domaine pétrolière : méthode destruction mécanique par travail au câble, dessalage par lavage, traitement par les inhibiteurs de dépôts (anti- dépôts) Et il y a plusieurs types des systèmes des dessalages utilisés dans la production pétrolière.

III.2 Méthodes de destruction et de prévention des dépôts des sels

III.2.1 Méthode destruction mécanique par travail au câble

Le travail au câble est l'ensemble des travaux effectués à l'intérieur du tubing par l'intermédiaire d'une ligne en fil d'acier, introduite et descendue dans le puits pour placer ou repêcher les outils et les instrumentations de mesure nécessaire à une exploitation optimale.

❖ **Procédé de destruction** : La méthode consiste à descendre un train d'outils de travail au câble compose de différents outils et termine à son extrémité inférieure soit par :

- Le gauge- cutteur (couteau calibreur), qui est employé pour rompre les ponts de sel par battage.
- Les gratteurs « Scratcher » sont destinés à ramoner le tubing, à condition d'éliminer les débris ramonés, en faisant débiter le puits pendant le grattage pour limiter les risques de coincement.
- Le piston libre, destiné à la destruction des ponts de sel sans l'interruption de la production.

Ces opérations s'effectuent :

- Périodiquement : avec une fréquence de (8 jours à 2 mois) pour des puits à faible salinité.
- En continu : avec une fréquence de (1 à 5 jours) pour des puits à forte salinité.

III.2.2 Dessalage par lavage

Dans le champ de Haoud Berkaoui le lavage à l'eau douce est une technique plus efficace dans le cas où la quantité de sel déposé est très importante et la technique de travail au câble s'avère inefficace. Le lavage à l'eau douce a deux rôles fondamentaux :

- Diluer l'eau de gisement d'une façon à éviter la formation des dépôts dans les éléments de fond lors de la vaporisation partielle de l'eau.
- Laver et redissoudre les dépôts qui pourraient se former avant le mélange des deux eaux.

L'eau utilisée à Haoud Berkaoui pour l'injection d'eau dans les puits salés est soutirée de la nappe albien qui se trouve à une profondeur de 800 à 1200 m et qui a une salinité de 0.7 g/l

donc assez éloigné de la saturation en NaCl. L'eau alimentant la station de traitement provient d'un puits producteur de l'eau de l'Albien « OKJHA » (Tableau III .1). Les produits chimiques injectés dans l'eau sont :

- Bactéricides « NALC06209 »
- Inhibiteurs de corrosion « NORUST 720 » la quantité injectée est de 20 à 35 p.p.m.
- Désémulsifiants (la teneur de brut ne doit pas dépasser 40 à 60 mg/l pour le sel, et 0,1% pour l'eau.

Tableau III .1 : Analyse chimique de l'eau de l'Albien [2].

Ions/cations	Mg/l
HCO ⁻³	170.8
CL ⁻	453.8
SO ⁻⁴	515.2
Ca ⁺⁺	154.7
Mg ⁺⁺	59.6
Ba ⁺⁺	0
Na ⁺⁺	220
K ⁺	16.1
CO ₃	0
Fe ⁺⁺	2.2
HCO ₃	170.8
CO ₂	20
Fe	1.7
Na	289.7
PH	7.6
Densité à 40 °C	1.000
Profondeur	1050 à 1350 m

III.2.2.1 Lavage périodique (d'eau par bouchons) :

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production.

Le volume d'eau à injecter varié de 2 à 5 m³ d'eau traité, des fois plus. L'eau descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les cristaux de sel adhérents sur le tubing

Il arrivent dans le découvert au bout de **8 heures**. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé vers le centre de production. Selon les puits, les bouchons d'eau constituant le mode de traitement normal de certains puits, pour d'autres sont alternés bouchons d'eau et grattage au câble. La fréquence des bouchons d'eau est très variable. Lorsque la période de bouchage est déterminée, et que le puits n'est pas un bon producteur, les interventions ont lieu régulièrement et sont programmées d'avance. Sur autres puits, et en particulier les bons producteurs, on préfère de reculer le bouchon le plus possible, et ce n'est que lorsque le grattage devient long et difficile que l'on a recours au bouchon d'eau.

❖ Nous avons sortis sur terrain le 13/03/17 à deux puits OKJ 02BIS et OKJ 32 avec des ingénieurs du service intervention, section entretien (division de production de Haoud Berkaoui) qui nous indiquent que l'injection des bouchons d'eau se fait en 03 modes :

- ✓ en circulation
- ✓ tête de puits fermé
- ✓ balayage ligne

Et à l'aide d'une unité de pompage (capacité de pompage maximum égale $200 \text{ m}^3 / \text{minute}$ et pression atteindre à 15000 psi) circulation avec volume de $2 \text{ m}^3/\text{s}$.



Figure III .1 : Unité de pompage et citerne de stockage de l'eau de désalage.

III.2.2.1.1 Avantages

- Venir en aide au travail au câble dans les cas de coincements d'outils.
- Détruire les dépôts dans les tubes perforés ou crépine, ou il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache.

III.2.2.1.2 Inconvénients des bouchons d'eau

- En raison des 8 heures de fermetures, les bouchons d'eau occasionnent des pertes importantes de production, sauf dans le cas d'une complétion sans packer.
- Risque de tuer le puits dans le cas où la pression de fond est très faible ou faible indice de productivité.

III.2.2.2 L'injection continue:

Dans le cas des puits de salinité élevée et gros producteur, le grattage au câble, les bouchons d'eau, n'était pas une solution durable, en effet les opérations d'entretien rapprochées et parfois longues, occasionnaient une perte de production importante et dans certains cas ne suffisaient même pas à maintenir le puits à son régime normal de production, c'est pour cette raison qu'on a pensé au procédé d'injection d'eau en continu. L'objectif est de diluer l'eau du gisement pour éviter la saturation vis-à-vis du NaCl et la formation des dépôts après que l'eau se soit vaporisée. Ce procédé n'est pas employé pour dissoudre des dépôts déjà formés (sauf en cas des occasions particulières telles que reprise d'injection). Le seul inconvénient que présente cette méthode de traitement est son prix de revient.

III.2.2.3 Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'il 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.

III.2.3 Les inhibiteurs de dépôts (anti- dépôts) :

Pour éviter les dépôts de sel formés on utilise des inhibiteurs chimiques qui sont utilisés avec des concentrations très faibles.

III.2.3.1 Définition :

Les inhibiteurs sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques, qui agissent à la fois comme dispersants des germes de dépôt en formation et en stabilisateurs des germes formés, bloquant leur croissance par agrégation d'autre cristal.

III.2.3.2 Mécanismes d'action des inhibiteurs:

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- Inhibition de la nucléation
- Dispersion des cristaux déjà formés
- Ralentissement/Blocage de la croissance

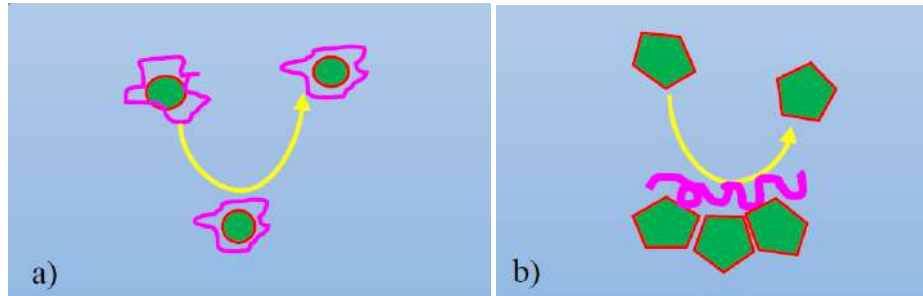


Figure III.2 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.

III.2.3.3 Procédé d'utilisation des inhibiteurs chimiques : A cet effet, on utilise les inhibiteurs d'entartrage, qui agissent sous ces deux modes d'action :

- Retardent l'apparition des germes
- Favorisent la formation de cristaux peu adhérents (germination homogène) et/ ou qui diminuent la vitesse de croissance des cristaux [6].

III.3 Les types de complétion de dessalage

III.3.1 Complétion double par tubings concentrique







Il est constitué d'un tube macaroni descendu dans le tubing de production et suspendu en tête de puits. Les diamètres de macaronis utilisés sont : 1''050, 1''315, 1''660, 1''900. L'eau est alors injectée par le macaroni, la production se faisant par l'annulaire tubing-macaroni.

III.3.2 Complétion en Gas-lift conventionnel avec système de dessalage (GLC)

L'eau est pompée dans l'annulaire (7''×tubing) à l'aide d'une pompe (BSB) (figure III.2) actionnée par le gaz, puis passe de l'annulaire vers le fond du puits grâce à deux vannes placées en série respectivement vanne « **BKIG** » et vanne « **LK-3** ».

L'eau passe d'abord par la vanne d'accès « **BKIG** » actionnée par le gaz. Son rôle est de maintenir l'espace annulaire (7''×tubing), toujours plein d'eau afin d'éviter l'écrasement du casing 7'' et qui laisse passer l'eau vers la vanne d'injection « **LK-3** ». qui injecte au fond du puits à travers le packer, et enfin elle monte dans le tubing avec l'effluent.

Tableau III.2 : Les vannes de système GLC.

Vanne de démarrage 1 (BKT)	Vanne de démarrage 2 (BKT)	Vanne de démarrage 3 (BKT)	Vanne de liftage (DK02)	vanne d'accès d'eau (BKJ)	vanne d'injection d'eau (LK3)
					
Pour le gas-lift				Pour le dessalage	

III.3.3 Complétion en gas-lift spécial avec système de dessalage (GLS)

Le puits est complété avec un tubing ($4''^{1/2}$) + tubing ($2''^{7/8}$) suspendu.

Descendre un deuxième concentrique ($1''^{3/15}$) au fond pour dessalage et laisser l'annulaire que forme le premier concentrique ($2''^{7/8}$) avec le tubing ($4''^{1/2}$) pour le liftage, l'huile sera produite que forme les deux concentriques.

Ou bien, descendre le concentrique ($1''^{3/15}$) pour le liftage, le dessalage sera assuré par l'annulaire ($4''^{1/2} \times 2''^{7/8}$) et la production d'huile se fera par l'annulaire ($2''^{7/8} \times 1''^{3/15}$).

III.4 Installations de surface

Les équipements de surface sont les mêmes dans les deux types de complétions citées auparavant

- **Un bac d'eau** : De capacité uniforme généralement de $50m^3$. Il est généralement placé en dehors du périmètre de sécurité et est périodiquement rempli par citernage ou reliée à un réseau d'eau.
- **Une (ou plusieurs) pompe (s) de refoulement** : Les pompes utilisées sont de type BSB, $1''^{1/2}$ ou $2''$ suivant le débit à injecter. Elles sont alimentées en continu en gaz par le scrubber.
- **Le scrubber (piège à gaz)** : L'effluent produit par le puits chemine du fond à la tête par le tubing et de la tête vers CTH (centre de traitement) par la ligne de production. Le

scrubber est placé sur cette ligne, il sert à piéger une partie du gaz produit. Il se compose de : 02 chambres , Vanne de purge, Détendeur, Bride pleine, Vanne d'isolement : Pour éviter le contact de la chambre à gaz et de la chambre de mélange.

Le gaz est piégé en premier lieu dans la chambre de mélange, comme des quantités d'eau et d'huile sont entraînées, un passage vers la chambre supérieure à travers un filtre permet une meilleure séparation, ensuite il passe pour alimenter la vanne automatique par une sortie et les pompes d'injections d'eau par la deuxième sortie.

- **Petite ligne de torche** : pour l'élimination du gaz en excès.



Figure III.3 : la pompe BSB

III.5 Conclusion :

Le système de dessalage a une grande importance à l'élimination des dépôts, alors son optimisation à un grand effet sur la production d'une façon remarquable.

Aussi le choisissent de la complétion la plus adéquate est un facteur important pour le dessalage au niveau de puits, et ce fait en fonction des paramètres de puits et sa puissance de production.

CHAPITRE

IV

**GENERALITES SUR LES
JAUGEAGES ET LES
CONTROLES WIRELINE**

IV.1 Introduction :

La production d'un puits subit à des perturbations à cause de plusieurs problèmes tel que les dépôts de sels, colmatage de perforations (dépôts des asphaltées) etc.

Pour déterminer le problème il y a les interventions sur puits lourdes et légères. Comme le Work over, Snubbing, Wire line, Coiled tubing et plusieurs tests tel que jaugeage, PFS, PFD,...etc.

IV.2 Généralités sur le Wire line

IV.2.1 Définition de Slick line :

Le travail au câble ou "SLICK LINE " c'est une technique qui permet l'intervention dans le puits en exploitation, on utilise une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, et repêcher dans le tubing les outils et les instruments de mesures à une exploitation rationnelle.



Figure IV.1 Unité de Wire Line sur un puits

IV.2.2 Les avantages de slick line :

- Intervention dans le tubing sans tuer le puits, grâce à un sas raccordé à la tête de puits. (puits en débit).
- Rapidité d'exécution grâce à un matériel léger, très mobile, mis-en œuvre par deux ou trois opérations spécialisées.
- Economie d'argent, conséquence des deux causes précédentes.

IV.2.3 les inconvénients de slick line :

- Le travail demande un personnel très qualifié.
- Le travail est très hasardeux dans les puits fortement déviés; chargés en

sable ou avec effluent visqueux.

- Le travail est impossible en présence de dépôts durs.

IV.2.4 les buts de Slick line :

- ❖ Contrôle et nettoyage (grattage) du tubing, au fond du puits, diamètre intérieur, encrassement top sédiment.
- ❖ Opération de mesure (enregistrement de la température et de la pression).
- ❖ Instrumentation
- ❖ Manœuvre la vanne de circulation SSD (POSITIONNING TOOL).
- ❖ Démarrage de puits par le pistonnage. [5]

IV.2.5 Equipements de surface :

- Treuil : sur lequel est enroulé le câble.
- SAS : ensemble de pièces assurant l'introduction du câble dans le puits en toute sécurité.
- BOP (Blow Out Preventer) c'est un équipement de sécurité de surface qui permet de fermer le puits en cas d'urgence.

IV.2.6 Equipements de fond (train Wire Line) :

- Câble : il peut être de diamètre différent selon le poids du train.
- La Rope Socket : elle assure la liaison solide entre le train de WL et le câble.
- Barres de charge : ce sont des barres lourdes qui assurent le poids sur l'outil pour le battage.
- Coulisses (jar) : elles permettent le battage soit vers le haut soit vers le bas à fin de poser ou de repêcher l'outil.
- Rotules : permettent de suivre les déviations des puits grâce à leurs articulations.

IV.2.7 Principales opérations faites par Slick Line:

- Grattage et contrôle : il permet à descendre l'outil ou endroits où il y a la présence des dépôts de telle façon à déterminer l'emplacement de bouchage.
- Pistonnage : consiste à faire descendre avec le train Wire Line un outil appelé piston qui permet de remonter le brut lourd à la surface ce qui allégera la colonne de production.

Cuillérage : Pour éliminer les sédiments on fait descendre au fond du puits un outil appelé cuillère.

- Mesure de la température et de la pression de fond
- Instrumentation
- Repêchage

IV.3 Généralités de Jaugeage :

IV.3.1 Définition :

Le jaugeage est une opération en surface de puits très importante, utilisé pour connaître les paramètres de puits en production, (pression en tête, pression en ligne, température d'huile, température de gaz, débit d'huile, débit de gaz, la cumule d'eau..Etc.) [13].

IV.3.2 Le but de jaugeage :

L'énoncé des objectifs pour chaque test aide à assurer le succès de l'opération. Par ce qu'il n'est pas possible de composer une liste idéale et suffisante pour chaque test, quatre objectifs semblent pouvoir s'appliquer à la plupart des puits:

- ✓ Mesure la productivité du puits.
- ✓ Mesure la pression et de la température sur tête de puits.
- ✓ Obtention des échantillons pour leurs analyses en laboratoire.
- ✓ Suivi d'évolution de puits producteur.

IV.3.3 Types de jaugeage :

IV.3.3.1 Jaugeage conventionnel : où la production est interrompue et mise sur séparateur + bac de stockage + torche.

L'opération de jaugeage a commence a 6 h en ouvrant la vanne de piquage et en fermant la vanne de centre, le brut sort du puits avec une pression de ligne de 20.3bar et passe par le séparateur tri phasique (427) de capacité 600 Psi.



Figure IV.2 Unité de jaugeage avec séparateur et Bac de stockage[13].

IV.3.3.2 Jaugeage non conventionnel (nucléaire ou VX) :

IV.3.3.2.1 Principe :

On utilise dans cette opération une source émettrice de rayon γ (Baryum133) ces rayons bombardent le brut, dont chaque phase atténue une quantité de rayons, cette atténuation dépend de la densité de chaque phase Un ordinateur enregistre le taux de rayons gamma non absorbé par l'effluent et nous donne le débit de chaque phase avec une précision non égalée.

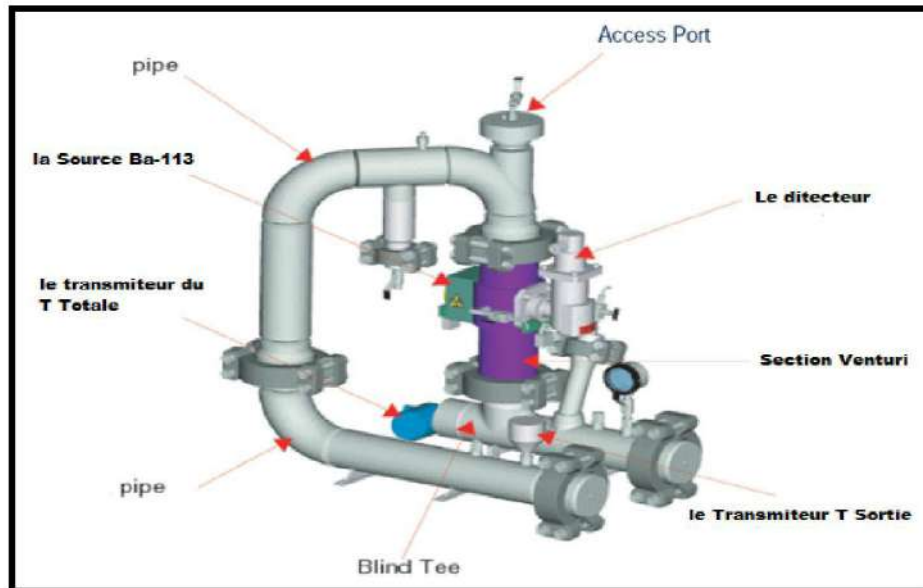


Figure IV.3 La composition d un VX [13].

IV.3.3.3 Jaugeage non conventionnel avec turbine :

IV.3.3.3.1 principe

Le principe de l'opération est similaire au jaugeage conventionnel, la seule différence est que l'huile n'est pas stockée dans un bac mais continue à être envoyée vers le centre de traitement c'est-à-dire que la production se fait en continu en passant par un séparateur. Le brut est donc séparé en trois phases, l'huile passe par une turbine qui mesure son débit et envoie ces mesures à un ordinateur [13].

IV.4 Conclusion : Le travail au câble correspond comme méthode primaire à l'élimination de dépôt de sels à partir du forçage de passage de ces outils, et le test de jaugeage a un grand rôle pour signifier la quantité de sels déposés.

C H A P I T R E

V

**CALCUL ET ANALYSE
DES QUANTITES DES
DEPOTS DE SELS ET
OPTIMISATION DE
DEBIT DE DESSALAGE**

V.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de contribuer à l'amélioration des débits de productions par optimisation des débits d'eau injectées, connaître les conditions favorables ou les indices remarquables de la formation de dépôts de sels dans le puits producteur d'huile. Les données utilisées sont obtenues au niveau de la direction de production Sonatrach à Haoud Berkaoui. La période 2011 jusqu'à 2017. Un stage pratique a été effectué entre 28 Février et le 13 Mars 2017, dans la direction de production dans le cadre d'une collaboration avec l'université Kasdi Merbah Ouargla dont le planning de training est comme suit :

- Service Géologie : 28/02/2017 - 1/03/2017
- Service Mesures: 1/3/2017 - 4/3/2017
- Service Intervention Puits : 5/3/2017 - 6/3/2017
- Service Technique Puits: 7/3/2017 - 13/3/2017

Des sorties de terrains ont été faites avec les ingénieurs des différents services pour assister aux opérations de jaugeage et les bouchons d'eau pour la destruction des dépôts de sels.

V.2 Plan d'analyse des données :

Commençant par la présentation de la salinité de l'eau de formation dans le champ de Haoud Berkaoui (figure V.2), l'étude s'est orientée vers les calculs des quantités de sels déposées et le débit d'eau à injecter pour un dessalage efficace des puits choisis OKN 63 et OKO 50.

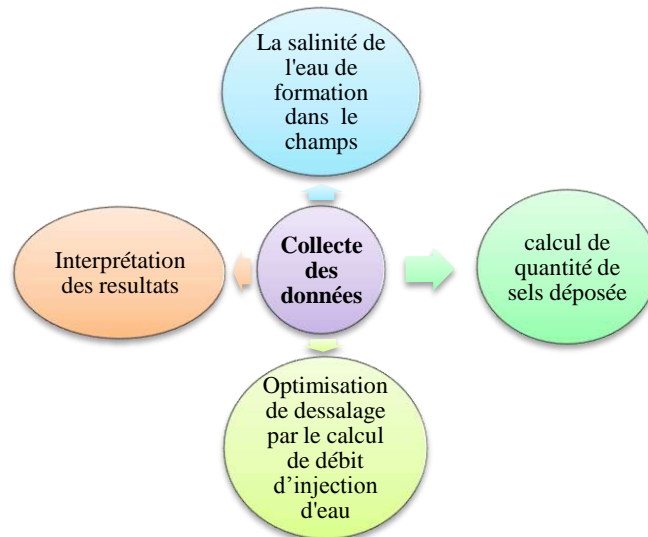


Figure V.1 : Analyse des données.

V.3 La salinité de l'eau de formation dans le champs de Haoud Berkaoui :

Pour avoir une idée sur la salinité de l'eau de formation, origine de dépôts de sel dans les puits, les résultats de mesure de ce parametres dans 21 puits producteurs dans le champs de Haoud Berkaoui (figure V.2), montre une salinité moyenne de l'ordre 245,56 g/l , et une salinité maximale 360 g/l obtenu dans le puits GLA 13, la valeur minimale de salinité 113 g/l observé dans le puits OKP 12.

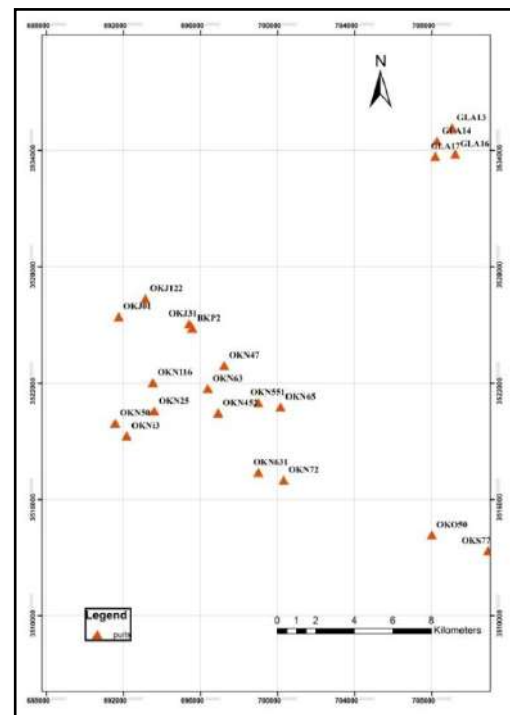


Figure V.2 : Carte des points de mesure de salinité

V.4 Localisation des zones des dépôts par les contrôles Wire line :

Les contrôles Wire line (Tableau V.1 et V.2) localisent les dépôts de sel au niveau des perforations de puits dans les 02 cas étudiés, A 3532 m pour OKO 50 et 3490 pour OKN 63.

Tableau V.1 : contrôles Wire Line pour OKN 63

Date	Type d'opération	Top sédiment (m)
09/07/2011	GRAT	3490
24/06/2012	GRAT	3499
27/01/2013	GRAT	3498
06/03/2014	GRAT	3499
28/12/2014	CONT	3490
02/10/2015	GRAT	3498
01/02/2016	GRAT	3507
02/01/2017	GRAT	3498

Tableau V.2 : les contrôles wireline effectuées dans le puits OKO 50

Date	Type d'opération	Top sédiment (m)
13/05/2013	REP	3540
06/05/2014	GRAT	3533
23/11/2015	GRAT	3532
14/12/2016	GRAT	3532
08/01/2017	GRAT	3532

V.5 Calcul de la quantité de sel déposée :

Les paramètres nécessaires pour calculer les quantités de sels déposées sont : salinité d'eau surface (S_T), salinité d'eau de gisement S_F , eau produite, saturation de gaz en eau, différence entre le GOR de fond et le GOR de surface (figure V.3).

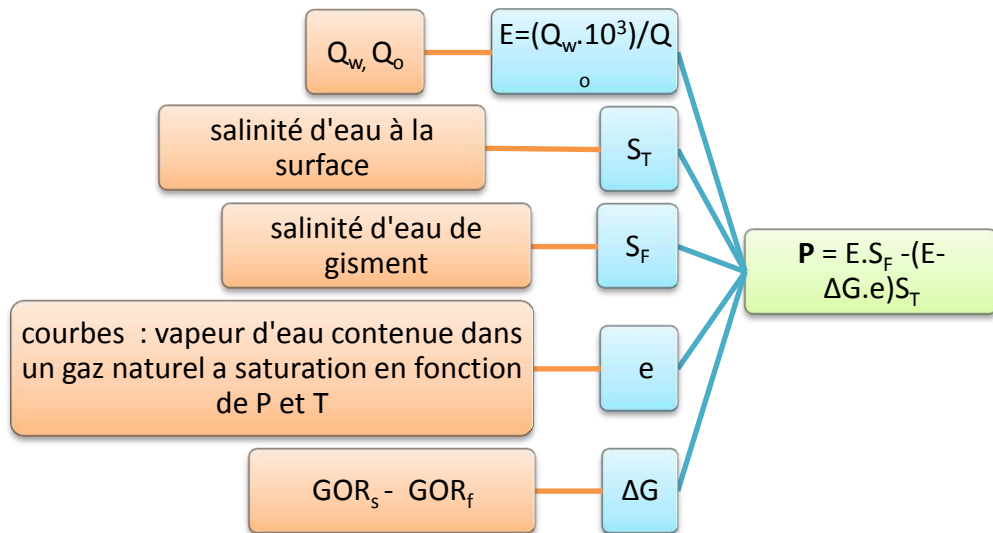


Figure V.3 : Les données utilisées pour le Calcul de quantité de sels déposée.

La quantité de sel déposé calculé par la formule suivante [15] :

$$P = E * S_f - (E - \Delta G * e) * S_T \quad (V.1)$$

Avec :

P : Quantité de sel déposés par m³ d'huile.

E : eau produite (exprime en litre par m³) calcule par la formule :

$$E = \frac{Q_w .1000}{Q_o} \quad (V.2)$$

ΔG : différence entre le GOR de fond et le GOR de surface.

e: saturation de gaz en eau (g d'eau/L de gaz) déterminer par l'abaque $e = f(P_t ; T_t)$ (figure annexe 8, 9).

S_T : teneur en sel de l'eau en tête de puits en g/l déterminé à partir les données de jaugeage.

S_f: teneur en sel de l'eau de fond (condition de fond) g/l.

Les résultats et leurs Discussion:

Après l'équation (V.1), on a calculé les quantités de sels déposées au fond de deux puits OKN 63 et OKO 50 A différentes périodes dans le tableau suivant :

Tableau V.3 : résultats du calcul de la quantité de sels déposée.

Puits	Année	E (l/m ³)	S _F (g/l)	ΔG	S _T (g/l)	e (g/l)	P (g/m ³)
OKO 50	16-01-2016	224.6854	390	581.12811	70.1	0.0096	72267.94
	15-12-2014	24.001399	390	435.92681	250	0.0207	5616.12
	29-03-2014	6.07325	390	423.096	140.4	0.0178	2573.25
	19-05-2013	42.46978	390	741.580025	134.55	0.0216	13004.14
OKN 63	11—2017	362.19	390	438.3278	298.34	0.0144	35081.43
	01-02-2016	254.01	390	1043.4486	200.5	0.01013	50254.21
	03-10-2015	253.7593	390	346.666	315.89	0.02232	21250.33
	30-12-2014	354.0159	390	339.1365	263.25	0.012266	45966.60
	09-03-2014	345.17	390	320.7146	350	0.01866	15901.39
	30-01-2013	94.2126	390	918.1677	187.9	0.01466	21569.56
	23-06-2012	235.002	390	243.9649	360	0.02541	9281.75
	10-07-2011	190.5898	390	324.0464	199	0.0263529	38102.02
23-03-2011	260.933	390	61.725	216.45	0.0178823	45523.84	

Les quantités de sels déposées est perturbées avec le temps mais généralement les derniers années de la production (2016,2017) comme il est montré dans les graphes (figure V.4 et V.5), les quantités de dépôts sont plus grands que celles en premier période de la production, de13004.14 à 72267.94 g/ m3.

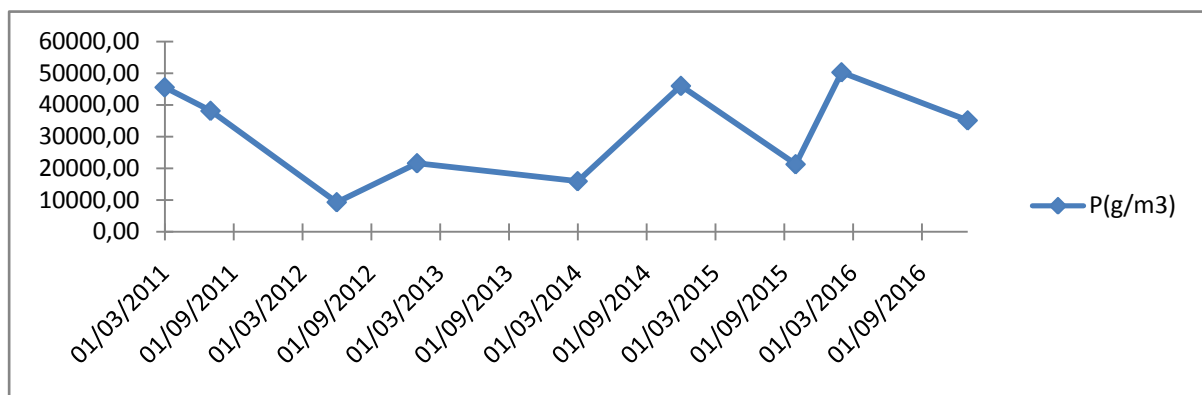


Figure V.4 : La variation temporelle de la quantité de sel pour le puits OKN 63

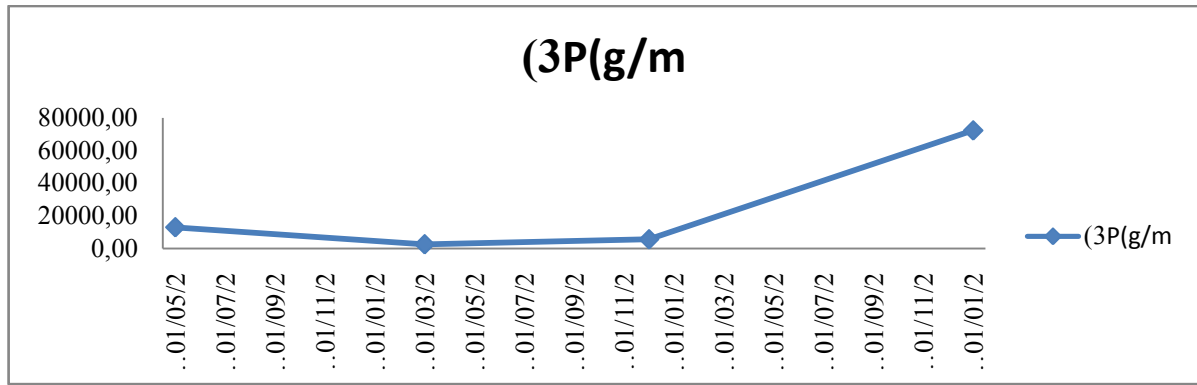


Figure V.5. La variation temporelle de la quantité de sel pour le puits OKO 50

V.6 Courbes et interprétation :

❖ Les données de jaugeage :

Tableau V.4 : données de jaugeage en fonction de la quantité de sel déposée.

Puits	Année	Quantité de sel déposée (g/m ³)	salinité eau à la tête du puits (g/l)	Débit d'eau de formation (m ³ /h)	Salinité huile à la tête du puits (g/l)	Débit d'huile (m ³ /h)	Pression de la tête (bar)	Température d'huile à la tête (C°)
OKO 50	29/03/2014	2573,25	140,4	0,033	1,158	5,488	28,7	34,2
	15/12/2014	5616,12	250	0,1166	5,838	4,858	27,3	35,2
	19/05/2013	13004,14	134,55	0,13	9,933	3,061	27	36,5
	16/01/2016	72267,94	70,1	0,75	3,2	3,338	26,2	23,3
OKN 63	23/06/2012	9281,75	360	0,568	5,643	2,417	24,3	39,7
	09/03/2014	15901,39	350	0,8913	8,763	2,588	24,9	32,8
	03/10/2015	21250,33	315,89	0,5386	81,888	2,128	25,2	35,9
	30/01/2013	21569,56	187,9	0,21	0,866	2,229	26,3	30,5
	11/01/2017	35081,43	298,34	0,826	93,588	2,264	27,2	30,1
	10/07/2011	38102,02	199	0,42167	2,34	2,221	25	40,5
	23/03/2011	45523,84	216,45	0,69467	3,206	2,657	23	30,7
	30/12/2014	45966,60	263,25	0,93	12,858	2,627	27,6	28,3
	01/02/2016	50254,21	200,5	0,5326	0,573	2,244	25,2	23,9

• **Les débits en fonction de la quantité de sel déposée :**

- ✓ L'augmentation de l'eau produite E affectent de manière significative à l'augmentation de la quantité de sel déposée c.-à-d. l'élévation de débit d'eau entraine une élévation de la quantité de sel déposée, de 5616,12 g de sels/ m³ pour E = 24 l/ m³ à 72267.94 g de sels/ m³ pour E = 224.685 l/ m³.
- ✓ La différence entre débit d'huile et débit d'eau est faible où la quantité de sels déposée est élevée (voir Tableau V.4).

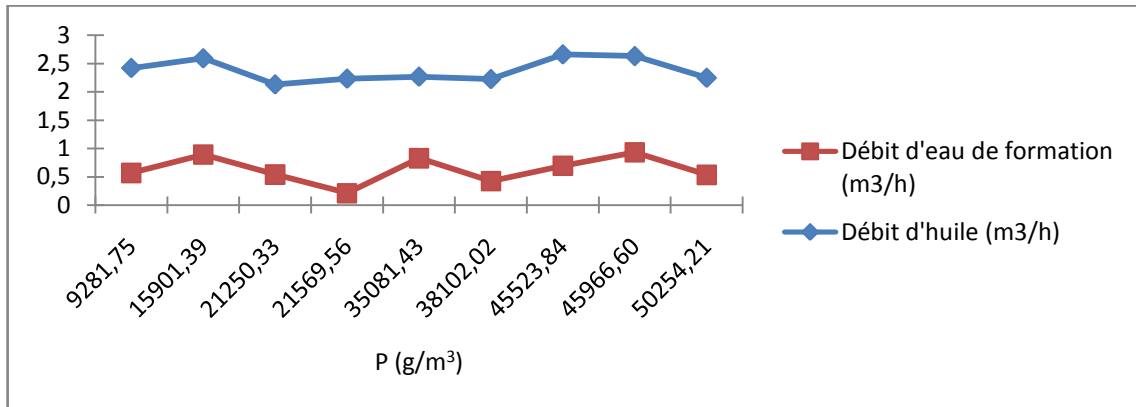


Figure V.6 : Les débits en fonction de la quantité de sels déposée pour OKN 63

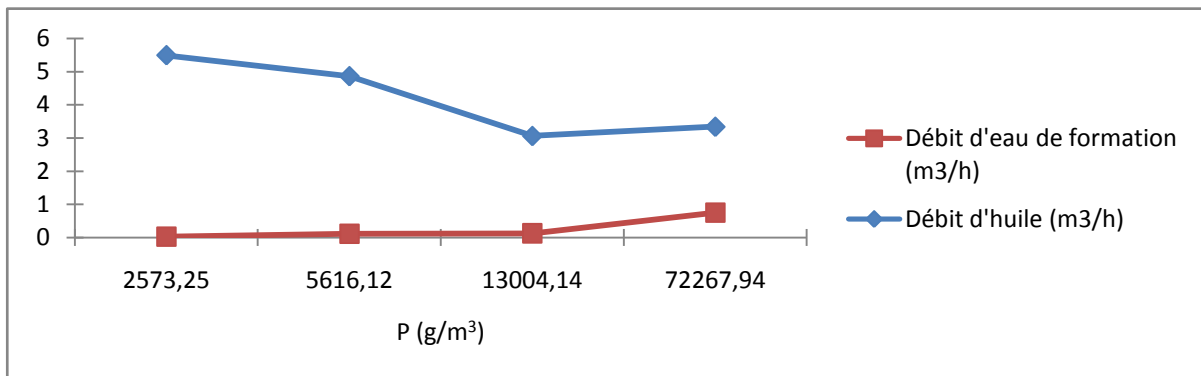


Figure V.7 : Les débits en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50

• **Les salinités en fonction de la quantité de sel déposée :**

- ✓ La diminution de salinité d'eau à la tête du puits (S_T) est un indice de formation de dépôts de sel puisque l'eau de gisement très salée avec des concentrations qui peuvent atteindre 390g/l (Tableau V.3) précipite en formant les dépôts de sels dans le puits ce qui traduit par la diminution de la salinité d'eau qui remonte en surface (140,4/ 250 / 70,1 g/l...etc.).

✓ L'augmentation de débit d'eau aide au contact huile /eau qui cause une émulsion d'eau dans l'huile alors la salinité de l'huile va être élevée, pour le puits OKO50 (de 0.033 à 0.1166 m³/h et de 1.158 à 5.838g/l).

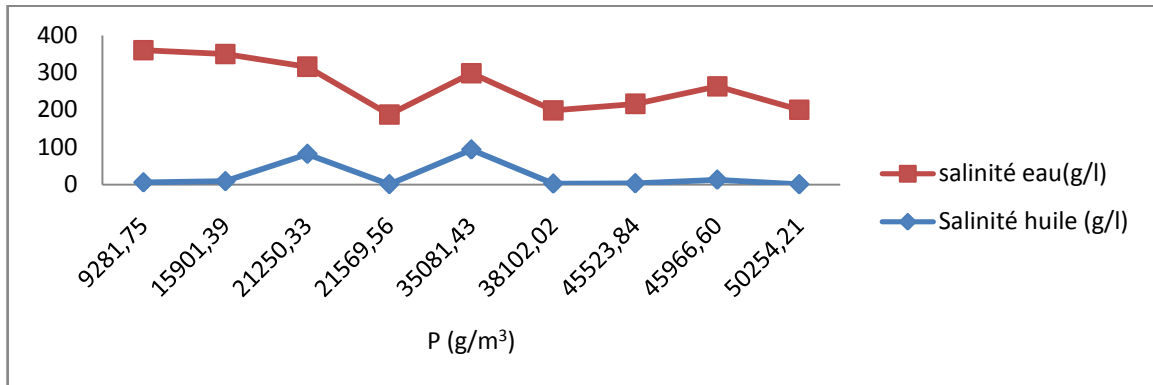


Figure V.8 : salinités en fonction quantité de sels déposée pour OKN 63.

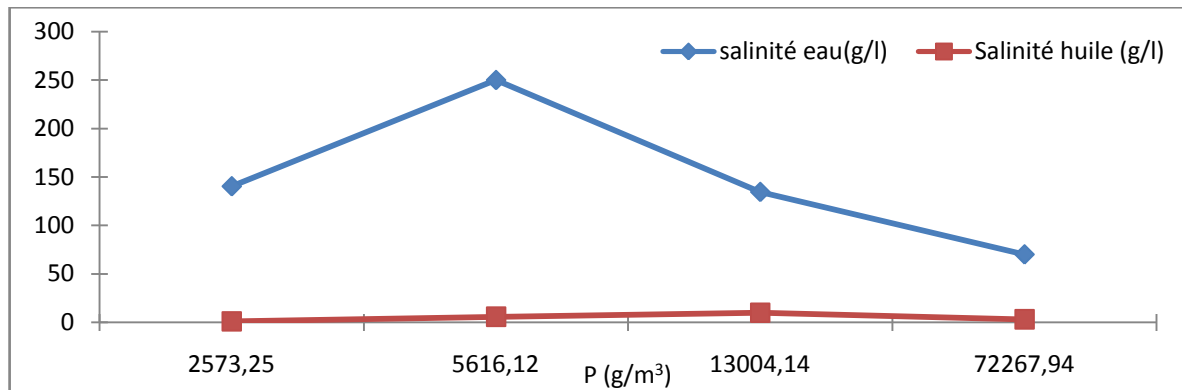


Figure V.9 : salinités en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50

- Les pressions en fonction de la quantité de sel déposée :

La pression de tête de puits et le débit d'huile sont proportionnelles dans le puits OKO 50 et OKN 63, lorsque la pression diminue le gaz dissous dans l'huile va aussi diminuer Alors le débit d'huile est diminué (Figure V.10 et V.11).

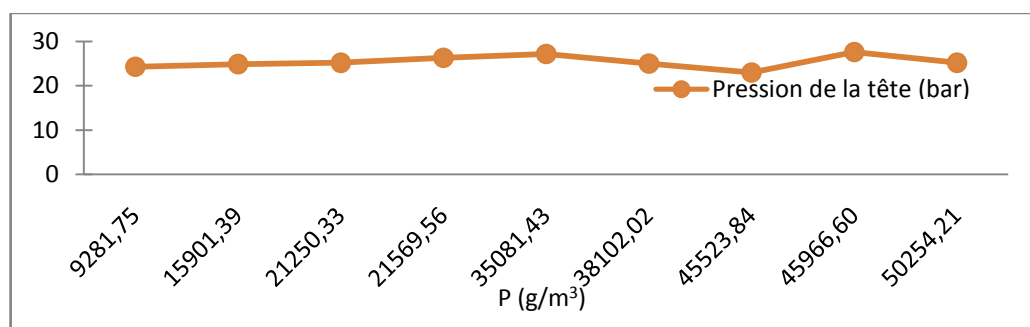


Figure V.10 : Pression de la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKN 63

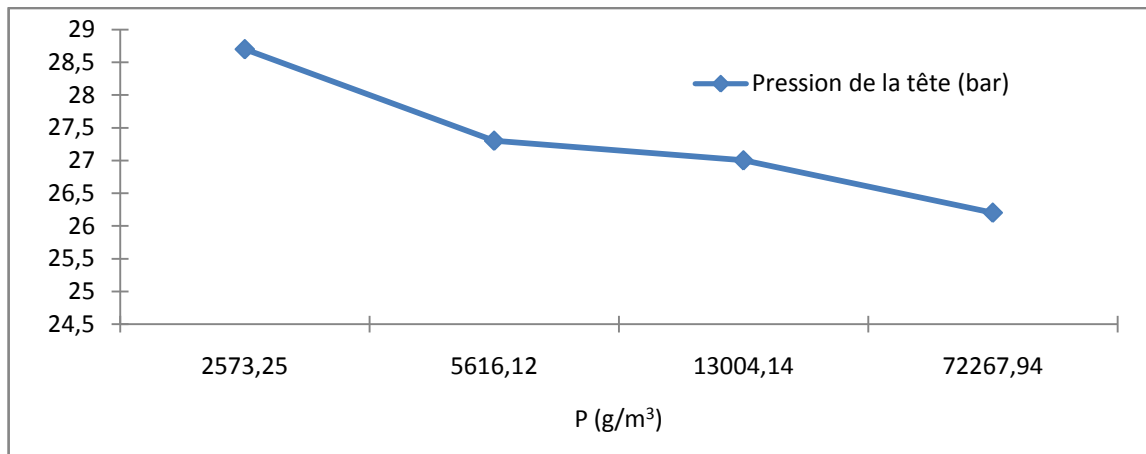


Figure V.11 : Pression de la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50.

- **Les Températures en fonction de la quantité de sel déposée :**

L'abaissement de la température au niveau de la tête du puits conduit à la formation des dépôts de sels. Pour les températures 36.5 °C, 23.5°C, donnent des quantités de sel déposées 72267.94 et 13004.14 g/m³ (Tableau V.4).

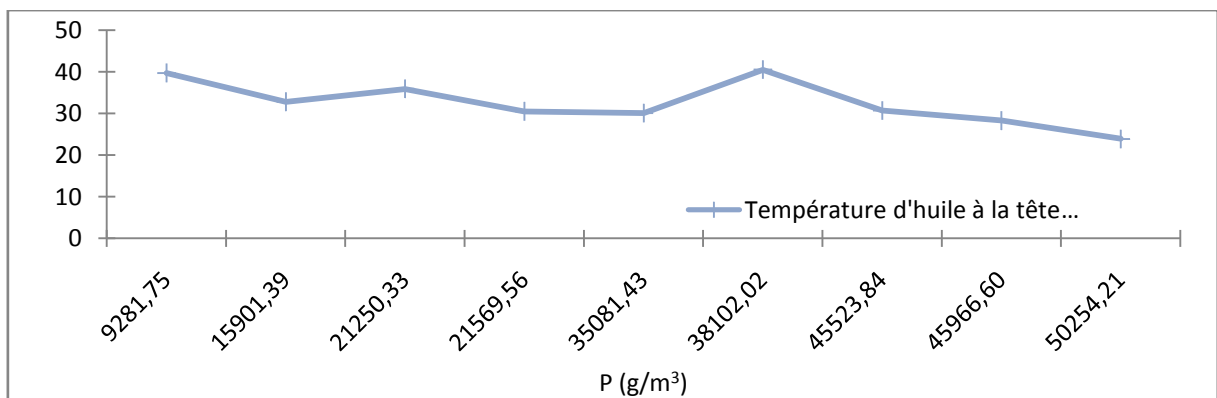


Figure V.12 : Température d'huile à la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKN 63

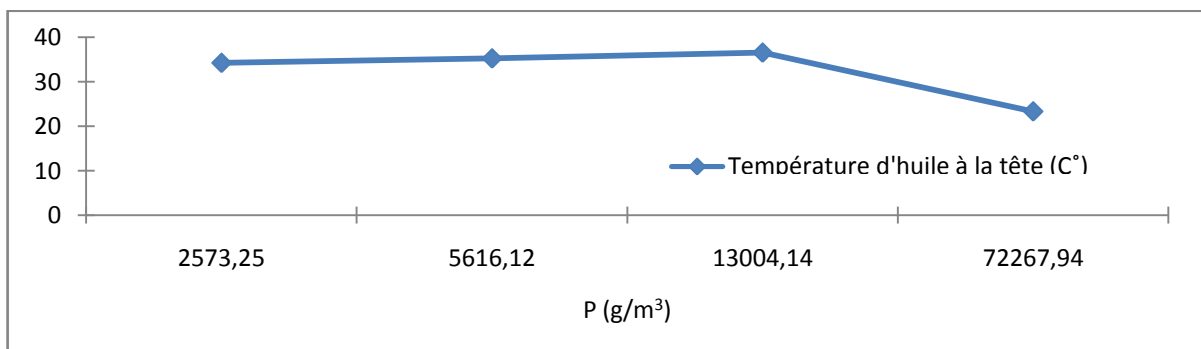


Figure V.13 : Température d'huile à la tête en fonction quantité de sels déposée pour OKO 50

V.7 Optimisation de dessalage par le calcul de débit d'injection :

Afin de calculer des débit d'eau à injecter les données utilisées sont : quantité d'eau injectée (m^3/h) Q_i ; teneur de l'eau de gisement en sel S_f , teneur en sel de l'eau en tête de puits S_T , salinité d'huile S_o , débit d'huile Q_o , débit d'eau de formation Q_w (figure V.14).

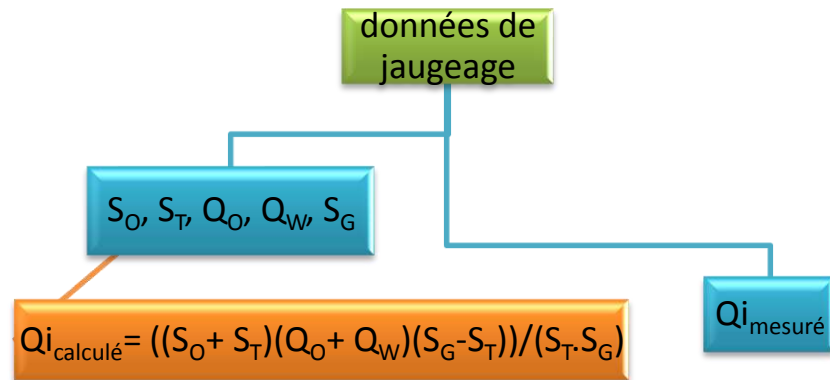


Figure V.14 : étapes de Calcul de débit d'injection pour le dessalage

La quantité d'eau à injecter calculé par la formule suivante [1] :

$$Q_i = \frac{(S_o + S_f)(Q_o + Q_w)(S_g - S_f)}{S_f \cdot S_g} \quad (V.3)$$

Avec :

Q_i : quantité d'eau injectée (m^3/h).

S_T : teneur en sel de l'eau en tête de puits en g/l.

Q_o : Débit d'huile en m^3/h .

S_o : salinité d'huile en g/l.

Q_w : Débit d'eau de formation en m^3/h

S_f : teneur de l'eau de gisement en sel en g/l.

Le débit d'injection de dessalage est un facteur principale qui influe sur l'efficacité de dessalage, à Haoud Berkaoui le débit de dessalage n'est pas calculé et se fait par manière hasardeuse, dans ce partie on va calculer le débit d'injection de dessalage optimale, et le comparer avec le débit d'injection mesuré.

A partir les données de jaugeages (Q_w , S_f , S_T , S_o , Q_o) on peut calculer le débit d'injection d'eau pour un dessalage efficace.

Les résultats et leurs Discussion:

Après l'équation (V.3), on a calculé le débit optimale de dessalage de deux puits OKN 63 et OKO 50 A différentes périodes et on a le comparé avec le débit de dessalage mesuré.

Tableau V.5 : calcul de débit d'injection.

Puits	Quantité de sel déposée (g/m ³)	Année	Q _w (m ³ /h)	S _F (g/l)	S _T (g/l)	So (g/l)	Q _o (m ³ /h)	Q _{inj} mesuré (m ³ /h)	Q _{inj} calculé (m ³ /h)
OKO 50	2573,25	29/03/2014	0,033	390	140,4	1,158	5,488	0,2	3,56258
	5616,12	15/12/2014	0,1166	390	250	5,838	4,858	0,2933	1,82745
	13004,14	19/05/2013	0,13	390	134,55	9,933	3,061	0,58	2,24440
	72267,94	16/01/2016	0,75	390	70,1	3,2	3,338	0,6	3,50627
OKN 63	9281,75	23/06/2012	0,568	390	360	5,643	2,417	0,12	0,23321
	15901,39	09/03/2014	0,8913	390	350	8,763	2,588	0,4166	0,36578
	21250,33	03/10/2015	0,5386	390	315,89	81,888	2,128	0,5833	0,63807
	21569,56	30/01/2013	0,21	390	187,9	0,866	2,229	1	1,26972
	35081,43	11/01/2017	0,826	390	298,34	93,588	2,264	0,58	0,95404
	38102,02	10/07/2011	0,42167	390	199	2,34	2,221	0,9	1,30944
	45523,84	23/03/2011	0,69467	390	216,45	3,206	2,657	0,72	1,51358
	45966,60	30/12/2014	0,93	390	263,25	12,858	2,627	0,42	1,21248
50254,21	01/02/2016	0,5326	390	200,5	0,573	2,244	0,5833	1,35299	

- ✓ Les grandes différences entre le débit d'injection $Q_{inj\ calc}$ calculé et le débit d'injection $Q_{inj\ mes}$ mesuré sont des indices à des grandes quantités de sel déposées.

- ✓ On remarque que débit d'injection Q_{inj} mesuré est toujours inférieure que débit d'injection Q_{inj} calculé c.-à-d. le dessalage dans ces deux puits n'est pas efficace pour éliminer tout le dépôt (Figure V.15 et V.16). Et le débit de dessalage dans Houad Berkaoui n'est pas optimisé.
- ✓ Ces dépôts résultent aussi de l'injection hasardeuse et de l'eau douce dans le puits et elle va causer des pertes économiques à SONATRACH.
- ✓ Le point où le débit d'injection Q_{inj} mesuré et le débit d'injection Q_{inj} calculé sont plus proches, la quantité de sels déposée est le plus petite à 23/06/2012 dans le puits OKN 63 ($Q_{inj\text{ calculé}}=0.2332\text{ m}^3/\text{h}$ et $Q_{inj\text{ mesuré}}= 0.12\text{ m}^3/\text{h}$ la quantité de dépôt = $9281.75\text{ g}/\text{m}^3$). Pour éviter ces pertes, le débit d'eau injectée doit être soigneusement optimisé et avec précision pour remédier totalement aux problèmes des dépôts de sel.

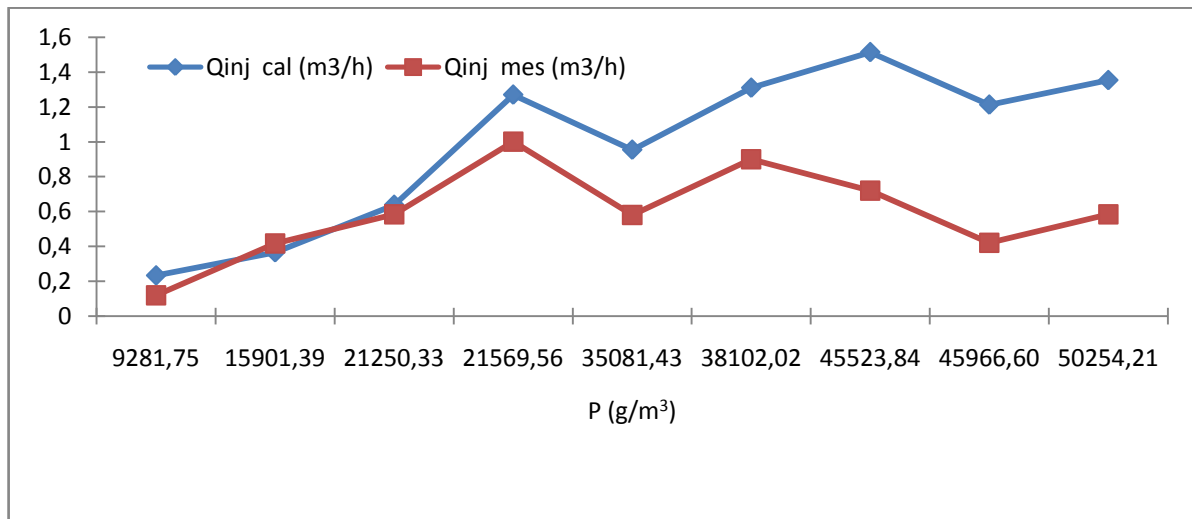


Figure V.15 : Débits de dessalage en fonction de la quantité de sels déposée pour OKN 63.

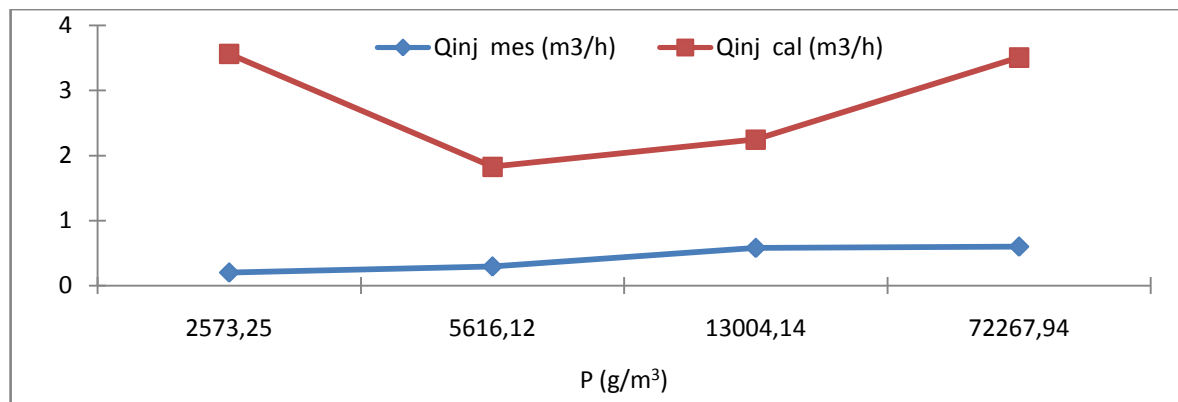


Figure V.16 : Débits de dessalage en fonction de la quantité de sels déposée pour OKO 50.

V.8 Conclusion

Il y a plusieurs variables qui influent sur la quantité de sel déposées des dépôts, et les plus importants sont l'augmentation de débit d'eau de formation par rapport le débit d'huile et la diminution de température et pression.

L'importance des dépôts est proportionnelle au volume d'eau produite, ce qui explique la présence des grands dépôts dans les puits à fort débit d'eau.

Le dessalage dans ces deux puits n'est pas efficace pour éliminer tout le dépôt puisque le débit d'injection Q_{inj} mesuré est toujours inférieure que débit d'injection Q_{inj} calculé. Et le débit de dessalage dans Haoud Berkaoui n'est pas optimisé et la différence entre le débit de dessalge optimale et mesuré atteindre à 3.5625833 m³/h.

Ces dépôts résultent aussi de l'injection hasardeuse de l'eau douce dans le puits et elle va causer des pertes économiques à SONATRACH.

**CONCLUSION
ET
RECOMENDATION**

Conclusion et Recommandation

L'étude réalisée nous a permis d'apporter les conclusions suivantes :

Les problèmes de dépôts sur le champ de Haoud Berkaoui sont dus en grande partie au sel (NaCl) qui constitue un grand obstacle à la production du puits.

La formation de dépôts sels dépend plusieurs conditions. Alors pour les prévenir il faut faire une étude précise sur les conditions favorables de formation de sels.

Deux puits appartenant au champ de Haoud Berkaoui ont été sélectionnés (OKN 63 et OKO 50), L'interprétation des données de jaugeages et contrôle Wire line pour la période 2011 jusqu'à 2017 ont montré des puits endommagé par les précipitations de sel avec des quantités des dépôts peuvent atteindre à 72267.94 g/m^3 .

Et ces conditions changent aussi avec la nature de dépôt, chaque type nécessite un traitement différent et moyens de prévention spécifiées.

Les traitements préventifs pour les dépôts du NaCl sont des solutions assez simples, respectivement la dissolution par d'eau douce et le grattage au Wire- line.

Malgré leur efficacité les traitements préventifs ou curatifs occasionnaient de grandes pertes de production.

Le dessalage dans ces deux puits n'est pas efficace pour éliminer tout le dépôt puisque le débit d'injection Q_{inj} mesuré est toujours inférieure que débit d'injection Q_{inj} calculé. Et le débit de dessalage dans Haoud Berkaoui n'est pas optimisé et la différence entre le débit de dessalge optimale et mesuré atteindre à $3.5625833 \text{ m}^3/\text{h}$.

On peut améliorer le système de dessalage dans les suivants :

✓ **Débit de dessalage :**

Le débit de dessalage dans Haoud Berkaoui n'est pas optimisé et se fait par l'expérience. Ces dépôts résultent aussi de l'injection hasardeuse et non optimiser de l'eau douce dans le puits et elle va causer des pertes économiques à SONATRACH. Pour éviter ces pertes, le débit d'eau injectée doit être soigneusement optimisé et avec précision pour remédier totalement aux problèmes des dépôts de sel.

✓ **Eviter les conditions favorables pour la formation de dépôts de sels :**

Augmentation de débit d'eau de formation par rapport le débit d'huile, diminution de température et pression.

✓ **Qualité de l'eau :**

Généraliser le placement des filtres à la sortie des bacs de stockage pour éviter l'usure des garnitures des pompes par les impuretés et le bouchage des orifices des vannes, et veiller au traitement chimique de l'eau avec les produits anti-oxygène, émulsifiants,...

Conclusion et recommandation

✓ **Arrêt des pompes :**

Renforcer l'entretien des pompes et assurer des surveillances périodique pour minimiser les temps d'arrêt des pompes.

✓ **Utilisation des inhibiteurs de sels :**

Pour éviter les dépôts de sel formés on utilise des inhibiteurs chimiques qui sont utilisés avec des concentrations très faibles.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] Problèmes du sel dans le puits et les méthodes de dessalages dans la région de Haoud Berkaoui, production, université d'Ouargla 2005.
- [2] Benseddik Mohammed Alhadj Ali .Madaci Seyf Eddine, Optimisation des puits sales non éruptifs « choix d'une complétion adéquate », mémoire de master université d'Ouargla 2013.
- [3] Optimisation de la double injection (eau et gaz) pour un puits salée non éruptif HRM, Université de Boumerdes, 2008
- [4] Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud, Université d'El Oued, 2014
- [5] R. Kieffer, Contacteurs à membrane pour la précipitation du sulfate de baryum : Simulations numériques et résultats expérimentaux, Thèse de doctorat, Université Claude Bernard - Lyon 1, 2006.
- [6] A. BELAID, Etude par spectroscopie d'impédance électrochimique l'épaisseur d'un film de sulfate de métaux au niveau des installations industriels et des puits pétroliers de la région Ourhoud, Mémoire Master, Université d'El OUED, 2013.
- [7] <http://arnexhistoire.blogspot.com/archive.html>(2014)
- [8] Z. LALMI, Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud, Mémoire de magister, 2008.
- [9] <http://madenmuhendis.blogspot.com/18/05/2014>.
- [10] H. TEGHIDET, Etude de la cristallisation contrôlée de la calcite par voie électrochimique. Effet des ions étrangers au système calcocarbonique sur la nucléationcroissance de la calcite, Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie paris France, 2012.
- [11] R. VILLATTE, «Étude des mécanismes de libération d'actifs Nanodisperses Application au traitement de puits, Thèse de doctorat, Université Bordeaux I école doctorale des sciences chimiques, 2010.
-

-
- [12] B. KORIBA, «Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt : étude sur site, Mémoire magister, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2007.
- [13] D. Hanane. D. Chahrazed, , Evaluation et détermination des paramètres de production par la nouvelle technologie VX, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2013.
- [14] J.F.GRAVIER , Propriétés des fluides de gisement (tome II) , Edition Technip, 1986
- [15] Comission, Exploitation Production et traitement des bruts salés, Edition Technip, 1976
- [16] Bammara Mohamed SH DP chef service technique de puits, Particulier du gaz-lift à HBK, JST3/332 (RAPPORT).
- [17] Fichiers « généralité de région de Berkaoui » obtenu à Sontrach DP.
- [18] Equipements de puits éruptif (IAP).
- [19] Templeton, C.C. Solubility of barium sulfate in sodium chloride solution from 25°-95°, Chem. Eng Data, 1960.
- [20] Vetter, O.J.G and Phillips, R.C, Prediction of deposition of calcium sulfate under down hole conditions. J.Pet.Technol, 1970.
- [21] El-Hattab, I.M, GUPCO'S, Experience in treating Gulf of Suez Seawater for Water flooding the El Morgan Oil Field,Journal of Petroleum Technology, 1982.
- [22] Meddahi Khalida, Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôts, Université de Boumerdes, 2014.
- [23] MEBROUKI. MEZZAR .OULD, Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui, université d'Ouargla 2013.
-

ANNEXES

Annexe

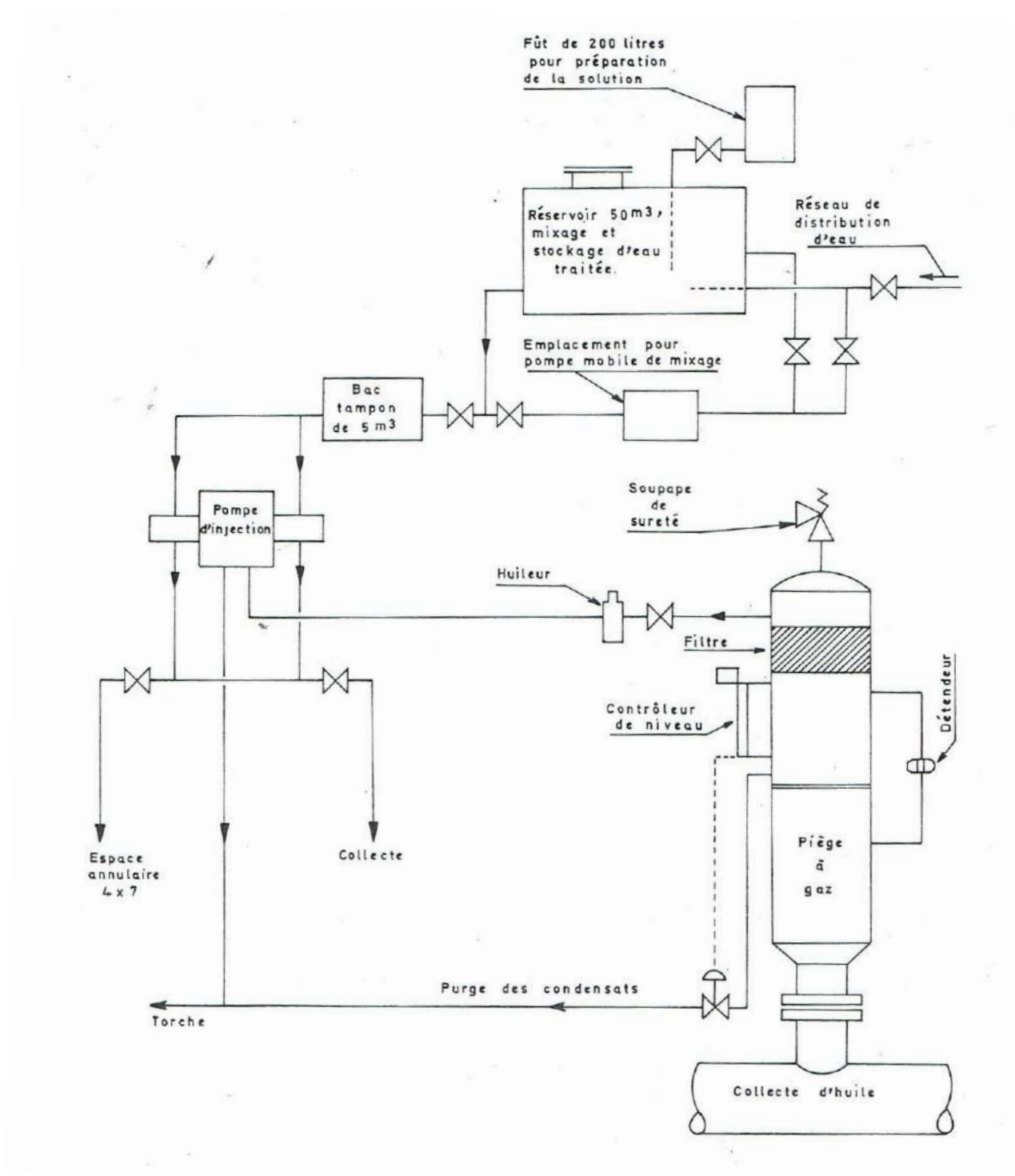


Figure Annexe 1 : installation de surface pour injection d'eau de dessalage

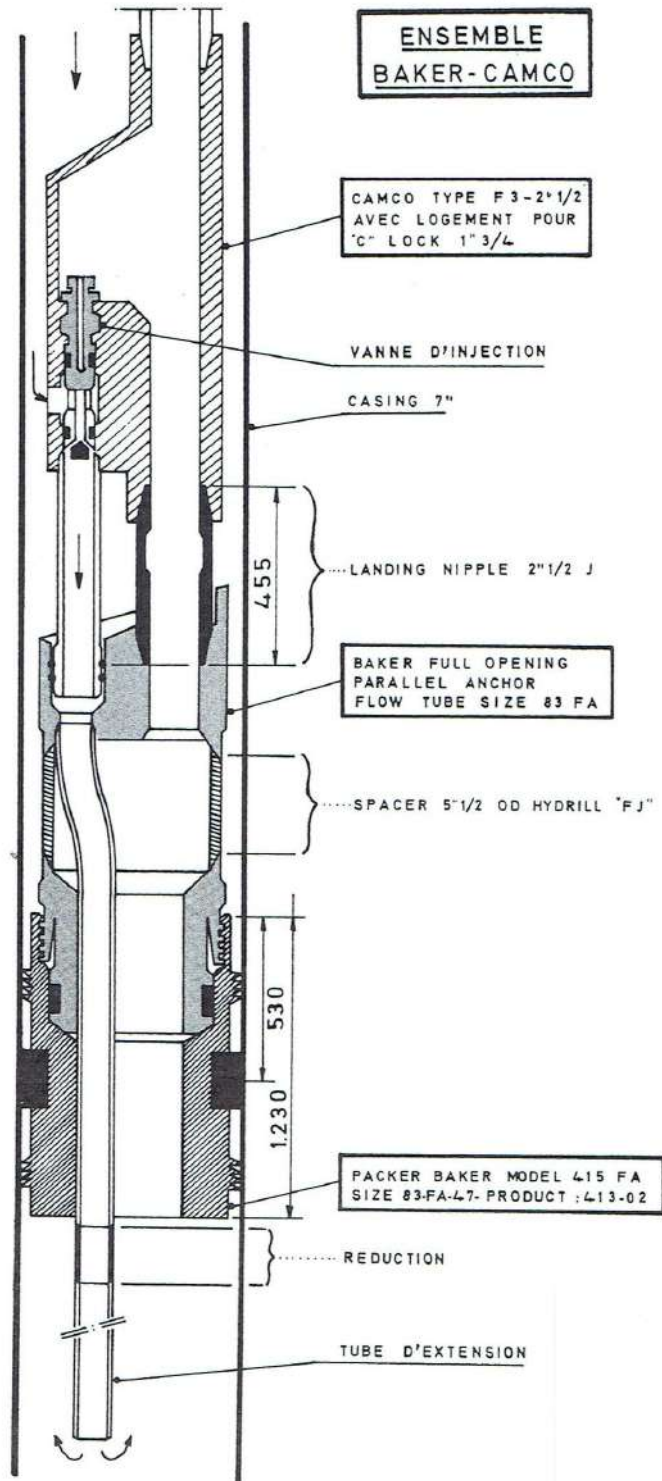


Figure Annexe 2 : Ensemble BAKER-CAMCO

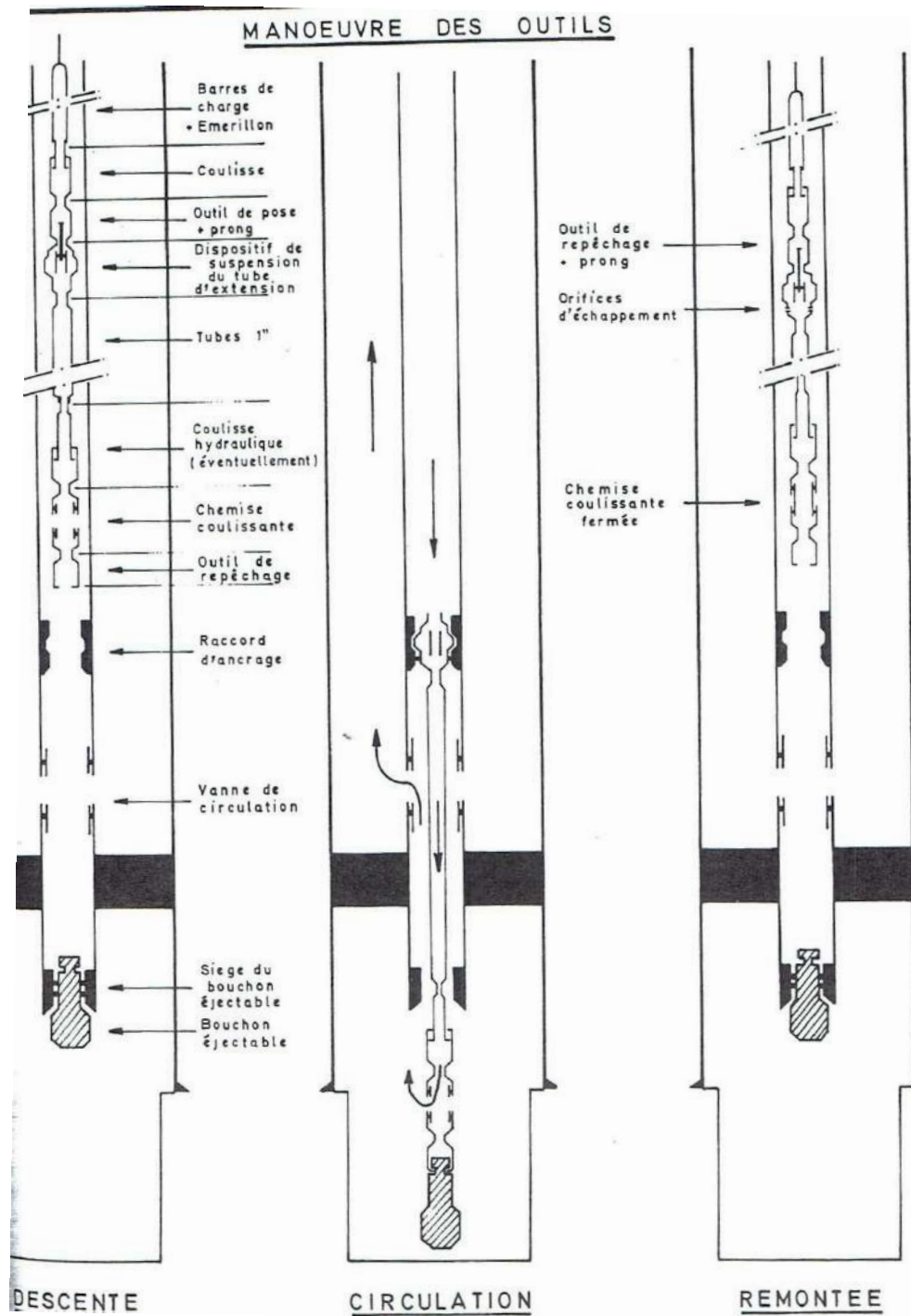


Figure Annexe 3 : complétion avec tube d'extension

COMPLETION SANS PACKER

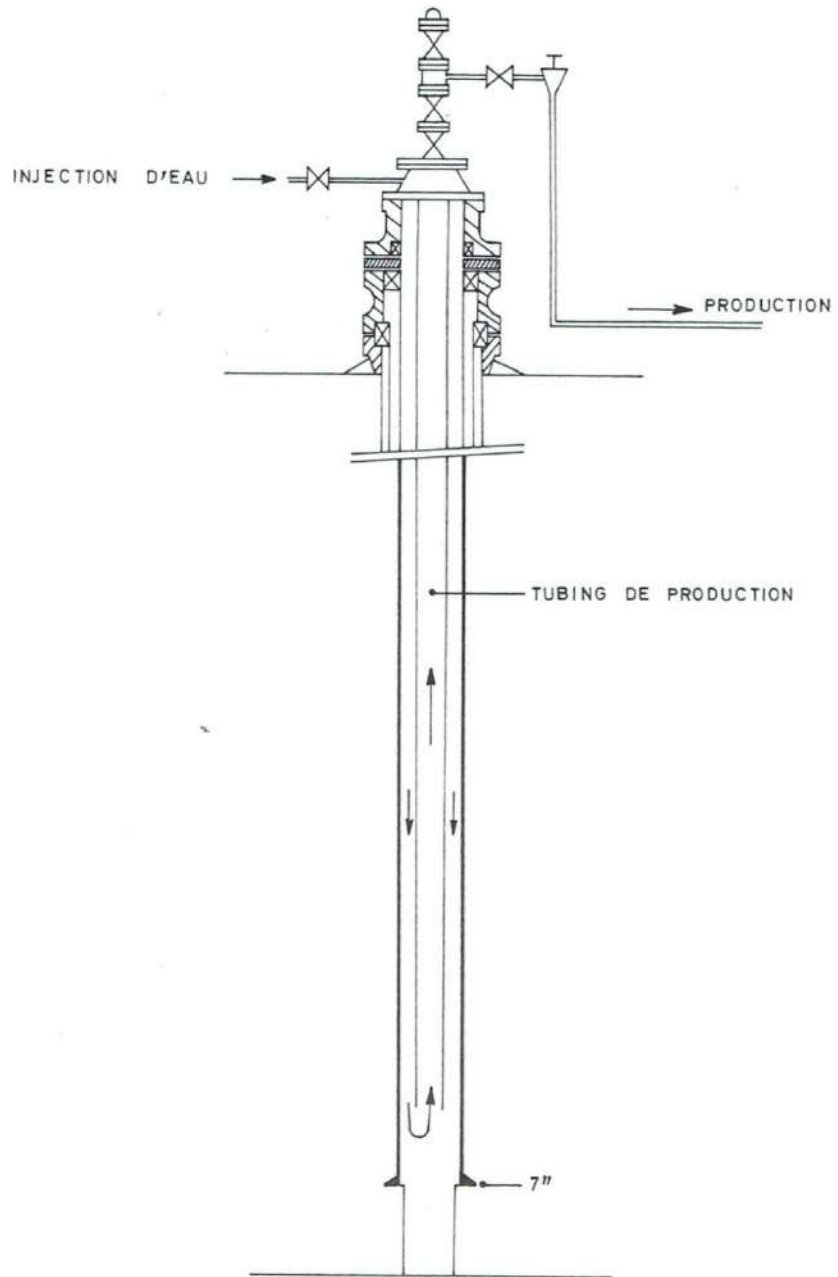


Figure Annexe 4 : Complétion sans packer

COMPLETION CONCENTRIQUE

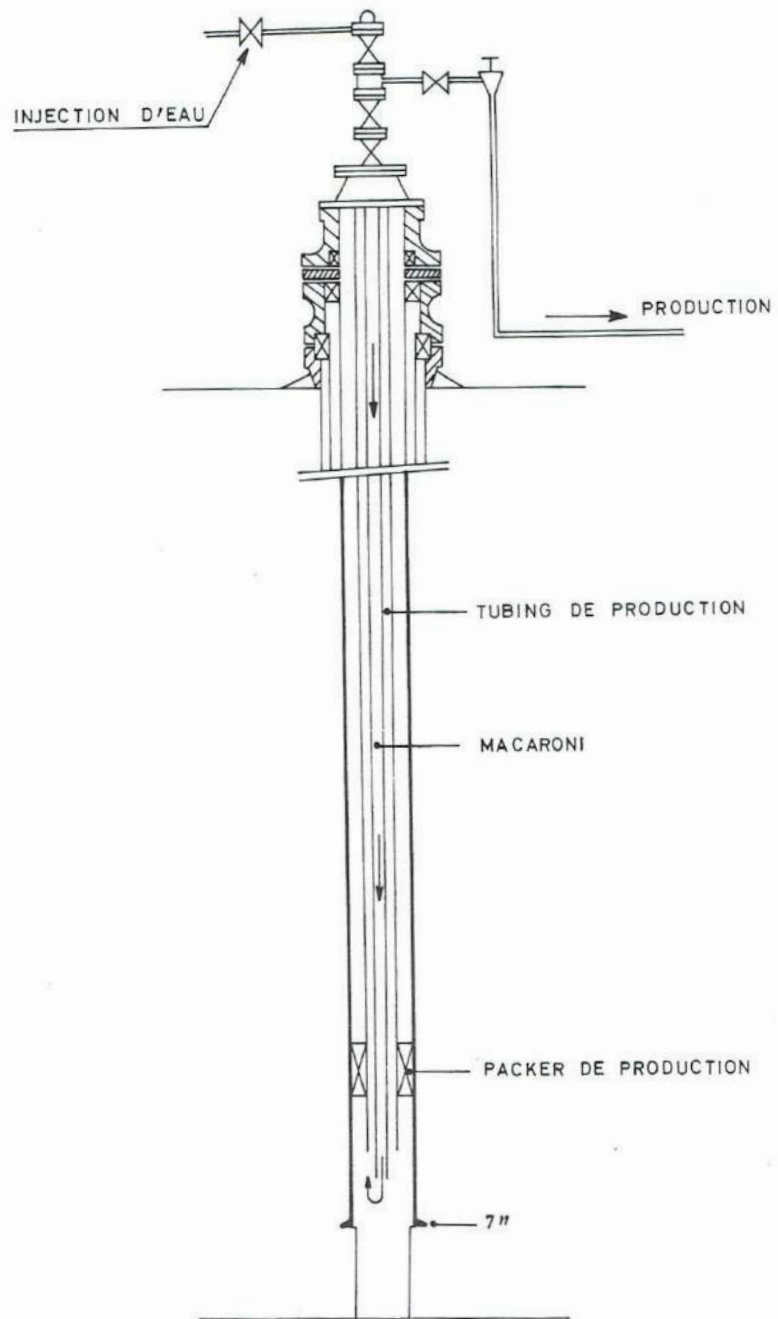


Figure Annexe 5: Complétion concentrique

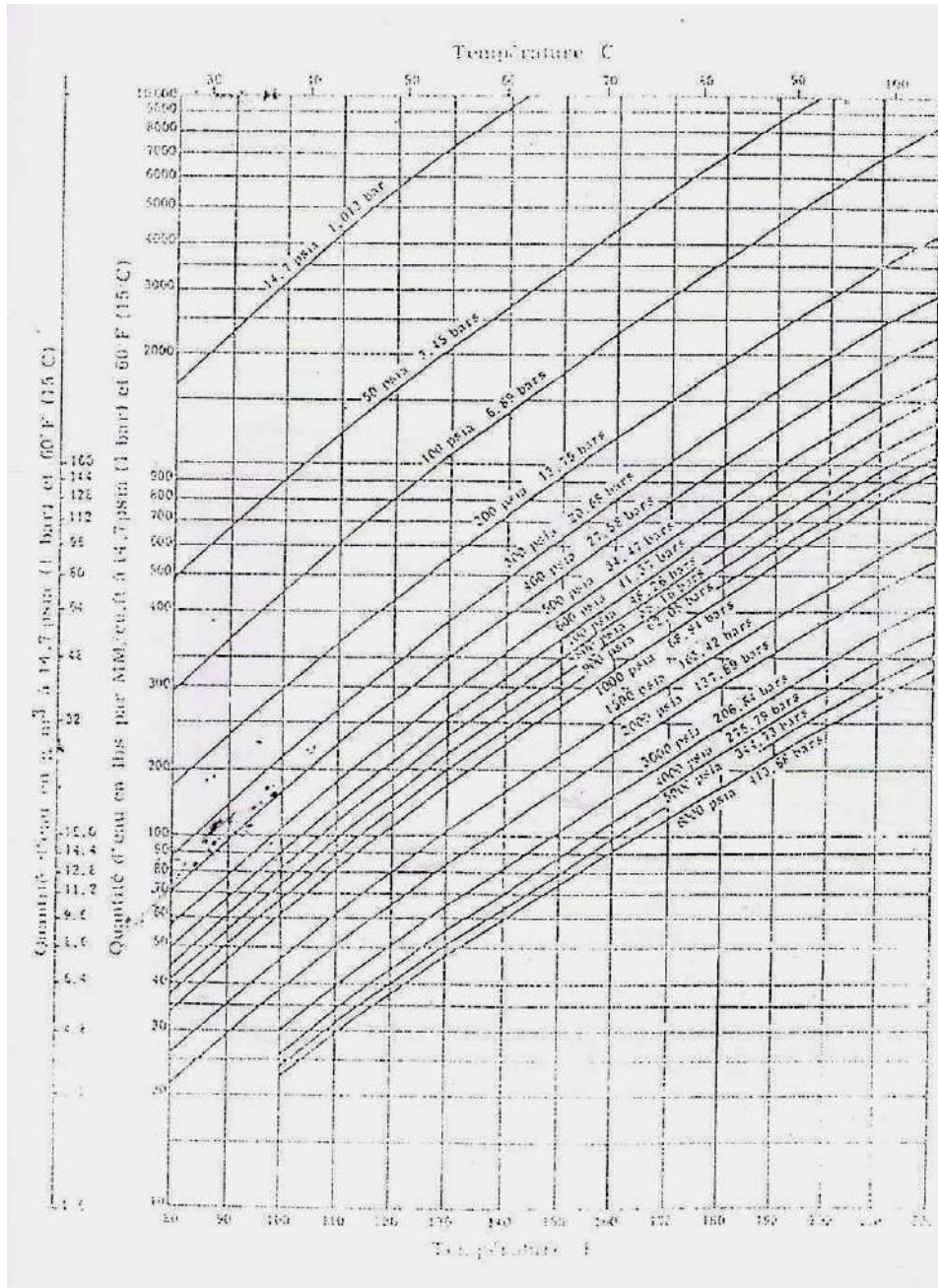


Figure Annexe 6 : Vapeur d'eau contenue dans un Gaz naturel à saturation

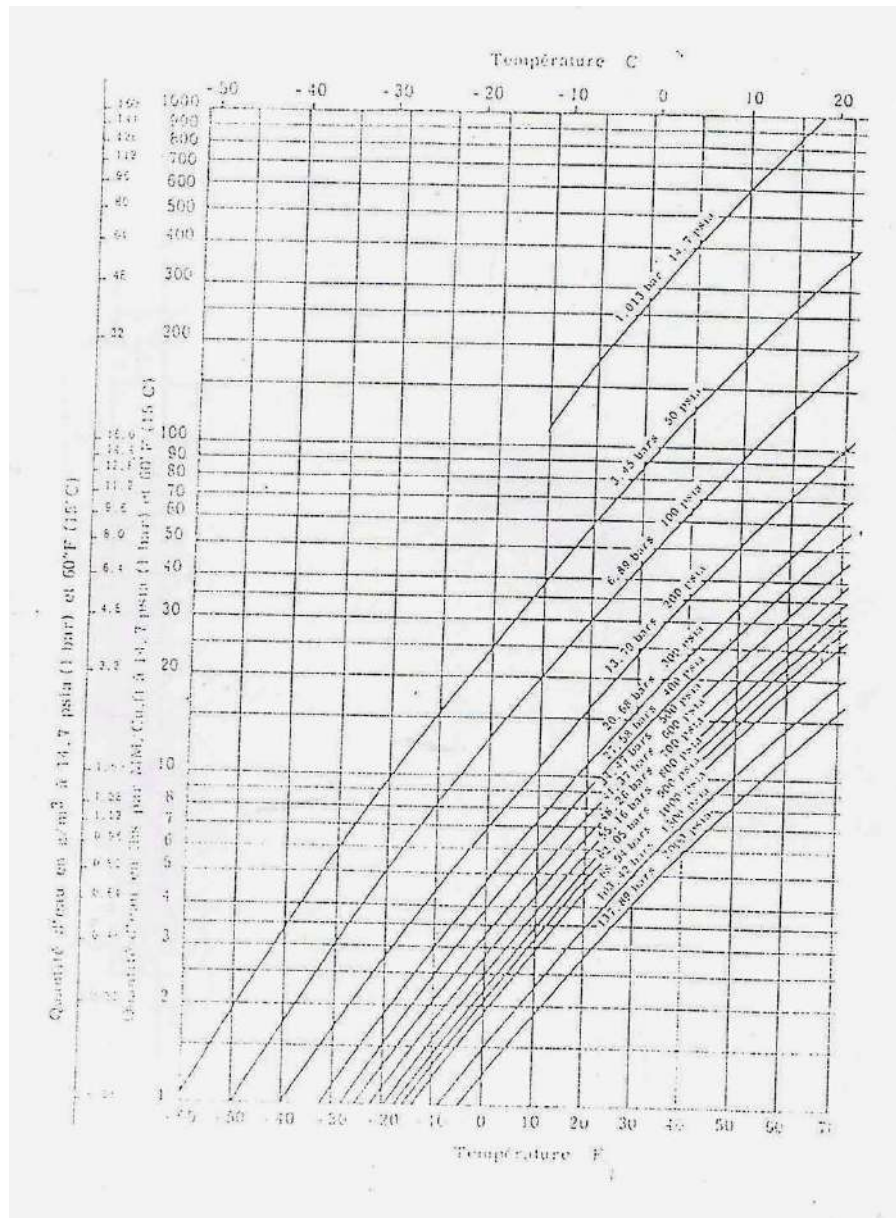


Figure Annexe 7 : Vapeur d'eau contenue dans un Gaz naturel à saturation



SONATRACH
DIRECTION REGIONALE
Haoud - Berkaoui
Service - Puits - WO

OKN 63

EQUIPEMENT DE SURFACE

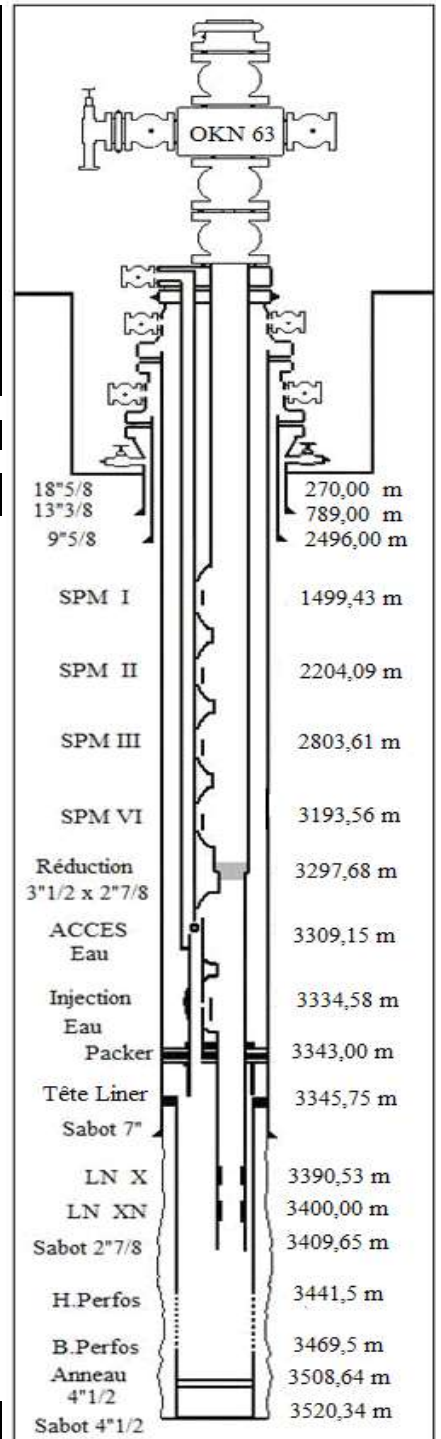
Designation	Constructeur	Dimension	Observ
TOP CAP	FMC	3"1/8 x 5000	
VANNE DE CURAGE	FMC	3"1/8 x 5000	
CROIX	FMC	3"1/8 x 3"1/8 x 5000	
02 VANNES LATERALES	FMC	3"1/8 x 5000	
PORTE DUSE	FMC	3"1/8 x 5000	
02 VANNES MAITRESSES	FMC	3"1/8 x 5000	
ADAPTEUR	FMC	9" x 3"1/8 x 2"1/16 x 5000	2" G-L
TBG HEAD	FMC	11" x 9" x 5000	
2 VANNES LATERALES CS	FMC	2"1/16 x 5000	Eau

EQUIPEMENT DE FOND

Designation	Const.	TYPE	Long	C/Sond	C/Elé
HTR - Tbg head			7,11	7,11	
olive de suspension	FMC	3"1/2-1"660	0,26	7,37	
155 Tbg 3"1/2 N.Vam + 2PJ	Vallourec	N80-9,20#	1489,9	1 497,27	
Side Pocket Gas n° 1	Weatherford	SFO 1Lt	2,16	1 499,43	
Adj. Swivel Sub 3"1/2+ 2 PJ	Weatherford	3"1/2	4,14	1 503,57	
73 Tbg 3"1/2 N.Vam+ 1 PJ	Vallourec	N80-9,20#	698,34	2 201,91	
Side Pocket Gas n° 2	Weatherford	SFO 1Lt	2,18	2 204,09	
Adj. Swivel Sub 3"1/2+2 PJ	Weatherford	3"1/2	4,32	2 208,41	
62 Tbg 3"1/2 N.Vam + 1PJ	Vallourec	N80-9,20#	593,02	2 801,43	
Side Pocket Gas n° 3	Weatherford	SFO 1Lt	2,18	2 803,61	
Adj. Swivel Sub 3"1/2+ 2 PJ	Weatherford	3"1/2	4,39	2 808,00	
40 Tbg 3"1/2 N.Vam + 1 PJ	Vallourec	N80-9,20#	383,38	3 191,38	
Side Pocket Gas n° 4	Weatherford	SFO 1Lt	2,18	3 193,56	
Adj. Swivel Sub 3"1/2+ 3 PJ	Weatherford	3"1/2	6,21	3 199,77	
10 Tbg 3"1/2 N.Vam	Vallourec	N80-9,20#	97,71	3 297,48	
Réduction 3"1/2 x 2"7/8 Vam	Vallourec	N80-9,20#	0,20	3 297,68	
01 Tbg 2"7/8 N.Vam + 1 PJ	Vallourec	N80-6,40#	8,93	3 306,61	
Side Pocket accès Eau 2"7/8	Weatherford	SBRO,1SW	2,54	3 309,15	
Adj. Swivel Sub 2"7/8 + 3 PJ	Weatherford	2"7/8	6,9	3 316,05	
01 Tubing 2"7/8 N.Vam +2 PJ	Vallourec	N80-6,40#	16,38	3 332,43	
Side Pocket Injection Eau 2"7/8	Weatherford	SBRO,1SW	2,15	3 334,58	
Réd 2"7/8 EU x 2"7/8 Vam-1PJ	Vallourec	N80-6,40#	2,26	3 336,84	
Con.Sub 3"1/2-2"7/8	Weatherford		0,41	3 337,25	
Locator Seal Assembly	Weatherford		8,85	3 346,10	3 343
4 Tbg 2"7/8 N.Vam+ 1PJ	Vallourec	N80-6,40#	44,09	3 390,19	
Landing Nipple 2"7/8 Vam	OTIS	x	0,34	3 390,53	
01 Tbg 2"7/8 N.Vam	Vallourec	N80-6,40#	9,14	3 399,67	
Landing Nipple 2"7/8 Vam	OTIS	XN	0,33	3 400,00	
01 Tbg 2"7/8 N.Vam	Vallourec	N80-6,40#	9,40	3 409,40	
01 Sabot 2"7/8 N.Vam		N80-6,40#	0,25	3 409,65	


PERFORATIONS

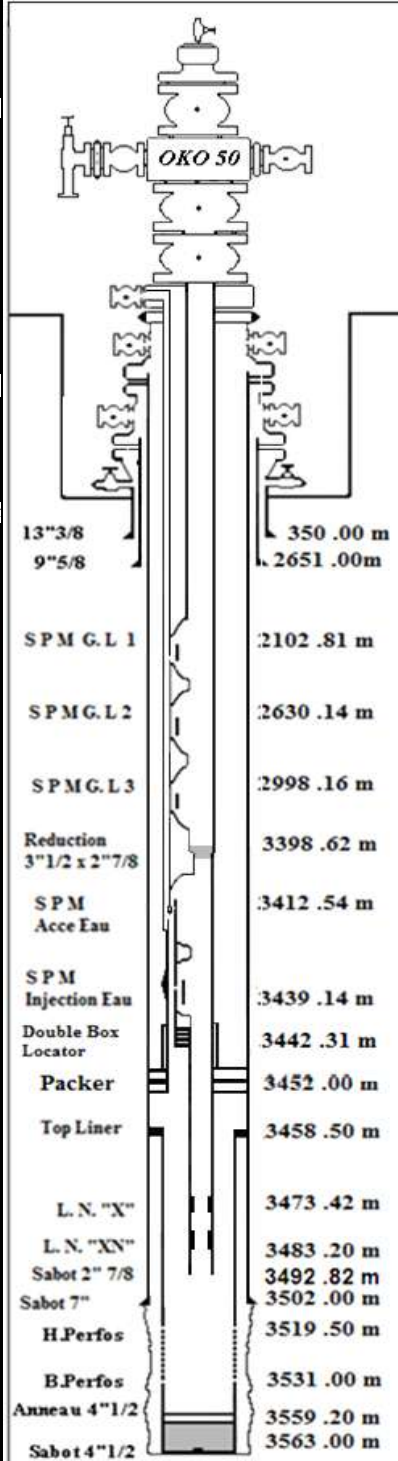
3441,5m	@	3446 m	=	4,5m
3447 m	@	3448,5 m	=	1,5 m
3461,5 m	@	3466 m	=	4,5m
3467 m	@	3469,5m	=	2,5m
Soit au totale				= 13 m



Complétion réalisée	Fiche réalisée
le : 16/04/1996	WO : 21/09/2010
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil ENF#4...& sont des côtes Elé	

Figure Annexe 8: Fiche technique du puits OKN

		S O N A T R A C H Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO		OKO 50	
E Q U I P E M E N T D E S U R F A C E					
Designation	Const.	Type	Dimension	Observ	
Tête de puits GL série 5000 psi					
TOP CAP	FMC		3"1/8		
VANNE DE CURAGE	FMC		3"1/8		
CROIX	FMC		3"1/8 x 3"1/8		
02 VANNES LATÉRALES	FMC		3"1/8		
BRIDE MANOMETRIQUE	FMC		3"1/8		
PORTE DUSE	FMC		3"1/8		
02 VANNES MAÎTRESSES	FMC		3"1/8		
ADAPTEUR	FMC		x 3"1/8 x 2"1/16		
VANNE LATÉRALE			2"1/16	GL	
TIBING HEAD	FMC		11" x 9"		
2 VANNES LATÉRALES C	FMC		2"1/16	EAU	
E Q U I P E M E N T D E F O N D					
Designation	Const.	Type	Long (C/sond-n)	C/ SPE-n	
HTR + OLIVE	FMC		6,91	6,91	
220 Tbgs 3"1/2 + 4 PJ	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	2093,75	2100,66	
S. P. M GL n° 1	Weatherford		2,15	2102,81	2102,81
P.Joint 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	1,89	2104,70	
Strok Adjustable	Weatherford		1,15	2105,85	
55 Tbgs 3"1/2 + 2PJ 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	522,11	2627,96	
S. P. M GL n° 2	Weatherford		2,18	2630,14	2630,14
P.Joint 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	1,89	2632,03	
Strok Adjustable	Weatherford		1,15	2633,18	
38 Tbgs 3"1/2 + 3 PJ 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	362,80	2995,98	
S. P. M GL n° 3	Weatherford		2,18	2998,16	2998,16
P.Joint 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	1,89	3000,05	
Strok Adjustable	Weatherford		1,15	3001,20	
42 Tbgs 3"1/2 + PJ 3"1/2	Vallourec	N80.9,2# N.Vam	397,18	3398,38	
Red3 1/2" N.V.B. x 2 7/8" N.V.P			0,24	3398,62	3398,62
Tbg 2"7/8 + 01 PJ	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	11,38	3410,00	
S. P. M. d'accès eau	Weatherford		2,54	3412,54	3412,54
P.Joint 2"7/8	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	1,99	3414,53	
2 7/8" N.V. ADJUSTABLE SUB	Weatherford		1,12	3415,65	
2 Tbgs 2"7/8 + 2 PJ	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	21,34	3436,99	
S. P. M. Injection eau	Weatherford		2,15	3439,14	3439,14
2 P.Joints 2"7/8	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	3,00	3442,14	
Réd 2 7/8" EU Pin X 2 7/8" N.VAM Box			0,17	3442,31	
PBR	Weatherford		9,04	3451,35	
Anchor Seal /Packer	Weatherford	7"x4"ID,28#32#	0,65	3452,00	3452,00
Extension sous PKR 2"7/8	Vallourec		2,26	3454,26	
2 Tbgs 2"7/8	Vallourec		18,82	3473,08	
LN 2" 7/8 - "2.313" WX	OTIS		0,34	3473,42	
01 Tbg 2"7/8	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	9,45	3482,87	
LN 2"7/8 - "2.205" WXN	OTIS		0,33	3483,20	
01 Tbg 2"7/8	Vallourec	N80.6,4# N.Vam	9,37	3492,57	
Shoe 2"7/8 N-Vam	Vallourec	6,4# N.VAM	0,25	3492,82	
Sabot 7"				3502,00	
Tete De Liner				3458,50	
Anneau				3559,20	
Sabot				3563,00	
PERFORATIONS - (m)					
3519,50 @ 3522,50 3525,00 @ 3528,00 3529,00 @ 3531,00					
Total = 8,00 m					



13"3/8
9"5/8

350.00 m
2651.00m

SPM G.L 1 2102.81 m

SPM G.L 2 2630.14 m

SPM G.L 3 2998.16 m

Reduction
3"1/2 x 2"7/8 3398.62 m

SPM
Acce Eau 3412.54 m

SPM
Injection Eau 3439.14 m

Double Box
Locator 3442.31 m

Packer 3452.00 m

Top Liner 3458.50 m

L.N. "X" 3473.42 m

L.N. "XN" 3483.20 m

Sabot 2" 7/8 3492.82 m

Sabot 7" 3502.00 m

H.Perfos 3519.50 m

B.Perfos 3531.00 m

Anneau 4"1/2 3559.20 m

Sabot 4"1/2 3563.00 m

Complétion réalisée le : 25/12/1991	Réalisée par: Service Puits W.O:le 08/09/2012
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil ENF04 sont des côtes SPE	

Figure Annexe 9 : Fiche technique du puits OKO 50

Tableau annexe 1 : mesures de salinité des échantillons "eau albien"

Champs	Puits	Salinité (mg/l)	Observations
BERKAOUI	OKJ HA 1	819	
	OKJ HA 2	819	
	OKJ HA 3		
	OKJ HA 4	924	
	OKM H 89	936	
	OKN HA1	702	
BENKAHLA	OKP HA 1	819	
	OKP HA 2	878	
	OKP HA 3	-	Fermé
	OKP HA 4	702	
	OKP HA 5	702	
	OKT S1(carbonaté)		
	BKH Centre (carbonaté)	1813	
GUELLALA	GLA HA 1	819	
	GLA HA 2	641	MES = 0,2 mg/l
	GLA HA 3	819	
	GLA HA 4	585	
	GLA Centre	585	
PERIPHERIE	BORDJ CHEIKH	2539	
	P 2	1752	
	GLA NE F5 Bis	4095	
	GLA NE centre S 1	702	
	ZPC1(carbonaté)	1638	