

Annexe 2

SKIN CONTACT: Wash with soap and water. Get medical attention if irritation develops or persists.

INHALATION: Remove victim to fresh air. If not breathing, give artificial respiration. If breathing is difficult, give oxygen. Get immediate medical attention.

INGESTION: If swallowed, induce vomiting immediately as directed by medical personnel. Never give anything by mouth to an unconscious person. Get medical attention immediately.

5. FIRE FIGHTING MEASURES

FLASH POINT: >200 F
(TAGLIABUE CLOSED CUP)

LOWER EXPLOSIVE LIMIT: N.D.
UPPER EXPLOSIVE LIMIT: N.D.

AUTOIGNITION TEMPERATURE: N.D.

EXTINGUISHING MEDIA: Use media suitable for surrounding materials.

UNUSUAL FIRE AND EXPLOSION HAZARDS: Containers can build up pressure if exposed to heat (fire). Emits highly toxic fumes under fire conditions.

SPECIAL FIRE FIGHTING PROCEDURES: As in any fire, wear a self-contained breathing apparatus pressure-demand (MSHA/NIOSH approved or equivalent) and full protective gear. Use water spray to keep containers cool.

6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

STEPS TO BE TAKEN IN CASE MATERIAL IS RELEASED OR SPILLED: Absorb spill with inert material (e.g. dry sand or earth), then place in a chemical waste container. (See exposure controls / personal protection section) Spilled material should be disposed of according to applicable regulations.

7. HANDLING AND STORAGE

HANDLING: Handle all chemicals with care. Wash thoroughly after handling.

STORAGE: Keep container closed when not in use. Store in a cool, dry, well ventilated place away from incompatible materials.

8. EXPOSURE CONTROLS/PERSONAL PROTECTION

ENGINEERING CONTROLS: Local exhaust ventilation may be necessary to control any air contaminants to within their exposure limits.

RESPIRATORY PROTECTION: No protection needed under normal use and conditions. Use a NIOSH/MSHA approved air purifying respirator with an organic vapor cartridge when high airborne concentrations are expected. High airborne concentrations are found in enclosed spaces or areas with poor ventilation. Protection by air purifying respirators is limited.

SKIN PROTECTION: When contact is likely wear chemical resistant gloves and boots.

EYE PROTECTION: Wear safety glasses with side shields or goggles.

OTHER PROTECTIVE EQUIPMENT: Emergency eye wash stations and deluge showers should be available in the work area.

HYGIENIC PRACTICES: Wash hands before eating. Use only with adequate ventilation. Remove contaminated clothing and wash before reuse. Avoid contact with eyes, skin, and clothing.

9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES

APPEARANCE: Amber to Brown

ODOR: N/D

BOILING POINT (RANGE): Similar to water

FREEZE POINT: N/D

Annexe 2

VAPOR DENSITY: Heavier than air

VAPOR PRESSURE: N/D

PHYSICAL STATE: Liquid

SOLUBILITY IN WATER: Soluble

PH (AS IS): 4.5-6.0

SPECIFIC GRAVITY: 1.10-1.14

10. STABILITY AND REACTIVITY DATA

CONDITIONS TO AVOID: Avoid temperature extremes. The possibility of cyanide generation from product degradation increases with temperature increase (>200 C).

INCOMPATIBILITY: Mixing with strong bases may release ammonia.

HAZARDOUS DECOMPOSITION PRODUCTS: Oxides of carbon, nitrogen, ammonia, and cyanides.

HAZARDOUS POLYMERIZATION: Will not occur under normal use and storage conditions.

CHEMICAL STABILITY: This product is stable under normal storage conditions. Very low levels of cyanide gas could form from product degradation if improperly handled or stored. Avoid prolonged storage in direct sun in open or clear containers unless properly ventilated and do not subject the chemical to temperature in excess of 200 C.

11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

ORAL: No product information is available.

DERMAL: No product information is available.

INHALATION: No product information is available.

12. ECOLOGICAL INFORMATION

ECOTOXICITY: No product information is available.

CHEMICAL FATE INFORMATION: No product information is available.

13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

WASTE DISPOSAL: Consult local, state, or federal regulatory agencies for acceptable disposal procedures and disposal locations. Disposal in streams or sewers may be prohibited by federal, state, and local regulations.

RCRA STATUS: None.

14. TRANSPORTATION INFORMATION

(NON-BULK SHIPMENTS)

D.O.T. PROPER SHIPPING NAME: Not Regulated

D.O.T. TECHNICAL NAME: Non-hazardous for D.O.T. purposes

D.O.T. HAZARD CLASS: N/A

HAZARD SUBCLASS: N/A

D.O.T. UN NUMBER: N/A

PACKING GROUP: N/A

RESP. GUIDE PAGE: N/A

(BULK SHIPMENTS)

D.O.T. PROPER SHIPPING NAME: Not Regulated

D.O.T. TECHNICAL NAME: Non-Hazardous for D.O.T. Purposes

D.O.T. HAZARD CLASS: N/A

HAZARD SUBCLASS: N/A

D.O.T. UN NUMBER: N/A

PACKING GROUP: N/A

RESP. GUIDE PAGE: N/A

Annexe 2

T.D.G. PROPER SHIPPING NAME: Not Regulated

T.D.G. TECHNICAL NAME: N/A

T.D.G. HAZARD CLASS: N/A

HAZARD SUBCLASS: N/A

T.D.G. UN NUMBER: N/A

PACKING GROUP: N/A

RESP. GUIDE PAGE: N/A

IMDG PROPER SHIPPING NAME: Not Regulated

IMDG TECHNICAL NAME: N/A

IMDG HAZARD CLASS: N/A

HAZARD SUBCLASS: N/A

IMDG UN NUMBER: N/A

PACKING GROUP: N/A

EmS No.: N/A

15. REGULATORY INFORMATION

CERCLA – SARA HAZARD CATEGORY:

SECTION 311/312: This product has been reviewed according to the EPA 'Hazard Categories' promulgated under Sections 311 and 312 of the Superfund Amendments and Reauthorization Act of 1986 (SARA Title III) and is considered, under applicable definitions, to meet the following categories:

IMMEDIATE HEALTH HAZARD

SARA SECTION 313: This product contains the following substances subject to the reporting requirements of Section 313 of Title III of the Superfund Amendments and Reauthorization Act of 1986 and 40 CFR Part 372:

<u>COMPONENT</u>	<u>CAS#</u>	<u>% BY WEIGHT</u>
NITRILOTRIACETIC ACID	139-13-9	0.1-1.5 %

TSCA STATUS:

All components of this product are listed on the Toxic Substance Control Act Inventory or are excluded from the listing requirements.

INTERNATIONAL REGULATIONS:

CANADIAN WHMIS: This MSDS has been prepared in compliance with Controlled Product Regulations except for the use of the 16 headings.

CANADIAN WHMIS CLASS: D-2A

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT:

All components of this product are listed on the Canadian Domestic Substance List (DSL).

16. OTHER INFORMATION

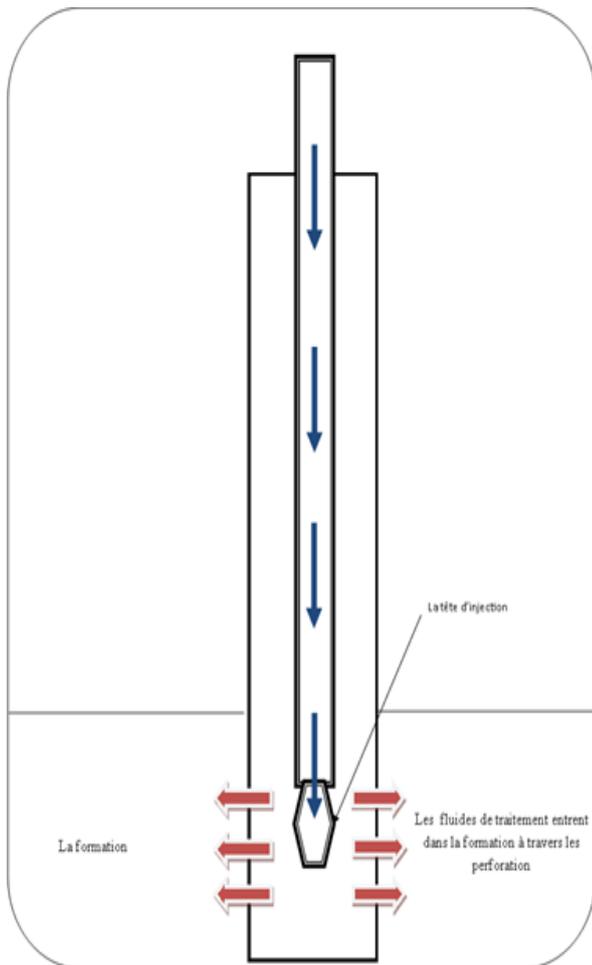
HMIS RATING – HEALTH: 2 **FLAMMABILITY:** 1 **REACTIVITY:** 0 **PERSONAL PROTECTIVE RATING:** B

LEGEND: N.A. – NOT APPLICABLE, N.E. - NOT ESTABLISHED, N.D. – NOT DETERMINED

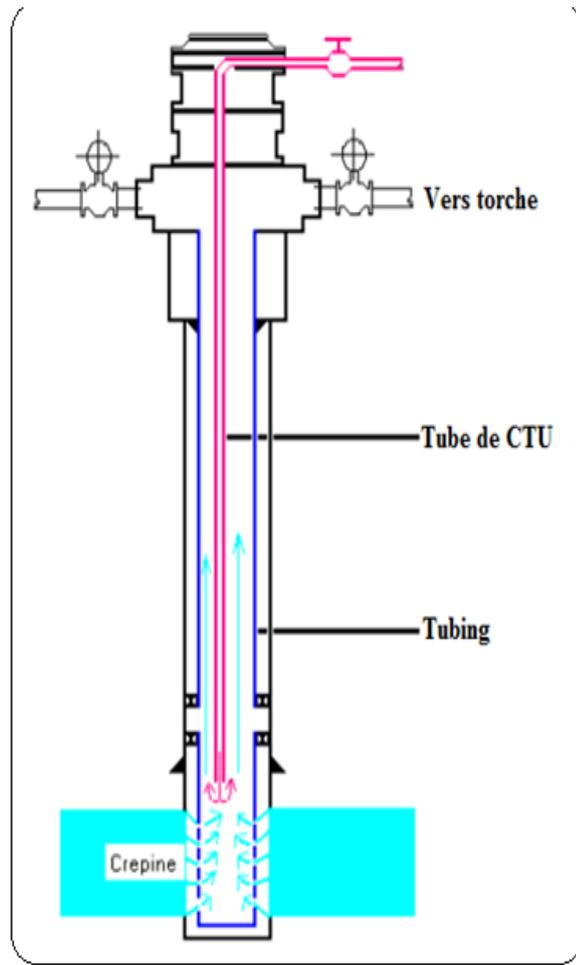
THIS PRODUCT'S HEALTH AND SAFETY INFORMATION IS PROVIDED TO ASSIST OUR CUSTOMERS IN ASSESSING COMPLIANCE WITH HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENTAL REGULATIONS. THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS BASED ON DATA AVAILABLE TO US, AND IS BELIEVED TO BE ACCURATE, ALTHOUGH NO GUARANTEE OR WARRANTY IS PROVIDED OR IMPLIED BY THE COMPANY IN THIS RESPECT. SINCE THE USE OF THIS PRODUCT IS WITHIN THE EXCLUSIVE CONTROL OF THE USER, IT IS THE USER'S RESPONSIBILITY TO DETERMINE THE CONDITIONS OF SAFE USE. SUCH CONDITIONS MUST COMPLY WITH ALL GOVERNMENTAL REGULATIONS.

Annexe 3

Dégorgement du puits :



Squeeze dans la formation



Dégorgement du puits

Annexe 4

Outil d'injection de coiled tubing dans le puits (Roto-jet 2'') :

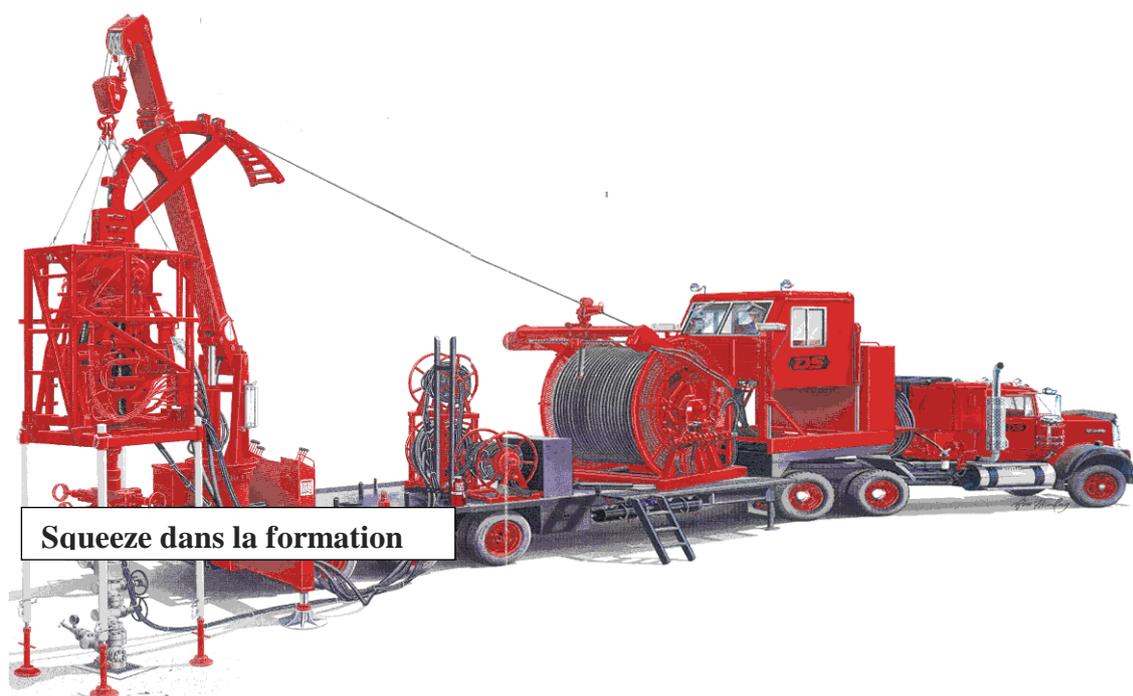
BHA SCHEMATIC						
Schlumberger		Client:	Schlumberger			
		Rig/Platform:	QB-64			
		Field/Well Number:	Organisation Ourhoud			
		Minimum Well Restriction:	3.725			
		Top of Cement/Fill:				
		Bottom Hole Temperature:	-			
		Bottom Hole Pressure:	-			
		Wellhead Pressure:	-			
		Quote Number:				
		Job Number:				
		BHA Name:	Slimhole Jet BLASTER			
		Date Drawn:	1/5/2008			
Item	Tool Description	Tool Connections	Tool O/D in Inches	Tool ID in Inches	T-Length in Inches	F-Neck O/D in Inches
1	Coil Connector	1-1/2" AMMT Pin	2-1/4"	0.990"	7.750	
2	MHA	1-1/2"AMMT Box x Pin	1.750	0.565	26.000	
a	DFCV	1-1/2"AMMT Box x WellTonic Pin	N/A	7.250	0.795	
b	Disconnect (Dressed with 2 pins @2160psi =4320psi)	WellTonic Box x WellTonic Pin	N/A	0.720	7.000	
c	Circ Sub Dressed with 1 pin @ 1960psi	WellTonic Box x 1-1/2"AMMT Pin	N/A	0.563	1.000	
3	X-Over	1-1/2"AMMT Box x 1-1/4"AMMT Pin	1.750	0.763	5.250	
4	X-Over	1-1/4"AMMT Box x 1.5"DS Pin	1.750	0.755"	5.000	
5	KNUCKLE JOINT	1.5" SA box x 1.5" SA Pin	1.75	0.758	12.75	
6	Squeeze dans la formation		1.75	0.744	30	
7	Jet Blaster (1.5in Nozzle Head - 2x0.125")	1.5DS Box	NA	N/A	28.750	
8						
9	Disconnect Dressed with 2 pins @2160psi =4320psi	Disconnect Dropball 5.8"				
10	Circ Sub Dressed with 1 pin @ 1960psi	Circ Sub Dropball 1/2"				
			Maximum Tool-String OD:	2.250		
			Minimum Tool-String ID:	0.563		
			Total Length of BHA in Feet:			
BHA Sheet prepared by:		Renato Cosentino				
Job Supervisor to Confirm Serial Number and tool schematic on location						

Annexe 5

description de l'unité de Coiled tubing :

➤ **Definition :**

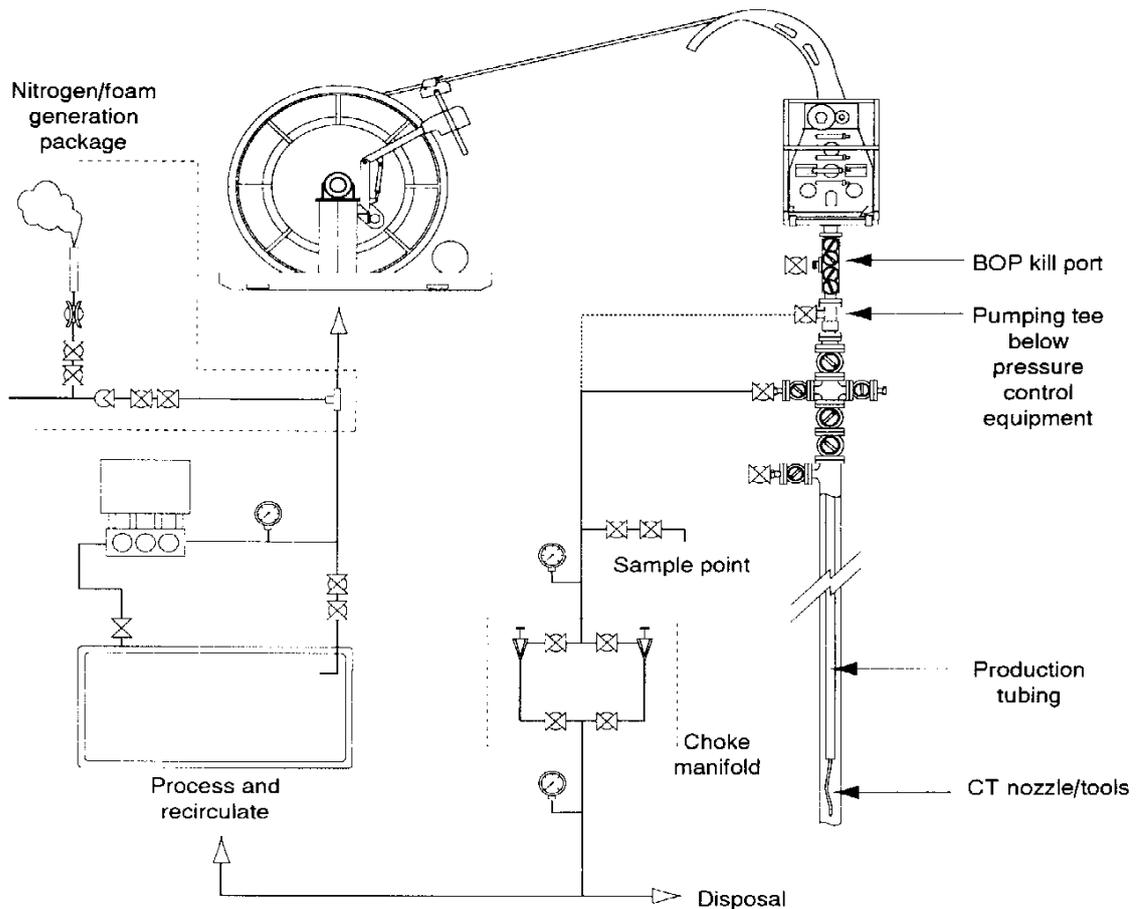
L'unité de coiled tubing est constitué d'un tube métallique continue de 3/4 '' à 1 1/2 '' de diamètre (environ 19 à 38 mm) enroulé sur une bobine (''Coil'') ou tambour qui peut être descendu ou remonté dans un puits en pression. Pour ce faire, le tube, muni en son extrémité d'un clapet anti-retour est manœuvré par un injecteur au-travers d'un système d'étanchéité type B.O.P. (Blow Out Preventer). Sa mise en œuvre nécessite une équipe spécialisée d'au moins trois personnes.



Outre le tube proprement dit constituent le coiled tubing, l'équipement comporte principalement :

- **Le tube.**
- **Le tambour.**
- **L'injecteur.**
- **L'ensemble de sécurité.**
- **Des équipements complémentaires de surface.**
- **Des accessoires de fond.**

Annexe 5



Il est donc utilisé en particulier pour :

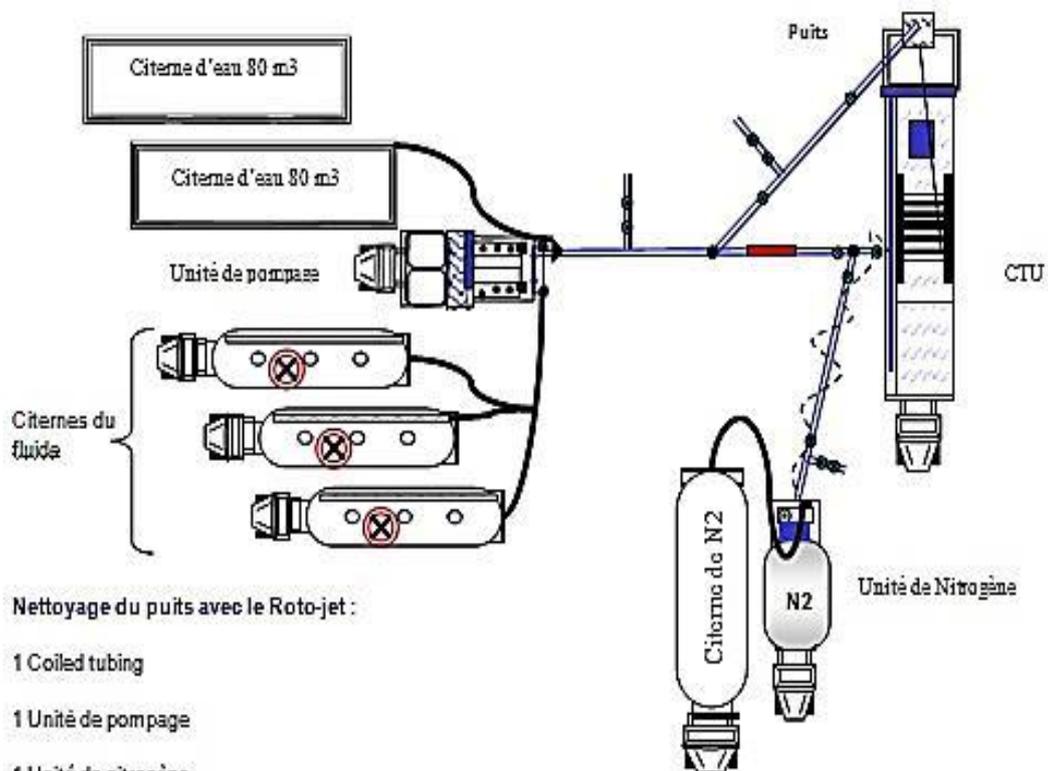
- Alléger la colonne hydrostatique préalablement à la perforation (perforation en dépression après équipement) .
- démarrer (après stimulation par exemple) un puits éruptif par circulation d'un fluide "léger" ou par injection d'azote.
- réaliser "un gaz-lift" temporaire (lors d'un essai en cours de forage, en attendant une reprise de puits,...).
- réduire et optimiser ainsi la section de passage à travers le tubing (puits ayant des problèmes de ségrégation des phases lourdes suite à une réduction de débit).
- nettoyer le tubing (sable, sels, paraffines, hydrates, ...) par circulation d'un fluide.
- adapté (eau, saumure, huile chaud, alcool, ...).
- nettoyer le fond de puits par circulation (dépôts de sable).
- mettre en place par circulation un fluide de neutralisation (en vue d'une reprise de puits).

Annexe 5

- instrumentation (fishing).
- isolation des zones.
- stimulation de réservoir (fracturation, acidification).
- logging et perforation dans le drain vertical et horizontal.
- pose de bouchon de ciment.

Annexe 6

Montage des équipements sur le site :



Nettoyage du puits avec le Roto-jet :

1 Coiled tubing

1 Unité de pompage

1 Unité de nitrogène

1 Citerne de nitrogène

Squeeze dans la formation

2 Citernes d'eau de 80 m³

Dégorgement de puits :

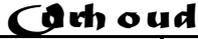
1 Coiled tubing avec outil d'injection à haute pression

1 Unité de pompage

1 Citerne de nitrogène

Annexe 7

La complétion du puits BKE-04 :



BKE-4 COMPLETION SCHEMATIC DIAGRAM

Revision date: 09-Aug-

05	String	Item	Qty	Description	O.D. (in)	I.D. (in)	Drift (in)	Length (m)	Depth (m KB)
Note : KB 7,2m Above GL									0
X-Mas Tree 5 1/8" 5K									
DSA-11"x5.1/8" 5K , DEPTH KB TO TOP OF TUBING HNGR								7,27	-0,28
Tubing Hanger, 11", 5-1/2" LT&C B x 5-1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B					10,670	4,780		0,23	6,99
Jt 5 1/2" L-80 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		13,78	7,22
Jt 5 1/2" L-80 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		13,90	21,00
Pup Jt 5 1/2" L-80 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		0,00	34,90
Pup Jt 5 1/2" L-80 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		0,00	34,90
Flow Coupling, 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					6,050	4,780		1,75	36,83
"TE-5"SC Subsurface Safety Valve, 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,380	4,560		1,97	38,58
Flow Coupling, 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					6,050	4,780		1,71	40,55
70 JTS 5 1/2" 20 lb/ft L-80 Tubing, Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		948,94	42,26
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	991,21
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°7, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,65	993,14
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,31	995,79
55 JTS 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		746,40	997,10
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	1743,50
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°6, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,64	1745,43
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,92	1748,07
JTS 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		352,59	1749,99
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	2102,58
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°5, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,84	2104,51
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,33	2107,35
JTS 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		304,14	2108,68
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	2412,82
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°4, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,90	2414,75
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,31	2417,55
JTS 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		253,40	2418,86
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,94	2672,26
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°3, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,66	2674,20
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,24	2676,86
JTS 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		158,01	2678,10
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,94	2836,11
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°2, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,64	2838,05
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,92	2840,69
JT 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		13,09	2842,61
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	2855,70
5 1/2" GLSP SFO-2 Mandrel N°1, 5 1/2" 20lb/ft Hydril 563 RFB B x P					8,015	4,653		2,64	2857,63
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,31	2860,27
JT 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		12,76	2861,58
STETCH/ELECTRIC LOG CORRECTION								4,50	2874,34
Pup Joint 5 1/2" 20 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	4,780		1,93	2878,84
3 Flow Coupling X-over 5 1/2" 20 lb/ft B x 4 1/2" 13,5lb/ft P(Hydril 563 RFB B x P					6,050	3,870		1,75	2880,77
9 JTS 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		123,21	2882,52
2 Jts 4 1/2" Tbg (Pip Tag In Box 2nd it)					4,500			26,71	3005,73
4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		1,92	3032,44
13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,970	3,870		1,73	3034,35
eve, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,500	3,750		1,42	3036,08
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,960	3,870		1,70	3037,50
1 Jt 4 1/2" Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,91	3039,20
1 Jt 4 1/2" Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,82	3053,11
4 1/2" L-80 Pup joint, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		1,91	3066,93
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,960	3,870		1,73	3068,84
KC-22 Anchor Seal Assembly, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x 4-3/4" SA					5,520	3,870		0,77	3070,57
4 SABL-3 Permanent Production Retainer 4-3/4" UB x5" New Vam B					5,880	3,870		1,64	3071,34
5" New Vam Millout Extension , 5" New Vam P x P					5,020	4,370		1,59	3072,97
5"New Vam xHydril 563 X-over, 5"New Vam x 4-1/2"13,5 lb/ft Hydril 563BxP					5,620	3,870		0,40	3074,56
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,960	3,870		1,73	3074,96
1 Jt 4 1/2" L-80 Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,80	3076,96
4 1/2" L-80 Pup joint, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		1,90	3090,49
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,970	3,870		1,73	3092,39
2 3,68" "F" Seating Nipple, 4-1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,200	3,680		0,47	3094,12
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,970	3,870		1,73	3094,59
1 Jt 4 1/2" L-80 Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,32	3096,32
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,970	3,870		1,75	3109,64
Perforated Pup joint, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		3,08	3111,39
1 Jt 4 1/2" Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,81	3114,47
1 Jt 4 1/2" Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,88	3128,28
4 1/2" L-80 Pup joint, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		1,92	3142,16
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,960	3,870		1,73	3144,08
1 3,68" "R" Seating Nipple, 4-1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,200	3,630		0,48	3145,81
Flow Coupling, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					5,200	3,680		1,73	3146,29
1 Jt 4 1/2" Tubing, 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB B x P					4,500	3,870		13,92	3148,02
Wireline Entry Guide (Cplg Muleshoe), 4 1/2" 13,5 lb/ft Hydril 563 RFB BxP					4,970	4,300		0,21	3161,94
BTM WEG									3162,15
TOP TAGI SAND									3225,00
PERFORATED INTERVALS									
Zone	Top	Btm	Interval	Gun Description	Date				
TAGI 'U'	3231,50	3234,00	2,50	2.7/8" HSC,6SPF, 60DEG, 15GM 2906 Powerjets	12-Jul-03				
TAGI 'U'	3241,00	3243,45	2,45	2.7/8" HSC,6SPF, 60DEG, 15GM 2906 Powerjets	12-Jul-03				
TAGI 'U'	3243,45	3246,00	2,55	2.7/8" HSD,6SPF, 60DEG, 15GM 2906 Powerjets	13-Jul-03				
TAGI 'U'	3246,00	3254,00	8,00	2.7/8" HSD,6SPF, 60DEG, 15GM Powerjets	11-Jul-00				
TAGI 'U'	3254,00	3256,00	2,00	2.7/8" HSC,6SPF, 60DEG, 15GM 2906 Powerjets	13-Jul-03				
TAGI 'M'	3262,00	3264,00	2,00	2.7/8" HSD,6SPF, 60DEG, 15GM Powerjets	11-Jul-00				
TAGI 'M'	3265,50	3267,00	1,50	2.7/8" HSD,6SPF, 60DEG, 15GM Powerjets	11-Jul-00				
TAGI 'M'	3271,00	3274,00	3,00	2.7/8" HSC,6SPF, 60DEG, 15GM 2906 Powerjets	07-Aug-05				
7" TOL at 2907,8m(Driller) ,2913m(Log)					Spud:				
7" Csg Pip Tag at 2941,33m(Driller)					Well TD:				
Csg: 9-5/8" 47 lb/ft csg 0-2620m (145ints)					Drilling RR:				
9-5/8" 53,5 lb/ft csg from 2620 to 3112m (37ints)					Completed:				
Liner : 7" 29 lb/ft S-95 from 2900m(est) to 3725m (est)					Last Workover:				
Pip tag :3005,73mKB									
Top Packer at 3071,34m , Bott Pack at 3072,97m									
Top csg joint at 3063m , Bott csg at 3076m									

Note: E-SP toolstring lost in hole on 12/11/2007

PBTDat 3629m(Driller) TD at 3725m

Annexe I

Fiche technique du Saltrol-2

SECTION I - GENERAL INFORMATION

NOM DU PRODUIT: **Saltrol 2**
NUMERO ITEM: 411183
DESCRIPTION:CHEMICQUE acide Nitrilotriacetique
UTILISATION DU PRODUIT: Inhibiteur - eau salée
FOURNISSEUR : BJ Services Company
ADRESSE: 5500 Northwest Central Dr
Houston TX 77092
NUMERO DE TELEPHONE D'URGENCE **(800)424-9300 for CHEMTREC**
(703)527-3887 for International
PREPARE PAR: BJ Services Environmental Group
(281)351-8131
DATE PREPARATION D: November 18, 2002

HMS HAZARD INDEX
SANTÉ: 2
INFLAMMABILITE: 0
REACTIVITE: 0
PROTECTION PERSONNEL: g

SECTION II - HAZARDOUS COMPONENTS

COMPOSANT DANGEREUX	CAS #	%	DANGER
acide Nitrilotriacetique	139-13-8	< 5	Suspecté comme agent cancérogène, irritant

SECTION III - DONNÉES DE RISQUE D'INCENDIE ET D'EXPLOSION

POINT ECLAIR (MÉTHODE):
LIMITE SUPÉRIEURE D'EXPLOSION (% PAR VOL): N.A.
LIMITE INFÉRIEURE D'EXPLOSION (% PAR VOL): N.A.
TEMPERATURE AUTO INFLAMMATION : N.E.
MOYENS D'EXTINCTION MEDIA: Le produit ne brûle pas . Utiliser les moyens appropriés pour éteindre
un feu environnant
PROCEDURES SPECIALES LUTTE INCENDIE : Le port d'un appareil de la respiration indépendant ou équivalent
approuvé par NIOSH/MSHA et équipement de protection complet .
EXPLOSION DATA: Un fut peut exploser sous l'effet de la chaleur d'un feu et dégager des
fumées toxiques.
PRODUITS COMBUSTIBLES DANGEREUX : Oxydes de carbone et nitrogène, ammoniacque et cyanites.

SECTION IV - DONNEES SUR LES DANGERS DE LA SANTE

Annexe I

VOIES PRIMAIRES D'EXPOSITION : Contact peau et yeux , inhalation

EFFETS AIGUS DE SUREXPOSITION:

CONTACT :	Peut causer une irritation. Réactions Allergiques sont possibles.
ABSORPTION PEAU:	pas absorption .
CONTACT DES YEUX :	Peut causer une irritation. réactions Allergiques sont possibles.
INHALATION:	Peut Causer une irritation du nez et de la gorge, avec maux de tête, déchirement et toux. Les concentrations extrêmement élevées de la vapeur peuvent être malsaines.
INGESTION:	PEUT Être néfaste ou fatal si des quantités sont avalées.

EFFETS AIGUS DE SUREXPOSITION: peut causer des dommages au du rein, dommage et désordre au vivant .

EXPOSURE LIMITS:

HAZARDOUS COMPONENT	ACGIH TLV	OSHA PEL
acide Nitrotriactéique	N.E.	N.E.

CANCÉROGÉNÉICITÉ, EFFETS REPRODUCTEURS:

Acide Nitrotriactéique est listé par NTP comme un agent cancérogène et par IARC comme un possible agent cancérogène pour l'humaine (Group 2B); une évidence humaine n'est pas une donnée adéquate ; une évidence animal est suffisante .

TÉRATOGENÉITÉ, MUTAGÉNÉICITÉ:

Aucun effet énuméré.

Etudes Toxicologiques

LD(50)	1100 mg/kg (oral rat) – for nitrotriactéic acid
LC(50)	N.E.

SECTION V - PROCEDURES DE PREMIERS SOINS

POUR LES YEUX:	Lavez immédiatement avec de grandes quantités d'eau pendant au moins 15 minutes. Si l'irritation persiste, contactez un médecin.
POUR LA PEAU:	Lavez abondamment la peau avec l'eau ou le lavage avec de l'eau et un doux savon si disponible. Si l'irritation persiste, contactez un médecin.
POUR L'INHALATION:	Evacuez vers l'air frais. Si la respiration s'est arrêtée, faire de la respiration artificielle. Maintenez la personne chaude, silencieuse et demandez une attention médicale.
FOR INGESTION:	Provoquer le vomissement par un personnel paramédical . Demandez une attention médicale. Ne jamais donner n'importe quoi par la bouche pour une personne inconsciente .

SECTION VI - DONNÉES PHYSIQUES

APPARANCE ET ODEUR:	liquide légèrement jaune à marron foncé odeur légèrement sucré
DENSITÉ :	1,130
PRESSON DE VAPEUR:	N.A.
DENSITE DE VAPEUR (air=1):	N.A.
TAUX D'EVAPORATION:	N.A.
POINT D'ÉBULLITION::	> 212°F
POINT DE CONGÉLATION:	25°F
SOLUBILITE DANS H2O:	Soluble
pH:	5 – 6

Annexe I

SECTION 313

ce produit contient les ingrédients suivants (à un niveau de 1% ou plus) qui apparaît sur la liste des produits chimiques toxiques (on the List of Toxic Chemicals)

Nitrotriacetic acid CAS# 139-13-9 < 5%

AUTRE INFORMATION REGLEMENTAIRE

TSCA INVENTORY:

Tous les composants apparaissent sur le inventaire de TSCA..

CALIFORNIA PROP 65:

Aucun des produits chimiques sur la liste courante de la proposition 65 n'est connu pour être présent dans ce produit.

L'information contenue ci-dessus est basée sur des données considérées précises. Cependant, aucune garantie n'est exprimée ou peut être impliquée concernant l'exactitude de ces données ou des résultats obtenus à partir de l'utilisation de ces informations. Le fournisseur n'assume aucune responsabilité des dommages survenus à l'acquéreur ou aux tierces personnes par le matériel si des procédures de sécurité raisonnables ne sont pas respectées comme stipulées dans la fiche technique. En plus, le fournisseur n'assume aucune responsabilité des dommages survenus à l'acquéreur ou aux tierces personnes par l'utilisation anormale du matériel même si des procédures de sécurité raisonnables sont suivies. En outre, l'acquéreur assume le risque dans l'utilisation du matériel.

Bibliographie

Livre :

[1] Production et traitements des pétroles bruts salés, p104 ; Edition technique 1976.

Mémoire :

[2] Mémoires fin d'étude : Modélisation et optimisation du système de production du champ d'Ourhoud. Auteurs : Harrachif M., Benkaakaa M. INH 2010.

[3] Mémoires fin d'étude : La performance et le développement du champ Ourhoud; L'application des tests d'interférences. Auteurs : Bouchelik S. E. Aggoune B. INH 2010.

[4] Mémoires fin d'étude : Optimisation de la double injection (eau & gaz) pour un puits salée non éruptif « HSR » Auteurs : Merad Boudia A. et Harkat M. A. INH 2008.

[5] Mémoires fin d'étude : Etude des performances des puits short radius dans le champ de Hassi Messaoud Auteur : Benachda S. INH 2004.

Rapport :

[6] Kleinitz, W., M. Koehler and G. Dietzsch, "The precipitation of salt in gas producing wells," paper SPE 68953, presented at the SPE International Formation Damage Symposium, The Hague, the Netherlands, May 21 – 22, 2001

[7] Kirk, J. W. and J. B. Dobbs, "A protocol to inhibit the formation of natrium chloride salt blocks," paper SPE 74662, presented at the 2002 Oilfield Scale Symposium, Aberdeen, UK, January, 30 – 31, 2002.

[8] S. Szymczak, R. Perkins, M. McBryde and M. El-Sedawy Salt Free: A case History of a Chemical Application to Inhibit Salt Formation in a North African Field paper SPE 102627, 24-27 September 2006.

[9] BJSP presentation NaTRI-HIB™ Salt Bloc Inhibitor – Sahara Desert Application.

[10] A. S. Khan, A. Singh, S. Haldar, and B. Ganguly Presentation of Crystal Growth and Design; Can NTA act as a habit modifier for a rock salt crystals? March 10th, 2011.

Bibliographie

[11]Kaouane A. ; Rapport D'essai : Effet des inhibiteurs de sel sur la perméabilité de la roche réservoir (Laboratoire du CRD) ; Juin 2010.

[12] D. Perrin ; Technique D'exploitation Pétrolière La Production Fond ; Edition technique 1995.

III.1. Introduction:

L'utilisation des inhibiteurs de sel dans un traitement de la formation nécessite une étude de laboratoire afin de déterminer les paramètres de l'inhibiteur nécessaire pour un bon traitement et leur influence sur la formation. La compatibilité entre les deux et évaluation des risques d'endommagement.

Dans cette partie on va analyser le problème des sels pour la détermination du mécanisme de cristallisation du NaCl, et la découverte de la meilleure méthode pour la cessation du processus en utilisant des anti-dépôts.

III.2. Définition de l'acide nitrilotriacétique (NTA) :

L'inhibiteur de sel est un produit chimique connu par le nom : **acide nitrilotriacétique** ou **NTA** de formule chimique: $C_6H_9NO_6$, développé par des expériences pour l'utiliser comme un moyen préventif afin d'empêcher et limiter la formation des dépôts et la précipitation des sels.

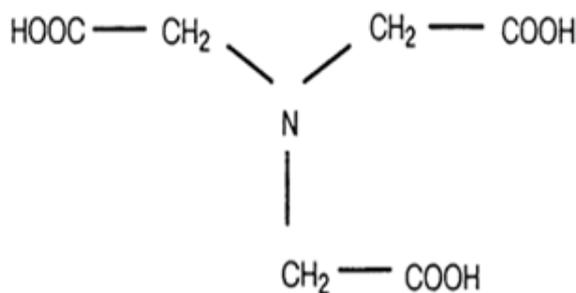


Fig.III.1 la molécule de l'acide nitrilotriacétique (NTA).

Le NTA est une simple molécule symétrique peu coûteuse. La polyvalence de la molécule NTA en chimie est due aux trois groupes d'acide carboxylique flexible qui permettent de lier plusieurs ions différents dans une solution aqueuse. Le NTA peut piéger les ions pour former des molécules solubles dans l'eau.

Il est considéré comme une molécule non toxique et biodégradable dans les installations des eaux usées, les eaux de rivière, les eaux de mer et dans les sols.). Le NTA porte plusieurs noms commerciaux parmi lesquels on trouve : SALTROL-2 et WFT-9725. (Voir annexes [01](#) et [02](#) pour les fiches techniques de NTA).

III.3. Principe de fonctionnement du NTA:

L'utilisation de NTA dans l'industrie pétrolière se base sur deux principes essentiels pour assurer son efficacité : l'adsorption dans la roche et la réaction avec le NaCl.

III.3.1.L'adsorption dans la formation :

L'adsorption est un processus qui se produit lorsqu'un gaz ou liquide s'accumule sur la surface d'un solide ou un liquide (adsorbant), en formant un film moléculaire ou atomique (adsorbat).

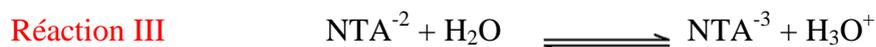
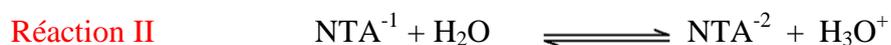
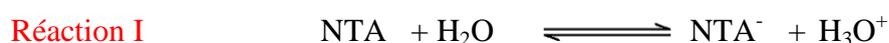
Dans notre cas le NTA sous forme de liquide s'adsorbe dans la formation par l'intermédiaire de l'eau interstitielle, cette fonction est assurée lorsque l'inhibiteur est pompé dans la formation à traiter.

Il existe deux sortes d'adsorption :

➤ **L'adsorption physique ou physisorption** : met en jeu des liaisons faibles, du type de Van der Waals, analogues à celles qui sont impliquées lors d'une liquéfaction. L'adsorption physique est donc favorisée par une baisse de la température.

➤ Dans d'autres cas, l'adsorption mis en jeu des énergies de liaisons importantes. On parle alors **d'adsorption chimique ou chimisorption**. L'adsorption chimique s'accompagne d'une profonde modification de la répartition des charges électroniques des molécules adsorbées. Les forces mises en jeu sont du même type que celles qui sont impliquées lors de la formation des liaisons chimiques. Elle est souvent réversible (ou difficilement réversible) et engendre une couche mono moléculaire.

Dont les réactions sont :



Généralement les inhibiteurs de sels s'adsorbent physiquement dans la roche réservoir. Les puits producteurs d'huile connaissent une grande diminution de la température du fluide produit aux abords du puits à cause des changements des conditions de gisement. Mais il arrive que l'inhibiteur s'adsorbe chimiquement dans le gisement par la réaction avec l'eau interstitiel. Ce phénomène se produit généralement lorsque le pH est compris entre 5 et 14 c.à.d. en présence des formes dissociées NTA^{-2} et NTA^{-3} .

Cette adsorption est caractérisée par des liaisons faibles, qui se cassent par le courant de brut vers le puits d'où l'entraînement de l'NTA avec le brut.

III.3.2. Réaction avec NaCl :

Les études expérimentales ont montré que les formes dissociées de l'NTA peuvent transformer les cristaux cubiques de l'NaCl en cristaux octaédriques avec une grande efficacité, le NTA a été élaboré pour être un très bon modificateur de faciès pour le NaCl, puisque on a besoin des petites quantités de NTA, beaucoup moins par rapport aux autres additifs organiques connus pour le même but, pour inhiber la cristallisation de l'NaCl.

Le NTA réagit avec le Na^+ dans le cristal alors, il occupe les liens actifs afin d'empêcher le développement des cristaux par la formation d'une monocouche autour de cristal . empêcher les cristaux de se réunissent, les réactions mises en évidence sont :

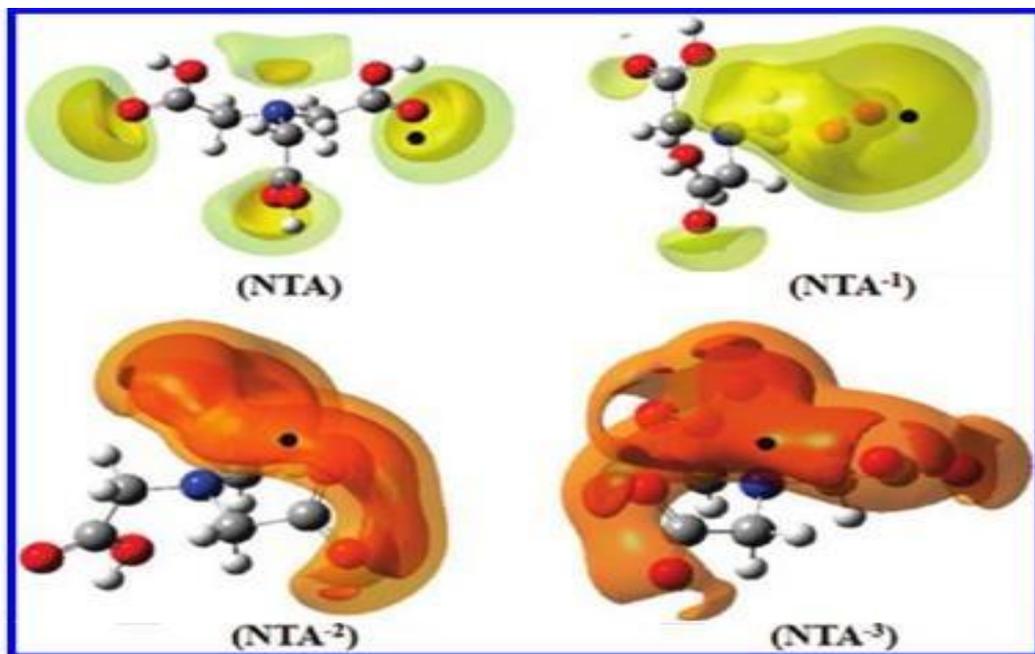


Fig .III.2 la réaction de NTA ces formes dissociées avec le NaCl.

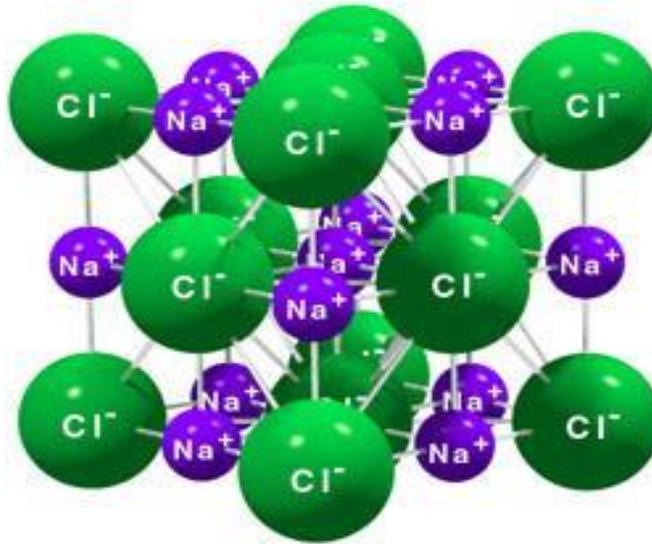


Fig.III.3 la forme cubique de cristal de NaCl.

III .4. Description générale de la technique :

Cette technique est considérée comme un traitement chimique de la formation, basé sur l'utilisation des inhibiteurs de sel, ces derniers sont pompés dans notre réservoir à l'aide d'une opération de coiled tubing avec pour but : arrêter l'apparition des dépôts et la solubilisation des sels au niveau du puits. réagir avec le sel au niveau du réservoir afin d'augmenter leur solubilité dans l'eau, ce traitement comporte en principe cinq phases, et réalisé selon deux procédés.

Cette technique peut être réalisée sur n'importe quel type de puits (producteur, ou injecteur).

III.5. Les phases de traitement :

Pour réaliser les conditions ci-dessus, le traitement doit munir les phases suivantes :

III.5.1. Nettoyage de tubing et les perforations :

Afin d'obtenir un meilleur résultat de traitement, la première des choses : on a besoin d'un bon nettoyage à l'aide d'une unité de coiled tubing en utilisant de l'eau traité et l'acide pour éliminer toute dépôt indésirable (dépôts de sel, produit de corrosion de métal,...), et par conséquent, assurer une meilleure communication entre la formation et le puits.

III.5.2. Clean out process (ou nettoyage de la formation) :

Se fait par un squeeze des produits de nettoyage ainsi que l'inhibiteur de sel à l'intérieur de réservoir pour assurer qu'il n'y aura pas des dépôts avant le traitement principale.

Les expériences ont montrés que l'inhibiteur est efficace seulement si le puits ne contient aucun sorte de dépôt de sel au fond ou en surface et même aux abords du puits (à l'intérieure de la formation), car son principe de fonctionnement est d'empêcher la formation des dépôts.

III.5.3. Flow back well (ou bien dégorgement de puits) :

Avant l'application de traitement principale (i.e. squeeze de l'inhibiteur), il faut s'assurer que le

puits ne contient aucun fluide injecté à l'intérieure du puits. Cette phase est réalisée par un **kick off** à l'aide de l'azote et l'ouverture du puits vers torche ([annexe 03](#)).

III.5.4. Squeeze de l'inhibiteur de sel :

C'est la phase principale de traitement, et tous ce qui précède n'est qu'une préparation de la formation pour recevoir cet inhibiteur dans les meilleures conditions. Alors on peut pomper le fluide de traitement qui contient une concentration pré calculé de l'inhibiteur, suivi par un fluide de chasse compatible avec l'inhibiteur. Overflush.

En générale le volume à utiliser dépend de la porosité de gisement, de la quantité d'eau présent dans le brut et sa salinité, la profondeur de pénétration, et la hauteur de la zone de production.

Lorsque le traitement termine, le puits sera fermé pour permettre à l'inhibiteur de s'adsorber sur la roche.

III.5.5. Mise en production de puits :

Le puits est lentement retourne à la production selon un programme bien défini, à ce stade-là la désorption de l'inhibiteur se fait au fur et à mesure avec la production pour mélanger avec l'eau salée de formation contenu dans le brut afin d'inhiber le sel.

Par exemple : pour une formation de 14% de porosité on utilise une pille d'inhibiteur de 8.5ft de longueur dans le coiled tubing, chasser par l'eau traité ou par la mousse .l'eau interstitielle de la formation fournit une bonne adhérence de l'inhibiteur dans la roche.

III.6. Procédés de traitement :

Il existe deux procédés pour ce traitement, dont les phases et la nature de l'inhibiteur sont les mêmes; la différence entre les deux c'est la succession des fluides injectés lors de ces étapes, la quantité de l'inhibiteur utilisée, combien de fois on l'injecte et le squeeze dans la formation, on va mentionner les grandes lignes de ces procédés :

III.6.1. Le procédé A:

Dans ce procédé l'inhibiteur NTA est mentionné sous le nom commercial SALTROL-2TM (consulter la fiche technique [Annexe 01](#)) :

III.6.1.1. Nettoyage de tubing et perforation : ce nettoyage consiste à enlever les dépôts de sels déjà formé dans le tubing à l'aide de l'eau douce, et au niveau de perforation à l'aide de l'acide. ce nettoyage se fait par une tête d'injection spéciale appelé **rotojet** ([Annexe 04](#)) à la fin on chasse tous les fluides à l'aide du nitrogène N₂.

III.6.1.2. Nettoyage de la formation : on injecte dans la formation (squeeze) des fluides assure et maintient leur nettoyage (eau douce, chlorure d'ammonium NH₄Cl, inhibiteur de sel...etc.).

III.6.1.3. Dégorgement de puits : Le dégorgement du puits se fait selon un procédé appelé

kick off en utilisant le N₂ pour alléger la colonne et permettre au puits de produire vers torche. Cette opération est une étape intermédiaire avant le traitement principale.

III.6.1.4. Squeeze de saltrol-2 : cette étape consiste à utiliser de l'inhibiteur mélangé avec d'autres produits pour assurer la stabilité de la formation.

III.6.1.5. La mise en production de puits.

III.6.2. Le procédé B :

Dans ce procédé l'inhibiteur WFT-9725TM est toujours accompagner avec le KCl 7%, et pendant toute l'opération on utilise que quatre produits seulement : l'eau, l'inhibiteur, KCl 7%, et le N₂ (Consulter la fiche technique [Annexe.02](#)).

III.6.2.1. Nettoyage de tubing et perforation : contrairement au procédés A, cette phase est exécutée à l'aide de l'eau traitée seulement, on n'utilise pas l'acide dans le nettoyage, à la fin on chasse tous les fluides à l'aide de N₂.

III.6.2.2. Nettoyage de la formation : on pompe les fluides de nettoyage (eau douce, chlorure d'ammonium KCl, inhibiteur de sel...etc.).

III.6.2.3. Dégorgement de puits : Le dégorgement du puits se fait selon un kick off en utilisant le N₂.

III.6.2.4. Squeeze de WFT-9725.

III.6.2.5. La mise en production de puits.

Remarque :

Le traitement par les deux procédés consiste à injecter plusieurs fluides dans le but est d'éviter l'endommagement de la formation et assurer la démarche des opérations en toute sécurité.

III.7. Condition de fonctionnement :

D'après les expériences et les essais de ce traitement, il existe trois conditions pour réussir un tel squeeze des produits chimiques :

- a. Le puits doit être préparé pour le produit chimique, c'est-à-dire le passage vers la formation doit être propre et nettoyer.
- b. Le puits doit rester enfermé assez longtemps que possible pour que les produits chimiques adsorbent dans la formation.
- c. Les inhibiteurs doivent se mélanger avec la saumure produit (le mélange de brut avec l'eau salé) et interrompe le procédé de la formation de cristal de sel.

Il arrive dans l'industrie pétrolière que les opérateurs vont être pressé et renoncent le nettoyage et/ou commencent à produire sans respecter le temps nécessaire de l'adsorption des produits

chimiques dans la formation (soak time ou bien temps de mouillage). Donc il est nécessaire de respecter le protocole expérimentale afin d'obtenir un bon résultat. De plus, l'efficacité de l'inhibiteur dépend des conditions de fonctionnement mentionnées précédemment.

III.8. Considérations à prendre lors d'exécution de traitement :

Il y a certaines considérations à prendre en compte pour la réussite de ce traitement et pour le bon fonctionnement de la technique :

- Il faut s'assurer que les réservoirs utilisés pour diluer l'inhibiteur sont propres. La boue de forage, l'huile, et d'autres contaminants peuvent causer des endommagements de la formation, et peuvent même adsorber l'inhibiteur, ce qui provoque une mauvaise injection.
- Utiliser la solution basique qui est compatible avec la formation et exempte de matières solides.
- Pompe le liquide de traitement à une pression inférieure à la pression de fracturation de la formation.
- La nature de réservoir est argilo-gréseux, alors pour éviter le gonflement des argiles on utilise des stabilisateurs des argiles comme dans tous les fluides injectés utilisés pendant le traitement: le NH_4Cl , le KCl , et d'autres produits.
- Pendant les opérations, la descente et la remontée se font avec précaution surtout dans les zones de la restriction ou changement de diamètre, par exemple : la vanne de fond (SCSSV), au niveau de packer, et les deux sièges.
- Avant l'application de traitement principale, il faut assurer que le puits ne possède pas des dépôts de sel, pour cela le nettoyage se fait avec plusieurs passages de CT surtout au niveau des perforations.
- Il faut bien fermer le puits pendant 18 à 24 heures après l'Overflush pour permettre l'adsorption de l'inhibiteur dans la formation.
- Ouvrir la duse de production plus lentement que possible en suivant un programme bien détaillé.

III.9. Equipement nécessaire pour le traitement :

- Unité de coiled tubing ([Annexe.05](#)).
- Unité de pompage.
- Unité de nitrogène.
- Pompe centrifuge.
- Compresseur d'air.
- Un réservoir d'inhibiteur de bloc de sel.
- Bacs d'eau traitée du volume suffisante. (consulter [Annexe.06](#) pour le montage sur site).

III.10. Domaine d'application :

Suite aux multiples avantages offerts par cette technique, elle a plusieurs applications :

- Utilisation pour l'inhibition des dépôts de sels pour n'importe quel type de puits : producteur d'huile, d'eau, et de gaz .
- Lors de la récupération assistée, par l'injection de gaz ou d'eau afin d'éviter la cristallisation des sels causée par le changement des conditions thermodynamiques.
- Ces produits peuvent être utilisés lors de la fracturation du réservoir, ils servent à augmenter leur perméabilité.
- Utilisation pendant les essais au laboratoire afin de nettoyer les échantillons utilisés.
- Nouveaux puits avec un faible débit d'eau.
- Puits à gaz avec une faible pression de gisement.
- Utilisation dans le centre de traitement de brut pour empêcher la déposition des sels dans les différents constituants d'usine.

III.11. Etude bibliographique :

Avant la réalisation de la technique dans le champ d'Ourhoud, ce traitement a été effectué sur 06 puits dans le nord-africain et il a donné des différents résultats qui permettaient par la suite de définir les conditions d'application de cette technique :

- Puits A : 40 jours de production stable.
- Puits B : 1^{er} traitement : 180 jours.
- Puits B : 2^{ème} traitement : plus de 45 jours de production.
- Puits C : pas d'amélioration, le puits est fermé.
- Puits D : 21 jours de production variable.
- Puits E : 15 jour.



Fig III.4 : puits A

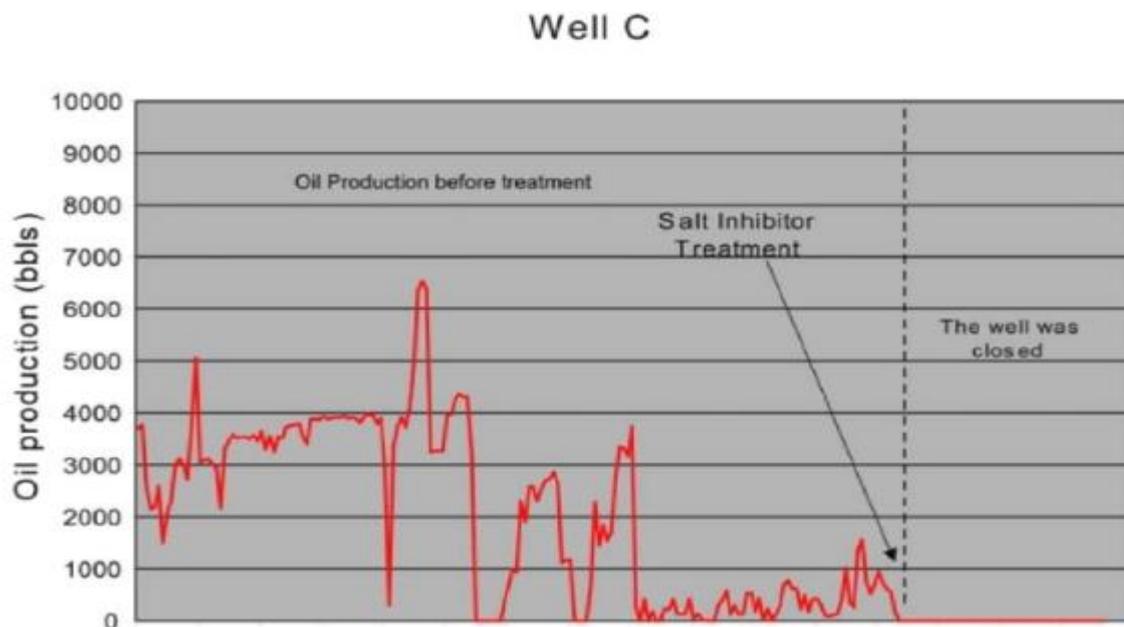


Fig III.5 : puits C.

III.12.Conclusion :

Malheureusement pas tous les puits qui ont subi à un traitement pareil donnent des résultats similaires, le traitement dans ces puits donne des résultats contradictoires.

Alors la question qui se pose : **pourquoi les résultats de traitement ne sont pas les mêmes ?**

→ À la première vue, il parait que l'efficacité de la technique dépend que de la période

de fermeture du puits après le traitement mais ce n'est pas le cas car la prolongation de cette période ne va rien apporter au résultat d'inhibition des sels. Cela signifie qu'il existe tout un système de paramètres qui influe l'efficacité de la technique. Parmi ces derniers :

- La température .
- Les caractéristiques de la roche réservoir et leur composition minéralogique .
- La qualité de nettoyage (clean out).
- Le volume des produits utilisés et leurs concentrations.
- La longueur de pénétration dans la formation et autres causes.

C'est pour cette raison que nous devons continuer les études.

“We know longevity is attainable; we need to learn how to predict it”

IV.1. Introduction :

Dans cette partie on va parler des traitements par les inhibiteurs de sel réalisés au niveau du champ d'Ourhoud c.à.d. Les trois puits traités par cette technique. Nous avons choisi un puits pour l'étude, montrer la méthode d'injection, et discuter les résultats obtenus.

Le puits choisi est BKE-04. C'est un puits producteur d'huile, avec des caractéristiques pétrophysiques distinctes et une fréquence de bouchage par les différents sels. On a utilisé l'inhibiteur de sel: « NTA » par le procédé A.

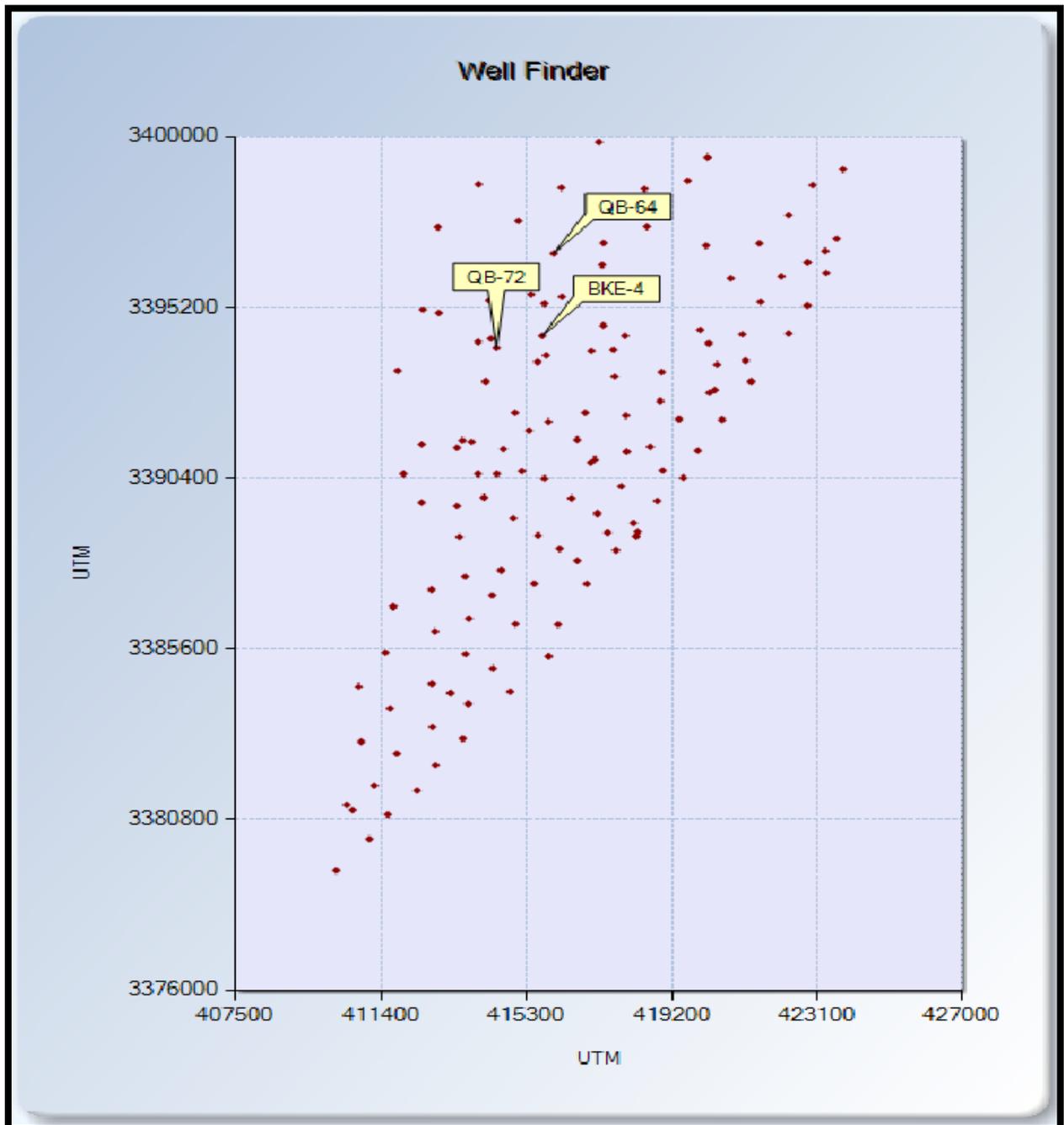


Fig.IV.1 : L'emplacement des trois puits dans le champ.

IV.2. Le puits BKE-04:

IV.2.1. Aperçu sur le puits :

C'est un puits producteur d'huile, équipé en gaz lift, situé dans le bloc 404 du champ, complété par un tubing de 5 ½" et un liner de 7" ([Annexe 07](#)).

La production est affectée à cause des bouchons de sel qui obturent le tubing et les perforations, cela a nécessité une intervention pour le dessalage en utilisant l'eau douce soit par pompage d'un bouchon d'eau ou par coiled tubing. Ces opérations sont faites fréquemment.

Cet puits est traité par le NTA selon le procédé A.

IV.2.2. Données de réservoir:

❖ Intervalles perforés :

- TAGI 'U' 3231.50 to 3234.00 m.
- TAGI 'U' 3241.00 to 3243.45 m.
- TAGI 'U' 3243.45 to 3246.00 m.
- TAGI 'U' 3246.00 to 3254.00 m.
- TAGI 'U' 3254.00 to 3256.00 m.
- TAGI 'M' 3262.00 to 3264.00 m.
- TAGI 'M' 3265.00 to 3267.00 m.
- TAGI 'M' 3271.00 to 3274.00 m.
- Hauteur de la zone de production = 24 m.

❖	Porosité moyenne	$\phi_{Moy} = 14 \%$
❖	Perméabilité	33md
❖	GOR	468 m ³ /m ³
❖	Profondeur de puits	3500 m
❖	Température du fond	212 °F
❖	Q _w	45 m ³ /j

IV.2.3. Données de production :

Avant la période du traitement avec l'inhibiteur de sel, le débit moyen journalier était de Q_o=625 m³/j.

IV.2.4. Période de traitement :

L'utilisation de l'inhibiteur de sels selon le procédé « A » a lieu du 24 jusqu'au 28 Avril 2015.

IV.2.5. Chronologie des opérations:

L'application de la technique avec ces phases de traitement nécessite l'arrêt de production de puits pendant toute l'opération. Dont la séquence est comme suit :

- i. **Mise en place du matériel (citernes, pompes...)** : (annexe 06)
- ii. **Installation de l'unité de coiled tubing (2 "):** cette étape nécessite la communication du puits avec l'unité de coiled tubing après fermeture.
- iii. **Test de pression des équipements** : Le matériel est testé à 1.2 de la pression statique du puits.
- iv. **Descente dans le puits et début de traitement** : la descente se fait selon une procédure bien déterminée détaillée dans un programme préparé par les ingénieurs d'Ourhoud selon une politique qui prend en considération le volet technique et sécuritaire.
- v. **Nettoyage du tubing avec l'acide HCL 7.5%** :
 - Lors de la descente du CTU, on injecte de l'eau douce pour le nettoyage du tubing avec une vitesse modéré, le puits doit être ouvert vers le bourbier, faire plusieurs passe dans le tubing afin d'assurer un bon nettoyage.
 - CTU à 2660 m, on commence l'injection de l'azote N₂, et on continue la descente jusqu'au fond du puits à 3280m.
 - CTU à 3280, on injecte 5m³ d'acide HCl, on fait deux passes dans l'intervalle des perforations. Le volume de l'acide sera déplacé par un bouchon de gel (gel pill).
 - A la fin de l'opération, tous les fluides sont chassés par l'eau traité est nitrifié.
- vi. **Nettoyage de la formation (par squeeze)** :

Remarque : Le puits doit être rempli d'eau avant le traitement.

- CTU à 3274m : on injecte 7 m³ de fluide de nettoyage (**clean treatment**) avec un débit de 1.3 bpm; on remonte le CTU vers 3250m avec une vitesse de 5m/min.
- CTU à 3250m, on pompe dans la formation les fluides suivants :
 - ◆ La mousse 0.5m³ @ 2.5 bpm.
 - ◆ Eau nitrifié 1m³d'eau @ 0.5 bpm et N₂ 2500scf/min.
 - ◆ fluide de chasse 0.5 m³ @ 2.5 bpm.
 - ◆ Fluide de nettoyage 4 m³ @ 2.5 bpm.
 - ◆ un fluide de chasse 0.5 m³ @ 2.5 bpm

- ◆ On injecte 1 m³ d'eau nitrifié @ 05 bpm avec 2500scf/min, avec une vitesse de remontée 5m/min jusqu'à 3242m.
- A 3242 m, squeeze les fluides suivants :
 - ◆ 0.5m³ de fluide de chasse 2.5 bpm.
 - ◆ 6m³ de fluide de nettoyage 2.5 bpm pendant la remonté vers 3230 avec une vitesse de 5m/min.
- A 3230m, on chasse les fluides avec 7.2 m³ d'eau traité avec un débit de 0.4 bpm pour déplacer les fluides de nettoyage.
- On garde le puits fermé pendant 12 heures (période d'imbibition ou soak period).
- Lorsque le CTU atteint la surface, on ferme le puits et l'injecteur.
- vii. **Dégorgement du puits** : le puits est ouvert vers le bourbier, injection pendant 3 heures de N₂ pour évacuer les fluides squeezez. Lorsque cette étape est terminée, le puits est rempli avec 38m³ d'eau traité.
- viii. **Squeeze de « saltrol 2 »** :

L'opération se fait à l'aide de la même unité CTU selon la procédure de descente indiquée plus haut.

- CTU à 3274m, pomper en circulation :
 - ◆ 6 m³ de preflush (traitement prepad).
 - ◆ 1 m³ d'une pilule de traitement pour remplir le CTU avec un débit de 2.5bpm pendant la remonté 5m/min vers 3250m.
- CTU à 3250 m, puits fermé et squeeze des fluides suivants :
 - ◆ un bouchon de de saltrol-2. 9 m³ @ 1.3 bpm.
 - ◆ Overflush : 5m³ @ 1.3 bpm.
 - ◆ La mousse : 0.5 m³ @ 2.0 bpm.
 - ◆ Fluide de chasse :
 - Eau albien 1m³ @ 0.5 bpm.
 - N2 2500 ft³/min.
 - ◆ La mousse 0.5 m³ @ 2.0 bpm.
 - ◆ Un Preflush 3m³ @ 2.5 bpm, pendant la remontée vers 3242m @ 5 m/min.

- CTU a 3242m, squeeze les fluides suivant :
 - ◆ Un bouchon de saltrol-2 $11\text{m}^3 @ 2.5\text{bpm}$.
 - ◆ Overflush $7\text{m}^3 @ 2.5\text{bpm}$.
 - ◆ Une mousse $0.5\text{m}^3 @ 2.0\text{bpm}$.
 - ◆ Fluide de chasse :
 - Eau albien $1\text{m}^3 @ 0.5\text{bpm}$.
 - N2 $2500 \text{ft}^3/\text{min}$.
 - ◆ La mousse $0.5\text{M}^3 @ 2.0\text{bpm}$.
 - ◆ Un preflush $3\text{m}^3 @ 2.5 \text{bpm}$, pendant la descente vers 3250 m @ 5m/min.
 - CTU @ 3255, squeeze un overflush $4 \text{m}^3 @ 2.5\text{bpm}$ et déplacer avec 7m^3 d'eau traité @ 0.4bpm, remontée du CTU pendant le pompage de l'eau traité.
 - Remonter le CTU en surface.
 - Fermer le puits et déconnecter les équipements.
 - Laisser le puits fermé pendant 24 heures jusqu'à 36 heures, c'est le temps nécessaire pour l'adsorption de l'inhibiteur dans la formation.
- ix. **La mise en production du puits** : Après une période de fermeture on met le puits en production graduellement en enregistrant les paramètres de puits pendant la production. (WHP : pression de tête de puits, débit des fluides : huile et eau, la salinité des fluides), afin de mesurer l'efficacité du traitement.

IV.2.6. Quantité et composition des fluides injectés :

Wash Perforations & Clean Treatment

1) Treated Water Volume 130 m3 Volume 818 bbl

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	979 litres	127.21m3	41.10gal	800.0bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	3900kg	10.5 Lb	8585 Lb
Claytrol-6	ClayStablizer	2 litres	260 kg	0.084 gal	69 gal
		Volume:	2 m3	Volume:	13 bbl

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	976 litres	1.95m3	40.97 gal	12.3 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	60 kg	10.5 Lb	132 Lb
GW 28	Gelling Agent	3 kg	6 kg	1.1 Lb	13.2 Lb
		Volume:	4 m3	Volume:	25 bbl

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	967 litres	3.87 m3	40.62 gal	24.3 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	120 kg	10.5 Lb	264 Lb
GW 28	Gelling Agent	2 kg	8 kg	0.7 Lb	18 Lb
FAW 25	Foaming Agent	10 litres	40 litres	0.42 gal	11 gal
		Volume:	16 m3	Volume:	101 bbl

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	837 litres	13.40m3	35.2 gal	84.3 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	480 kg	10.5 Lb	1057 Lb
Claytrol-6	ClayStablizer	6.0 litres	96 litres	0.3 gal	25 gal
NE 118	Sulfactant	7 litres	112 litres	0.3 gal	30 gal
Saltrol 2 TM	Salt Inhibitor	130 litres	2082 litres	5.5 gal	550 gal
		Volume:	5 m3	Volume:	31 bbl

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	FreshWater	778 litres	3.89m3	32.7 gal	24.5 bbl
HCl(32%)	Hydrochlorid Acid	209 litres	1045 litres	8.8 gal	6.6 bbl
NE 118	Non Emulsifiant	2.0 litres	10 litres	0.1 gal	2.6 gal
Claytrol 6	ClayStabiliser	3 litres	15 litres	0.1 gal	4.0 gal
Cl 15	Corrosion Inhibitor	4 litres	20 litres	0.2 gal	5.3 gal
F 900	Iron Control	6 Kg	30 Kg	2.1 Lb	66 Lb
F 300	Iron Control	6 Kg	30 Kg	2.1 Lb	66 Lb

Total Product Requirement

Additive	Description	Metric		A.P.I	
		Total Qty		Total Qty	
Water	Albian water	150	m3	945	bbl
Saltrol 2	Salt Inhibitor	2082	Liters	550	gal
Claytrol-6	ClayStablizer	371	Liters	98	gal
NE118	Sulfactant	122	Liters	32	gal
FAW 25	Foaming Agent	40	Liters	11	gal
GW 28	Gelling Agent	14	kgs	31	Lbs
NH4Cl	Ammonium Chloride	4560	kgs	10032	Lbs
HCl(32%)	Hydrochlorid Acid	1045	litres	6.6	bbl
F 900	Iron Control	30	Kg	66	Lbs
Cl 15	Corrosion Inhibitor	20	Litres	5	gal
F 300	Iron Control	30	Kg	66	Lbs

Tab.IV.1 Quantités et compositions des fluides injectés pendant le nettoyage.

Salt Inhibitor Squeeze

1) Treated Water

Volume **50 m3**

Volume **314 bbl**

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	979 litres	48,93 m3	41,10 gal	307,7 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	1500 kg	10,5 Lb	3302 Lb
Claytrol-6	Clay Stabilizer	2 litres	100 litres	0,084 gal	26 gal

2) Spacer/ Foaming Solution

Volume **4 m3**

Volume **25 bbl**

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	967 litres	3,87 m3	40,62 gal	24,3 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	120 kg	10,5 Lb	264 Lb
GW28	Gelling Agent	2 kg	8 kg	0,7 Lb	18 Lb
FAW 25	Foaming Agent	10 litres	40 litres	0,42 gal	11 gal

3) Prepad Treatment

Volume: **13 m3**

Volume: **82 bbl**

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	969 Litres	12,59 m3	40,7 Gal	79,2 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 Kg	390 kg	10,5 Lb	858 Lb
Claytrol-6	Clay Stabilizer	6,0 Litres	78 litres	0,25 Gal	20,6 gal
NE 118	Surfactant	6,0 Litres	78 litres	0,25 Gal	20,6 gal

4) Pill Treatment

Volume: **35 m3**

Volume: **220 bbl**

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	843 Litres	29,49 m3	35,4 Gal	185,5 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 Kg	1050 kg	10,5 Lb	2311 Lb
Claytrol-6	Clay Stabilizer	6,0 litres	210 litres	0,3 Gal	55 gal
NE 110	Surfactant	6 litres	210 litres	0,3 Gal	55,5 gal
Saltrol 2 TM	Salt Inhibitor	126 litres	4410 litres	5,3 Gal	1164,9 gal

5) Over flush

Volume: **16 m3**

Volume: **101 bbl**

Additive	Description	per 1m3	Total Qty	per 1 bbl	Total Qty
Water	Albian water	969 litres	15,50 m3	40,7 Gal	97,5 bbl
NH4Cl	Ammonium Chloride	30 kg	480 Kg	10,5 Lb	1057 Lb
Claytrol-6	Clay Stabilizer	6,0 litres	96 litres	0,25 Gal	25 gal
NE 118	Surfactant	6 litres	96 litres	0,25 Gal	25 gal

Total Product Requirement

Additive	Description	Metric		A.P.I	
		Total	Qty	Total	Qty
Water	Albian water	107	m3	670	bbl
Saltrol 2 TM	Salt Inhibitor	4410	Liters	1165	gal
Claytrol-6	Clay Stabilizer	484	Liters	127,9	gal
NE118	Sulfactant	174	Liters	46,0	gal
NE110	Sulfactant	210	Liters	55,5	gal
FAW 25	Foaming Agent	40	Liters	10,6	gal
GW28	Gelling Agent	8	kgs	17,6	Lbs
NH4Cl	Ammonium Chloride	3540	kgs	7788	Lbs

Tab.IV.2 Compositions des fluides injectés dans le puits BKE-04 pendant la phase principale d'injection.

IV.2.7. La quantité totale des fluides injectés :

➤ Eau traité	180 m ³
➤ Acide (7.5 % HCl)	05 m ³
➤ Clean Out treatment	17 m ³
➤ Pre-pad treatment	13 m ³
➤ Inhibiteur de sel « Saltrol-2 »	35 m ³
➤ Over flush	16 m ³
➤ Gel Pill	02 m ³
➤ La mousse	08 m ³
➤ Nitrogène	15 m ³

Total Product Requirement :

**Roto Jet Clean up & Pickling Acid
Clean Treatment Squeeze
Salt Inhibitor Squeeze**

Additive	Description	Metric		A.P.I	
		Total	Qty	Total	Qty
Water	Albian water	257	m3	1615	Bbl
Saltrol 2	Salt Inhibitor	6492	Liters	1715	Gal
Claytrol-6	Clay Stabilizer	855	Liters	226	Gal
NE118	Sulfactant	296	Liters	78	Gal
NE110	Sulfactant	210	Liters	55	Gal
FAW 25	Foaming Agent	80	Liters	21	Gal
GW 28	Gelling Agent	22	Kgs	48,4	Lbs
NH4Cl	Ammonium Chloride	8100	Kgs	17820	Lbs
HCl (32%)	Hydrochlorid Acid	1045	litres	276	Gal
F 900	Iron Control	30	Kg	66	Lbs
F 300	Iron Control	30	Kg	66	Lbs
Cl 15	Corrosion Inhibitor	20	Litres	5	Gal

Tab IV.3. La quantité des produits utilisés dans le puits BKE-04.

IV.2.8. Profil de production de BKE-04:

La période représenté [01 NOV 2015 jusqu'à 20 JAN 2016]

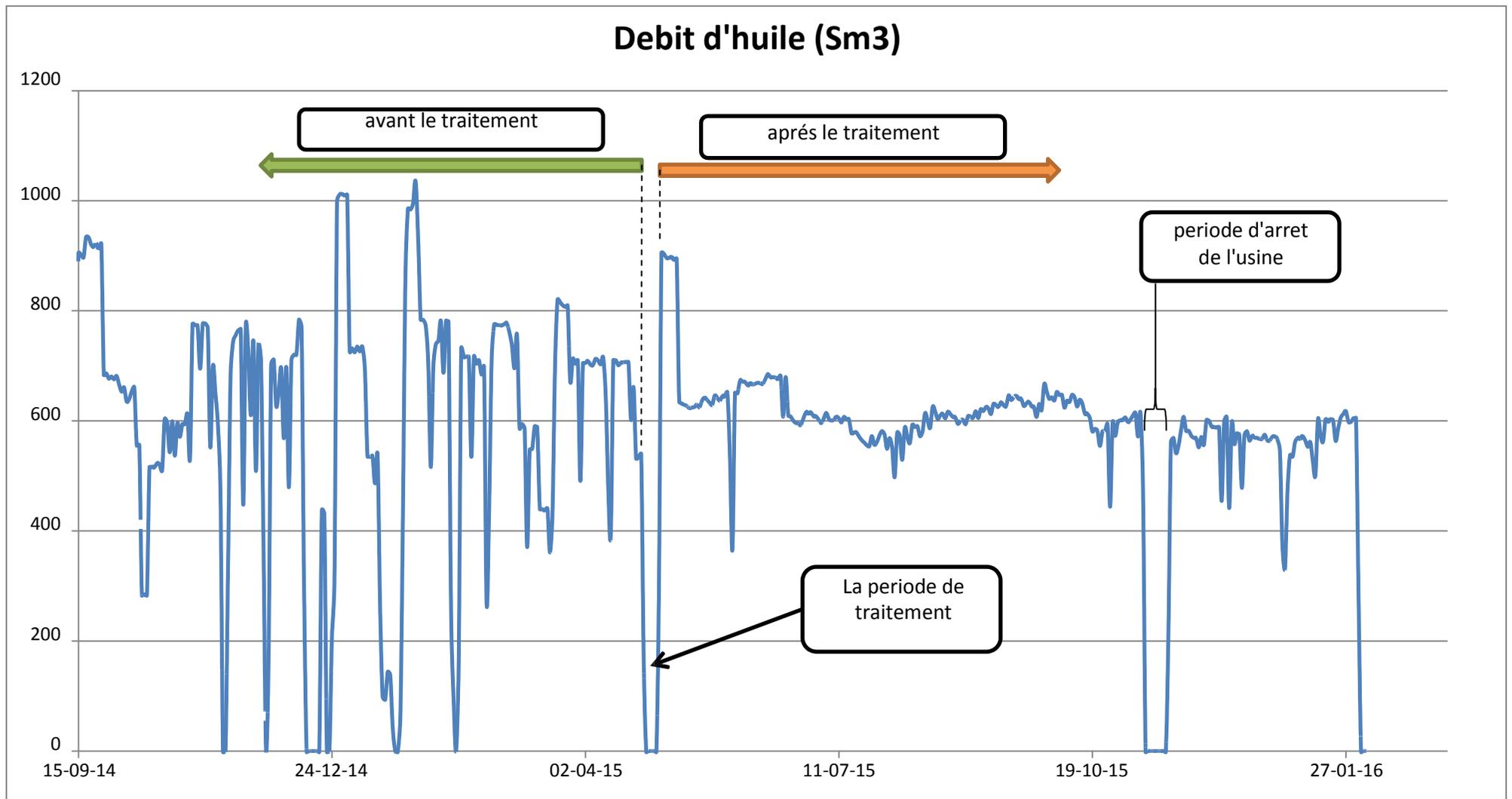


Fig IV.2 : Profil de production du BKE-04.

IV.2. 9. Analyse de graphe:

➤ Avant le traitement : [14 jan 2015-24avr2015]

D’après le profil de production de ce puits pour la période indiquée, la production a été interrompue plusieurs fois à cause des bouchages par les blocs de sel, d’où la nécessité d’intervenir sur le puits que ce soit pour une injection d’eau douce par le coiled tubing, pompage d’un bouchon d’eau dans le puits (bull Head), ou pour le nettoyer mécaniquement avec le slickline par exemple on prend la période de 100 jours avant le traitement :

Type d’opération	Cut salt avec slickline	Coiled Tubing	Bull head
Date de l’opération	14/01/2015; 01/02/2015;06/02/2015; 09/02/2015;10/02/2015; 12/02/2015; 17/02/2015; 05/03/2015;06/03/2015; 10/03/2015;27/03/2015; 31/03/2015; 05/04/2015; 06/04/2015;10/04/2015;	17/01/2015; 02/02/2015; 19/03/2015; 21/04/2015	23/02/2015; 11/04/2015

Tab.IV.4 Les interventions de dessalage du puits BKE-04 Réalisées avant le traitement avec l’inhibiteur de sel.

On remarque qu’on a 27 opérations d’intervention à une fréquence d’intervention moyenne de 4 jours. Le profil de production et les interventions avant le trait. (Le coiled tubing et le bull head) sont présente dans la figure suivante:

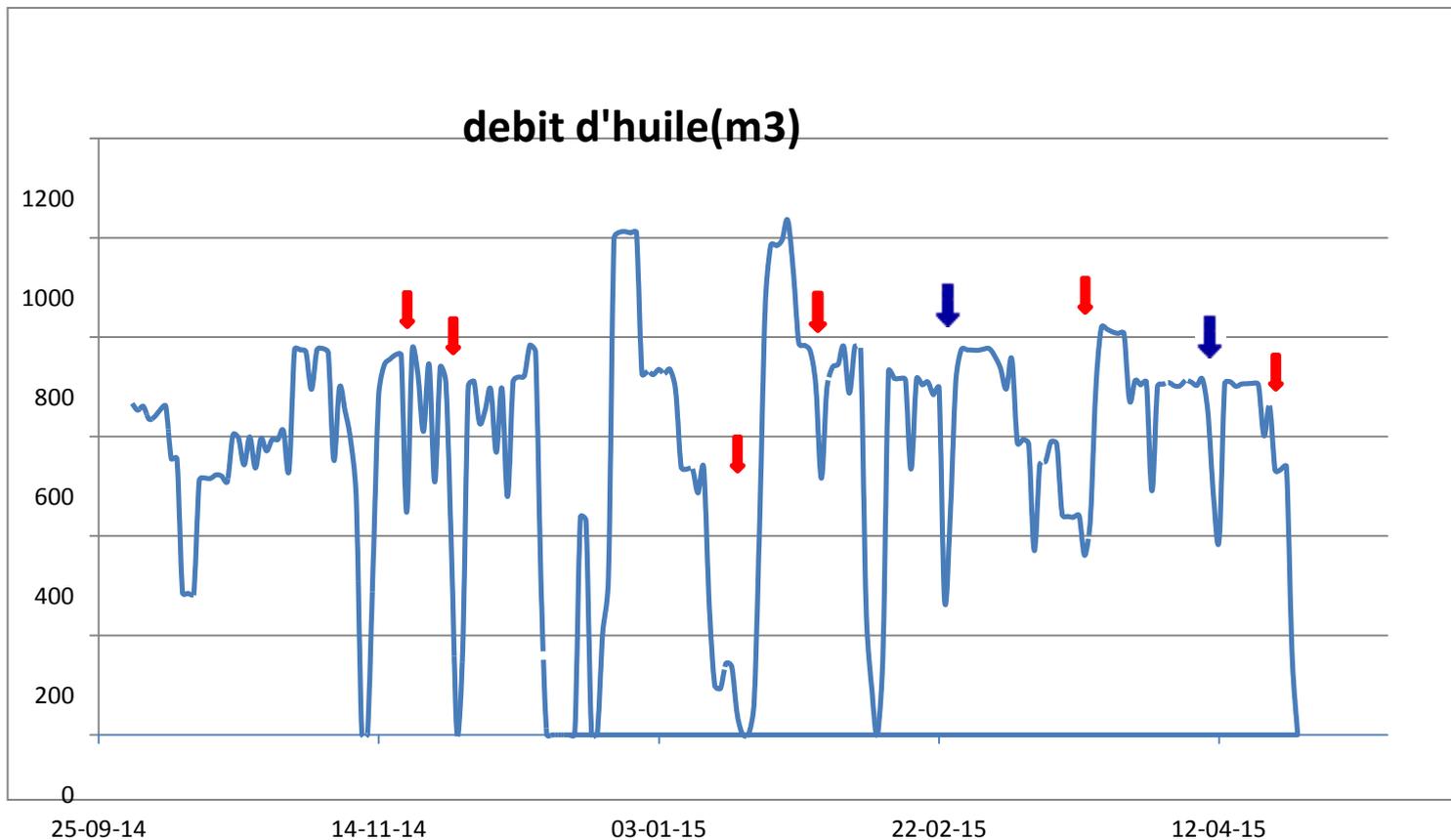


Fig.IV.3. Le profil de production du BKE-04 avant le trait.

➤ **Après le traitement : [Le 24avr2015-20jan2016]**

D'après la Fig.IV.4 la production ne subit pas une chute brusque de production, et ne s'arrête pas sauf dans la période de nettoyage de l'usine (09/11-17/11).

La première intervention après le traitement a été par un bouchon d'eau douce dans le tubing le 05 aout 2015, ce qui nous donne une durée de vie du produit de 100 jours.

La figure suivante donne les opérations effectuées dans 6 mois après le trait.

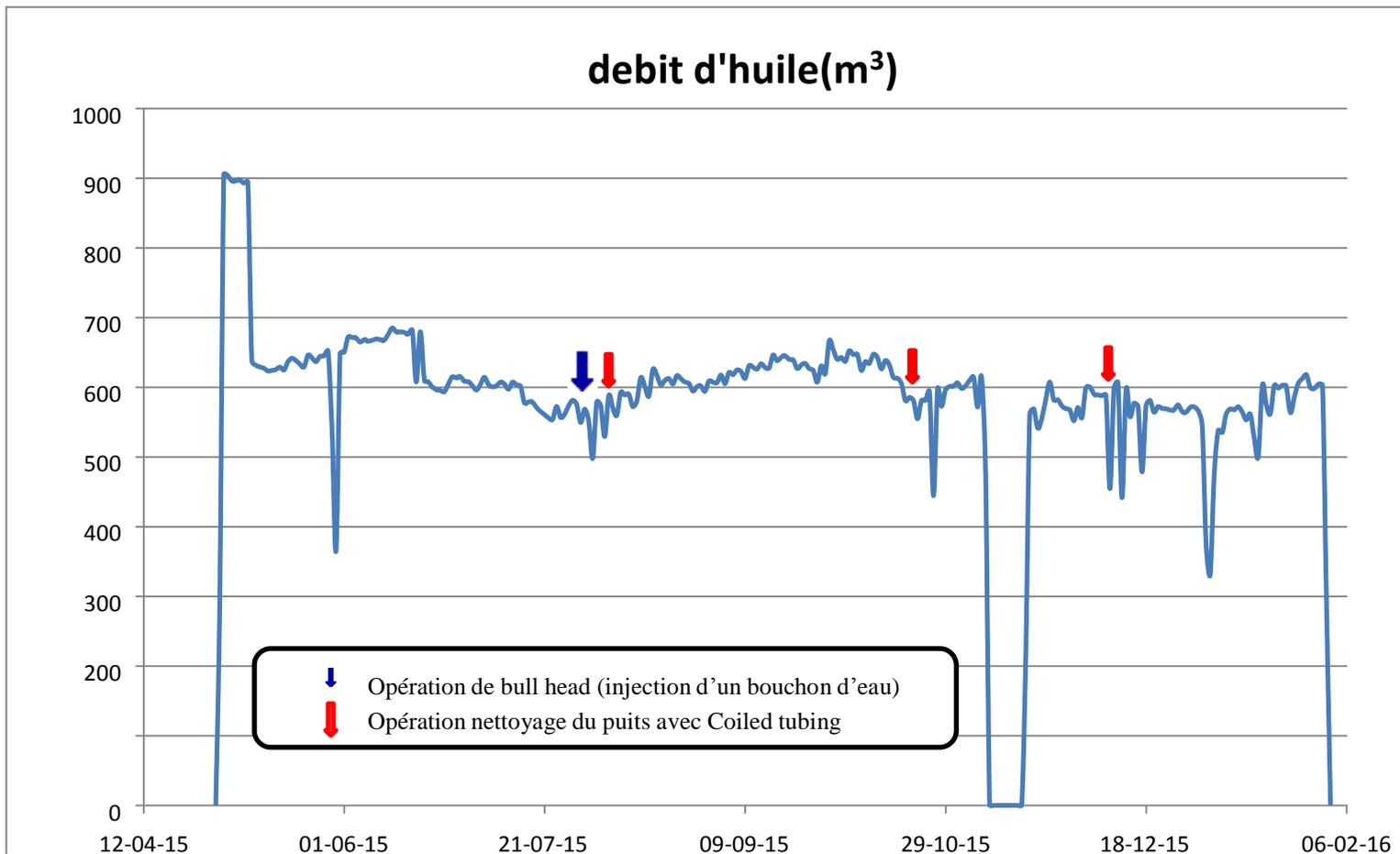


Fig.IV.4 Le profil de production du BKE-04 après le trait.

IV.3. Calcul et vérification du volume de l'inhibiteur injecté dans le puits :

Pour avoir de bons résultats de traitement, il faut respecter les volumes de l'inhibiteur de sel injecté. Ces volumes sont calculés par la relation (IV-1)

IV.3.1. Le choix de l'eau de dilution :

L'inhibiteur de sel doit être compatible avec l'eau de mélange. On peut utiliser l'eau de mer, mais une fois la compatibilité assurée. Sinon, une solution de KCl (KCl 2% ou plus) est adaptée pour des formations gréseuses, l'eau douce est recommandé pour les formations carbonatées.

IV.3.2. Le fluide de prétraitement :

Ces fluides sont utilisés pour stabiliser la formation, dans le cas du réservoir de OURHOUD, il s'agit de TAGI (trias argilo-gréseux inférieur), donc on injecte 25 jusqu'à 50 gal de solution basique pré-conditionnée.

IV.3.3. Traitement d'inhibiteur :

On Calcule la concentration de l'inhibiteur en se basant sur le débit de production d'eau, et la moyenne de débit de retour pour une durée de vie choisie. L'expérience a montré qu'environ 1/3 du volume total d'inhibiteur retourne immédiatement, 1/3 reste dans la formation et 1/3 est ramené lentement (comme on préfère).

IV.3.4. Le volume d'inhibiteur :

Les puits ont été nettoyés en tenant en compte les protocoles mentionnés avant les puits ont injectés par des produits chimiques assortis avec les eaux produites par les puits :

$$\text{Volume d'inhibiteur} = \frac{(PPM)(\text{jours})(Q_w)(42\text{gal/bbl})}{(F_i)(10^6)} \quad \dots(IV.1)$$

Où : Volume d'inhibiteur : en gal

PPM : quantité résiduel retournée : moyenne ou acceptable (utilisation de 600 ppm).

Jours : durée de vie prévue de squeeze - généralement de 6 mois (180 jours).

Q_w: débit d'eau produit en baril par jour.

F_i : facteur d'idéalité, c'est un facteur pour compenser l'inhibiteur qui ne participe pas à l'inhibition de sel - qui est reflué immédiatement et ce qui est irréversiblement adsorbée à la formation (utilisation de 0,6 à 0,65).

La quantité minimale de l'inhibiteur de cristallisation de sel à pomper dans un traitement est une bouteille. Le volume calculé d'inhibiteur doit être dilué à une quantité de 10% à 20% d'injection active. Certains traitements sur le terrain ont montré que les quantités les plus concentrées ont une durée de vie plus longue.

IV.3.5. le volume du composé du traitement de l'inhibiteur :

Le volume final mixte de l'inhibiteur est calculé en utilisant la formule suivante :

$$\text{Volume final mixte de l'inhibiteur (bbl)} = \frac{\text{Volume d'inhibiteur}}{(\% \text{ Mix})(42 \text{ gal/bbl})} \dots(\text{IV.2})$$

Volume d'inhibiteur (gal) : calculé dans l'étape a).

% Mix : exprimé en fraction (par exemple : pour une utilisation de 20% on met 0.2)

IV.3.6.Over flush :(fluide de chasse)

L'inhibiteur doit être injecté dans un rayon d'environ 4 ft dans la plupart des cas ce qui assure une durée de vie plus longue.

La même quantité d'eau est utilisée pour mélanger la solution de traitement de la formation (par exemple: KCl solution) qui doit être utilisé comme un over flush pour l'inhibiteur de sel. Le volume d'over flush représente la somme du volume de déplacement radial dans la formation et le volume nécessaire pour déplacer le volume de tubing ou de l'annulaire.

$$\text{volume d'Over flush (bbls)} = (\pi r^2 h \phi) (0.18 \text{ bbl} / \text{ft}^3) + \text{volume tubulaire} \dots(\text{IV.3})$$

Avec : **r** : rayon de traitement (ft.).

h : hauteur (profondeur) de l'intervalle perforé (ou traité).

φ : La porosité de la formation exprimée en fraction. (0.2 au lieu de 20%).

IV.3.7.Traitement principal :

Le fluide de traitement peut être injecté sous pression. Cependant, il est préférable d'injecter l'inhibiteur par une unité de Coiled Tubing. On peut également utiliser une mousse inverseur (Foam inverseur).

IV.3.8. Exemple :

Etape	fluide	volume
1) Prétraitement	2% KCl + 5% MS-16	25-50 gal/ft
2) L'inhibiteur	2% KCl + 20% saltrol-2	calculée (voir ci-dessous)
3) Spacer	2% KCl	le volume de l'étape 2
4) Inverseur	Foam	10 - 20 bbl
5) Répéter la 2 ^{ème} étape		
6) Overflush		calculée (voir ci-dessous)

Volume de déplacement radial de 4 ft

- Le nombre d'étapes est déterminé en se basant sur l'intervalle de hauteur ou longueur.
- Les liquides peuvent être nitrifiés.
- Le volume de Spacer peut dépasser le volume d'inhibiteur pour une grande pénétration du liquide de traitement.

Exemple d'estimation des volumes :

Un puits qui produit 200 barils d'eau par jour doit être traité pour permettre une efficacité qui durera 180 jours. La hauteur de l'intervalle des perforations est de 40 ft et la porosité de la formation est de 20 %.

$$\begin{aligned}
 \text{Le volume du l'inhibiteur (gal)} &= \frac{(PPM)(\text{jours})(Q_w)(42\text{gal/bbl})}{(Fi)(10^6)} \\
 &= \frac{(150)(180)(200)(42)}{(0.6)(10^6)} \\
 &= 375 \text{ gal de NTA concentrés.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Le volume final mixte de l'inhibiteur (bbl)} &= \frac{\text{Volume d'inhibiteur}}{(\% \text{ Mix})(42\text{gal/bbl})} \\
 &= \frac{385}{(0.20)(42)} \\
 &= 46 \text{ bbl.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Overflush volume (bbls)} &= (\pi r^2 h \phi) (0.18 \text{ bbl / ft}^3) + \text{volume tubulaire} \\
 &= (3.14) (4^2) (40) (0.20) (0.18) \\
 &= 72 \text{ bbl d'Overflush + le volume des tubulaires}
 \end{aligned}$$

On prend :

- PPM = 600
- $F_i = 0.62$

Ici un tableau qui résume les volumes calculés :

Le puits	Q_w		Jours	Volume calculé d'inhibiteur (l)	Le volume utilisé lors de l'injection (l)
	M ³ /j	bbl/j			
BKE-04	40	251.598	180	6950	6492

Tab.IV.5 Calcul des volumes de l'inhibiteur à injecter et les comparés avec les volumes injectés lors du traitement.

IV.4.Résultat final:

Ici un tableau qui résume les résultats de traitement pour le puits :

Puits	Le débit avant le traitement m ³ /jour		Le débit après le traitement m ³ /jour		La durée de vie de l'inhibiteur (jour)	Nombre des Opérations	
	Moy	Max	Moy	Max		avant	Après
BKE-04	625	1035.19	640	906.04	100	27	4

Tab.IV.6 Résultat de traitement pour le puits.

Remarque :

- Les opérations prises en compte sont celles qui sont effectuées à cause du bouchage du puits par les sels (le coiled tubing, bull head, Wireline et le Drift to hud).
- la durée de vie de la technique se termine dès la 1^{ère} intervention de lavage par l'eau douce (bull head ou coiled tubing) après le traitement avec l'inhibiteur.
- la période après le traitement c'est la période de la durée de vie.
- dans la durée de vie de l'inhibiteur on ne prend en compte que les opérations de grattage à l'aide de WIRELINE.
- le calcul des débits se fait dans un intervalle du temps égal à la durée de vie du traitement pour chaque puits.

IV.5. Interprétation des résultats obtenus :

IV.5.1. BKE-04 : le traitement dans ce puits a donné de bons résultats, on observe :

- ❖ Une augmentation de débit moyen équivalent à $\Delta Q_{\text{moy}}=15 \text{ m}^3/\text{j}$.
- ❖ L'allure générale de la courbe est stable et ne subit pas de changements brusques de production.
- ❖ Une réduction remarquable dans le nombre des opérations de grattage

IV.6. Conclusion :

D'après les résultats de traitement on conclut que :

- ❖ Si les étapes de traitement sont totalement respectées, on obtient de meilleurs résultats comme dans le cas du puits BKE-04.
- ❖ BKE-04 est un modèle de la réussite de la technique, ceci est dû à :
 - Son débit de production moyen.
 - La quantité d'eau adéquate.
 - Le volume de l'inhibiteur utilisé.
 - L'application du programme défini avec précision et précaution.
- ❖ Pour le dernier puits, l'opération a échoué à cause de l'endommagement de la formation pour les causes suivantes :
 - Le volume de l'inhibiteur utilisés est faible par rapport au volume de chasse ce qui entraîne une diminution brutal dans la concentration du saltrol-2, contrairement aux autres puits, et d'après l'étude laboratoire : les faibles concentrations de l'inhibiteur causent une diminution de la perméabilité i.e. l'endommagement .
 - Le programme de traitement n'a pas été respecté.
 - Une période de fermeture insuffisante.
 - Possibilité de contamination des fluides de traitement pendant l'utilisation.

Conclusion :

Au terme de ce travail nous pouvons dire que l'étude de la nouvelle technique des inhibiteurs de sels chimiquement, techniquement, et économiquement nous a permis de visualiser que cette innovation offre une multitude d'avantages incomparables par rapport aux techniques utilisées auparavant et élimine le problème de dépôts de sel sans influencer la productivité et la sécurité du puits et sans aucun risque sur l'environnement ou le personnel. Alors on peut conclure que cette technique permet de :

- ✓ inhiber d'une façon efficace des dépôts de sel ;
- ✓ éliminer ces dépôts tout en gardant le puits accessible pour d'autres interventions

(Contrôle périodique de puits) ;

- ✓ garder la stabilité du système de production (réservoir, perforations et tubing) ;
- ✓ augmenter la production en diminuant les jours d'arrêt de production ;
- ✓ éviter toute intervention de dessalage du puits pendant la durée de vie de la technique.
- ✓ éviter les interventions lourdes comme le work over .
- ✓ éviter les conséquences des dépôts de sel sur le tubing et le liner tels que la corrosion.
- ✓ améliorer la productivité du puits en augmentant la perméabilité de la formation.

Mais cette technique présente également un certain nombre d'inconvénient parmi lesquels le cout relativement élevé et ceci est dû à :

- l'incorporation des autres opérations dans la technique comme le nettoyage et l'acidification ;
- l'utilisation de plusieurs produits chimiques pour assurer la stabilité du système de production : les produits anti corrosion pour protéger le tubage, les stabilisateurs des argiles pour éviter le gonflement de ces derniers ...etc. ;
- Introduction des technologies récentes;
- le temps nécessaire pour la réussite de l'opération est relativement élevé.

L'opération demande un personnel très qualifié et des moyens techniques avancés.

Les problèmes de squeeze et le risque d'endommagement de la formation comme dans le cas du puits QB-72, où le programme n'a pas été respecté.

L'incompatibilité de l'inhibiteur avec certains types de formation et du fluide produit.

Recommandations :

On recommande :

- d'introduire cette technique comme un moyen principal dans la lutte contre les sels afin de bénéficier de ses avantages .

Conclusion

- d'appliquer cette technique sur les puits qui présentent le même problème de dépôts .
- les puits candidats doivent satisfaire aux conditions d'application de la technique .
- le programme de déroulement des opérations doit être respecté .
- la fermeture du puits après l'application doit être suffisante .
- faire un contrôle périodique au laboratoire des échantillons du brut après le traitement pour s'assurer de l'efficacité du traitement ;
- évaluer le comportement de l'inhibiteur vis-à-vis de son vieillissement (Durée de vie dans la formation) ;
- répéter le traitement lorsque la durée de vie de l'inhibiteur s'achève.

Dédicaces

Je dédis ce modeste travail :

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage...merci mon PÈRE.*

*A celle qui m'a inculquée le goût de la vie et le sens de
la responsabilité...merci ma MÈRE.*

A mes chers frères : ahmed , abd elhak,

A mes chères sœurs : yakout, fatima zohra, dalila ,hadjer, farah .

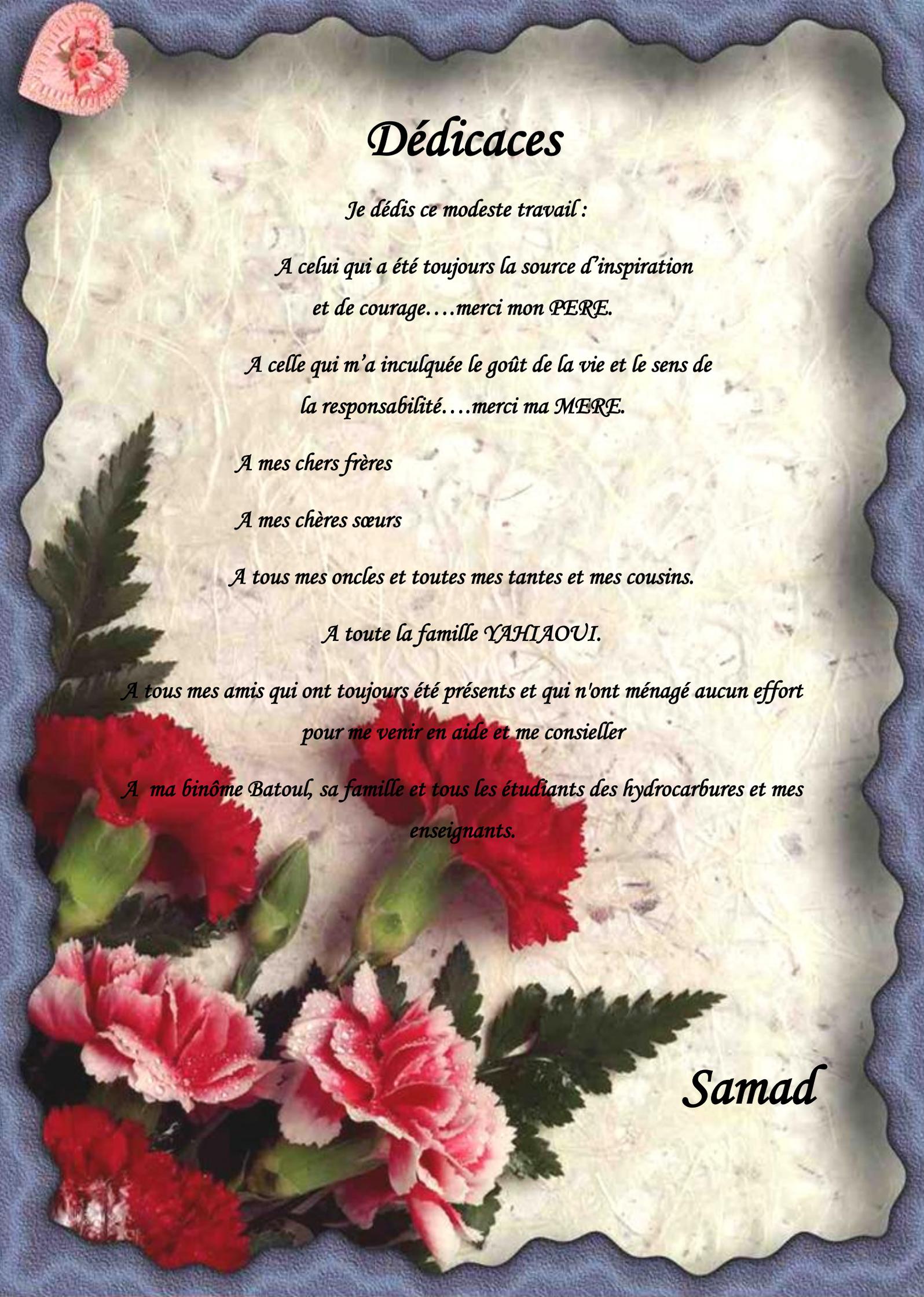
A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.

A toute la famille MOULAYOMAR,

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort
pour me venir en aide et me conseiller*

*A mon binôme SAMAD, sa famille et tous les étudiants des hydrocarbures et
mes enseignants.*

BATOUL



Dédicaces

Je dédis ce modeste travail :

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage...merci mon PÈRE.*

*A celle qui m'a inculquée le goût de la vie et le sens de
la responsabilité...merci ma MÈRE.*

A mes chers frères

A mes chères sœurs

A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.

A toute la famille YAHIAOUI.

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort
pour me venir en aide et me consieller*

*A ma binôme Batoul, sa famille et tous les étudiants des hydrocarbures et mes
enseignants.*

Samad

I Généralité :**I.1.Situation géographique :**

Le champ d'OURHOUD (appelé autrefois Qoubba) se trouve dans le désert du Sahara au sud de l'Algérie. Il est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 320 km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et à 1200 km au sud-est d'Alger (Fig.I.1), fut découvert en juillet 1994. Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie avec un périmètre de 263.4 km, d'une longueur approximative de 20km sur 4km de large (Fig.I.2).

Le champ d'Ourhoud est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

X = 404248 à 426628 Longitude Est.

Y = 3376147 à 3403776 L'altitude Nord.

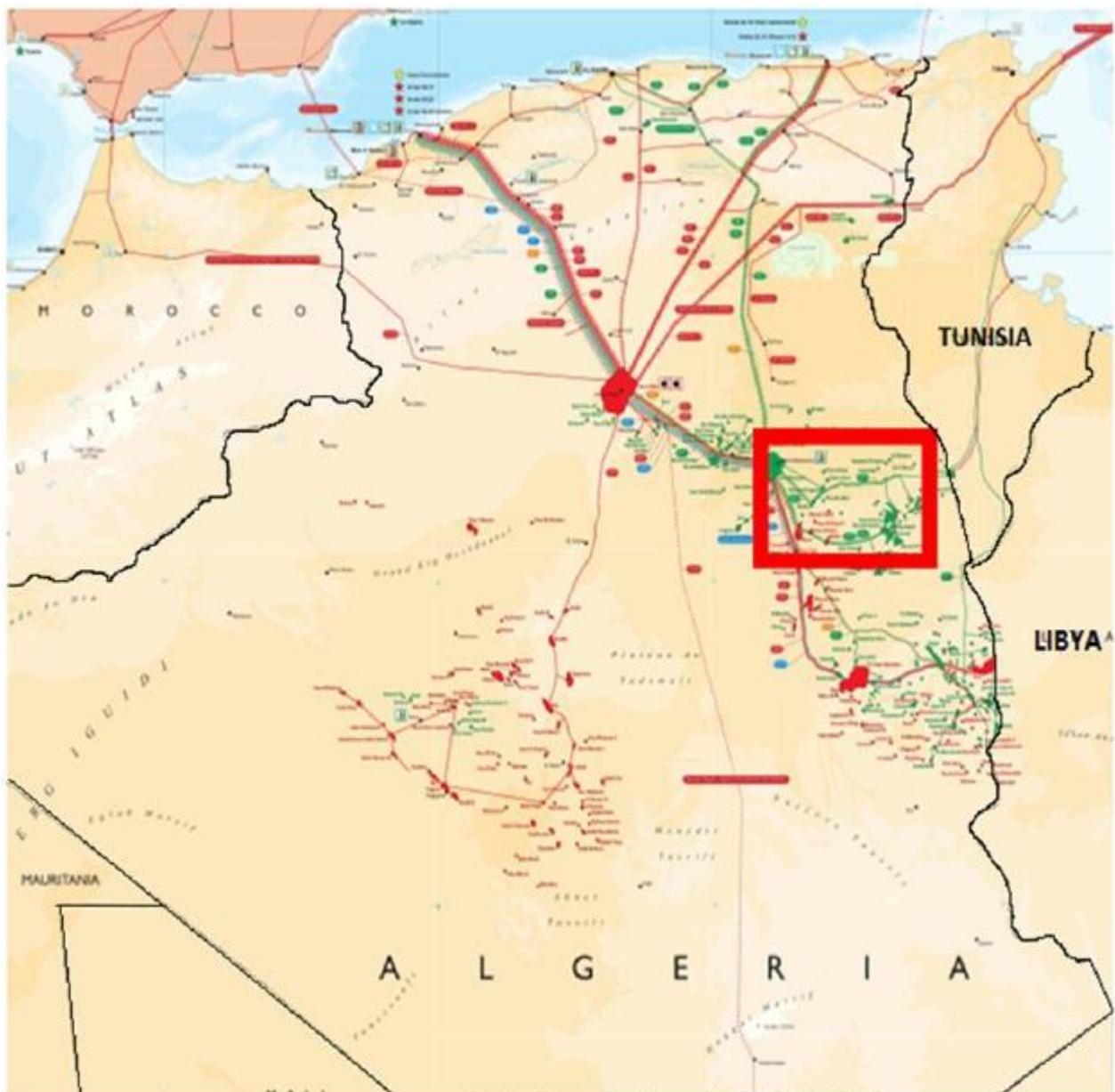


Fig.I.1 Situation géographique du champ d'Ourhoud.

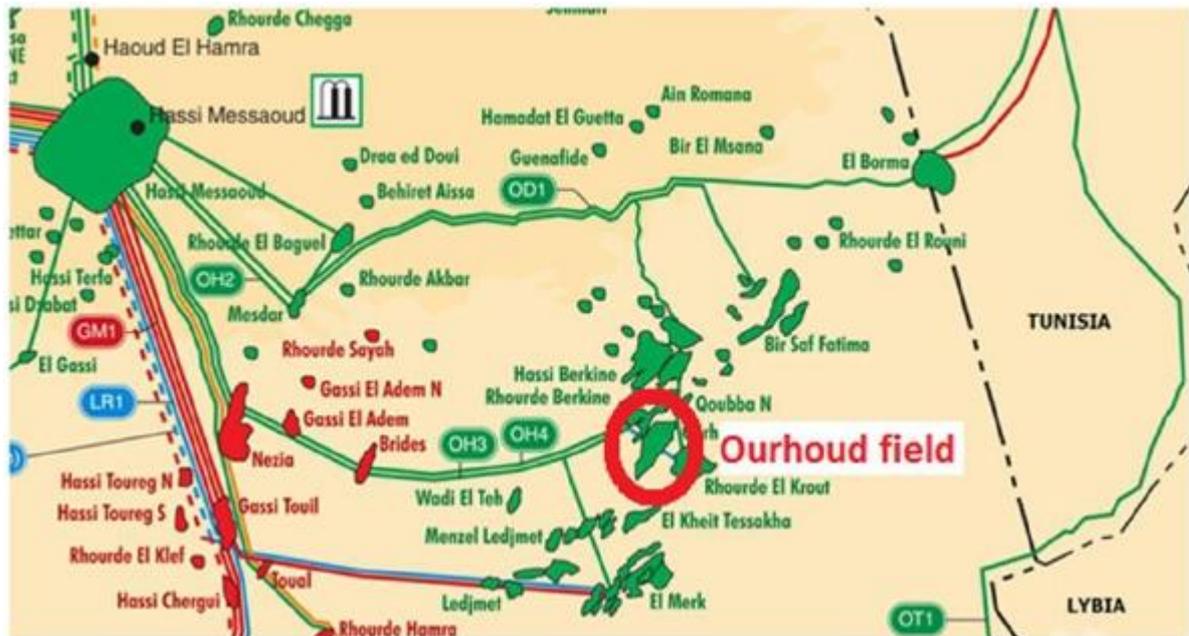


Fig.I.2 Le champ d'Ourhoud et ses environs.

I.2. Historique :

I.2.1. Découverte du gisement :

La signature de ces trois contrats :

- SH-ANADARKO, bloc 404 signé le: 23-10-1989.
- SH-CEPSA, bloc 406 signé le: 26-05-1992.
- SH-LL et E, bloc 405 signé le : 24-11-1992.

Les explorations au champ d'Ourhoud ont commencé en mai 1992.

I.2.2. Présentation de l'organisation Ourhoud :

L'organisation Ourhoud (créée le 01-07-1997) est l'association chargée de développement et de l'exploitation du champ d'Ourhoud. Ceci a nécessité un investissement total de 1.7 milliards de dollars dans lequel la compagnie espagnole CEPSA a contribué à hauteur de 700 million de dollars. Au démarrage du projet, il a fallu la mobilisation d'environ 5000 employés entre cadres, techniciens et exécutants. Le gisement a fait l'objet d'une unification qui permet de calculer la part du pétrole qui revient à chaque compagnie. Actuellement CEPSA a la plus grande part (Fig.I.3). Les partenaires ont conçu l'organisation Ourhoud comme un instrument doté des pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont doté de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité. L'Organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, Burlington Ressource, Talisman) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle (Fig.I.4).

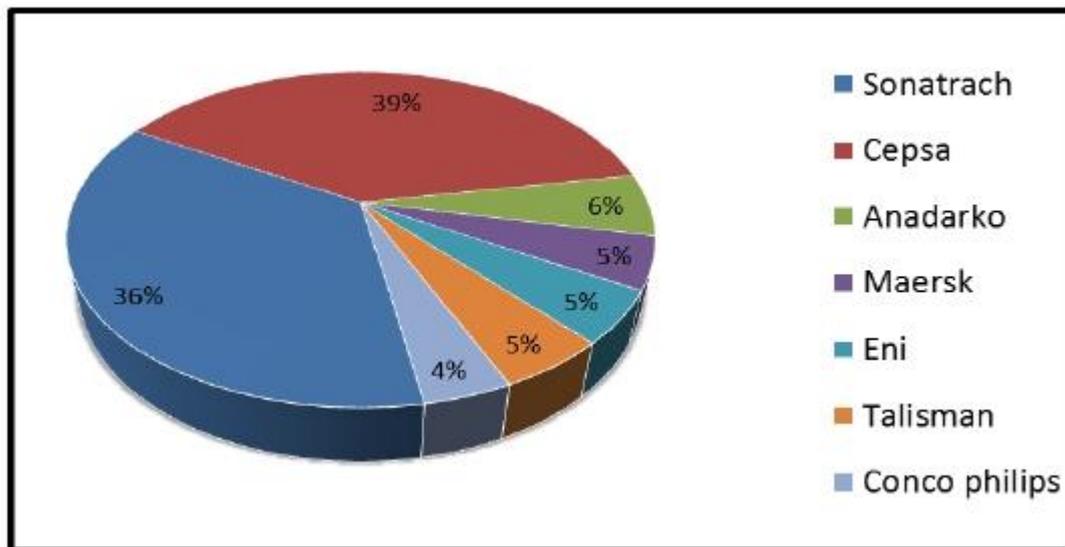


Fig.I.3 Partenaires SH-Ourhoud.



Fig.I.4. Les emblèmes des partenaires du champ d'Ourhoud.

I.2.3. Quelques dates clé:

- Le **09 01 1997**: Signature de l'accord cadre d'unification.
- Le **01 07 1997**: Création de l'organisation Ourhoud (opérateur délégué par Sonatrach).
- Le **01 08 1998**: Présentation du dossier ELA (Exploitation Licence Association) au ministère.
- Le **27 10 1998**: Signature par les parties de la Procédure d'Opération Unifiées (P.O.U).
- Le **21 04 1999**: Attribution du permis d'exploitation par le Ministère.
- Le **25 03 2000**: Début des travaux de préparation du site des installations de production (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) par GCB, ERGTS et ENAGEO.
- Le **14 08 2000**: Signature de deux contrats avec GEPOC pour la réalisation des deux bases de vie .

I.3. Partie géologique :

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intracratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne. Le gisement de Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grés du Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), piégé dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques pétro-physiques de grande qualité.

Les grés continentaux du TAGI, d'âge triasique, sont les seuls constituants de l'horizon producteur. Ils ont été déposés par un système fluviodeltaïque dans une large vallée, située le long du système de faille Pan Africain. L'épaisseur totale du TAGI varie entre 88 à 108 m. La hauteur utile définie par une porosité, tirée par la diagraphie densité > 10% et un cut-off en rayon gamma de 90° API, varie de 17 à 59 m parmi les puits existants.

Le contact oil-water a été interprété à -3056 m/NM à partir de l'analyse diagraphique et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits.

I.3.1. Formation TAGI :

Cette formation est le résultat d'une déposition des matériaux silicates composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur totale de ce TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 90 jusqu'à 115 m.

Le TAGI d'Ourhoud est composé de trois couches principales (Fig.I.5) :

I.3.1.1. Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :

Le TAGI inférieur a environ 32-58 m d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tube provisoire en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaine d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

I.3.1.2. Le TAGI moyen (Middle TAGI) :

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 m et se compose essentiellement des grés. Les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes.

I.3.1.3. Le TAGI supérieur (Upper TAGI) :

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.à.d. ou le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42 m. Cette période de dépôts commence avec une énergie fluviale élevée qui diminue à la fin de

TAGI. Des failles contemporaines pourraient influencer l'épaisseur de l'intervalle.

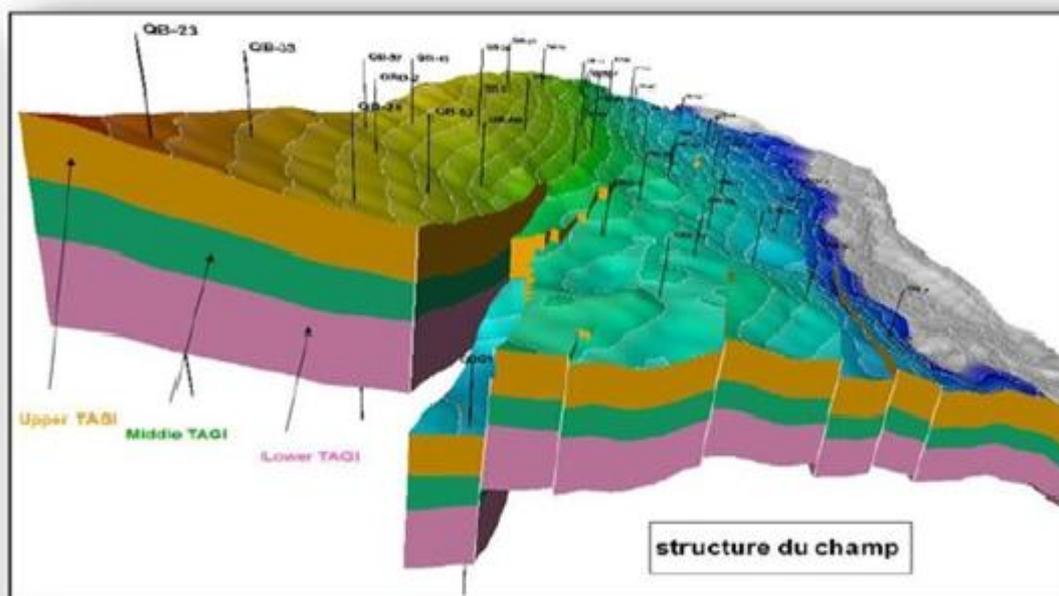


Fig.I.5 Les formations TAGI du champ d'Ourhoud.

I.3.2.Aspect stratigraphique :

La colonne stratigraphique dans le champ d'Ourhoud est presque complète (Fig.I.6). Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de l'uncorformité Hercynienne. Par rapport au champ voisin situé sur l'axe d'EL Biod Hassi Messaoud, à la partie occidentale de bassin Berkine dont tous les dépôts, post Hercynienne se reposent directement sur le Cambrian-Ordovicien et quelque fois directement sur le sushi Cambrian, tel que l'exemple de champ de Hassi Messaoud ou presque toute la section paléozoïque a été érodée sur l'évènement Hercynienne.

Cette section est essentiellement de roche silice clastique, à la base constitue le réservoir Cambrian principal à Hassi Messaoud et où voisinage tel que : El-Gassi, El-Agreb, Zotti, Rhourde El-Baguel, en addition a cette section Paléozoïque vient se reposer la section Mésozoïque qui constitue en même temps le réservoir principal du champ Ourhoud et le bassin Berkine à la base.

Les roches clastiques épaisses caractérisent la séquence jurassique Middle - Upper, tel que l'anhydrite, les sels et les carbonates de Lias et de Trias constitue une barrière pour une accumulation des hydrocarbures dans le TAGI de champ.

L'origine continentale a caractérisé le bas sédiment crétacé interrompu par le dépôt aptien Carbonaté, la partie supérieure du crétacé a été déposée de Schiste aux carbonates de bas en haut.

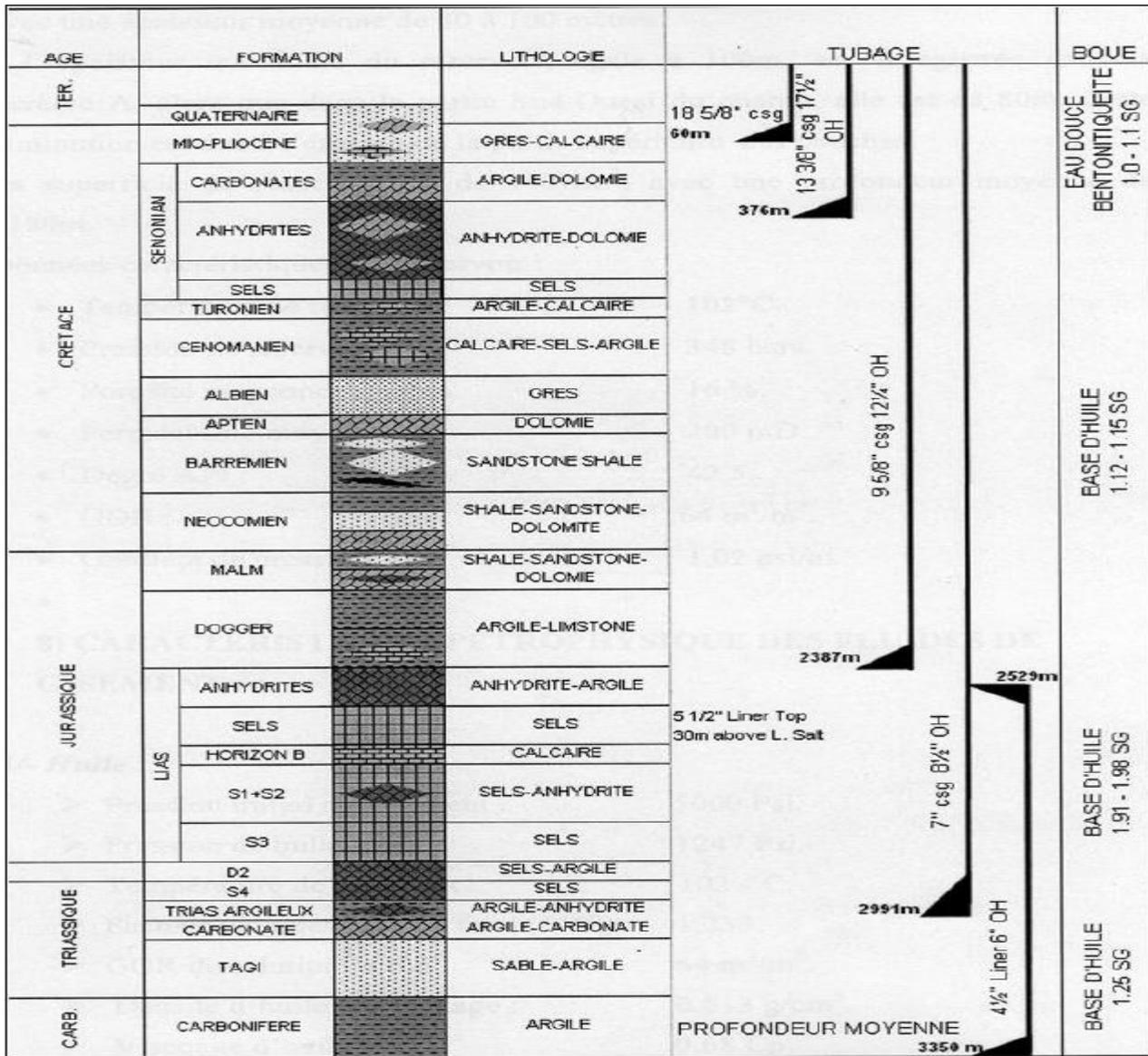


Fig.I.6 Aspect stratigraphique du champ d'Ourhoud.

II.1.Apparition du problème de sel:

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sels ; le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités variables de sels alcalino-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau du réservoir ou par des eaux d'infiltration ; elle est fonction de la position structurale des puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir. De plus, elle évolue au cours de la vie du puits.

Dans le champ d'Ourhoud, le sel le plus rencontré c'est le chlorure du sodium (NaCl).

II.2.Conditions de formation des dépôts :

La formation des dépôts nécessite des conditions favorables à la cristallisation des sels, 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.

Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir.

Les expériences ont montré que le problème des sels apparaît dans des puits aux caractéristiques bien définies tel que :

- Les puits produisent des fluides salés saturés ;
- Les puits à faible débit d'eau ;
- Les puits à gaz avec une faible pression.

II.3.Influence des divers paramètres :

On trouve trois principaux paramètres :

II.3.1. Salinité :

Dans le cas des 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 augmente par addition d'un autre sel pour que les deux sels cohabitent.

II.3.1.1. Définition de la solubilité :

La solubilité d'un composé ionique ou moléculaire, appelé soluté, est la concentration maximale (en moles par litre) de ce composé que l'on peut dissoudre ou dissocier dans un solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée.

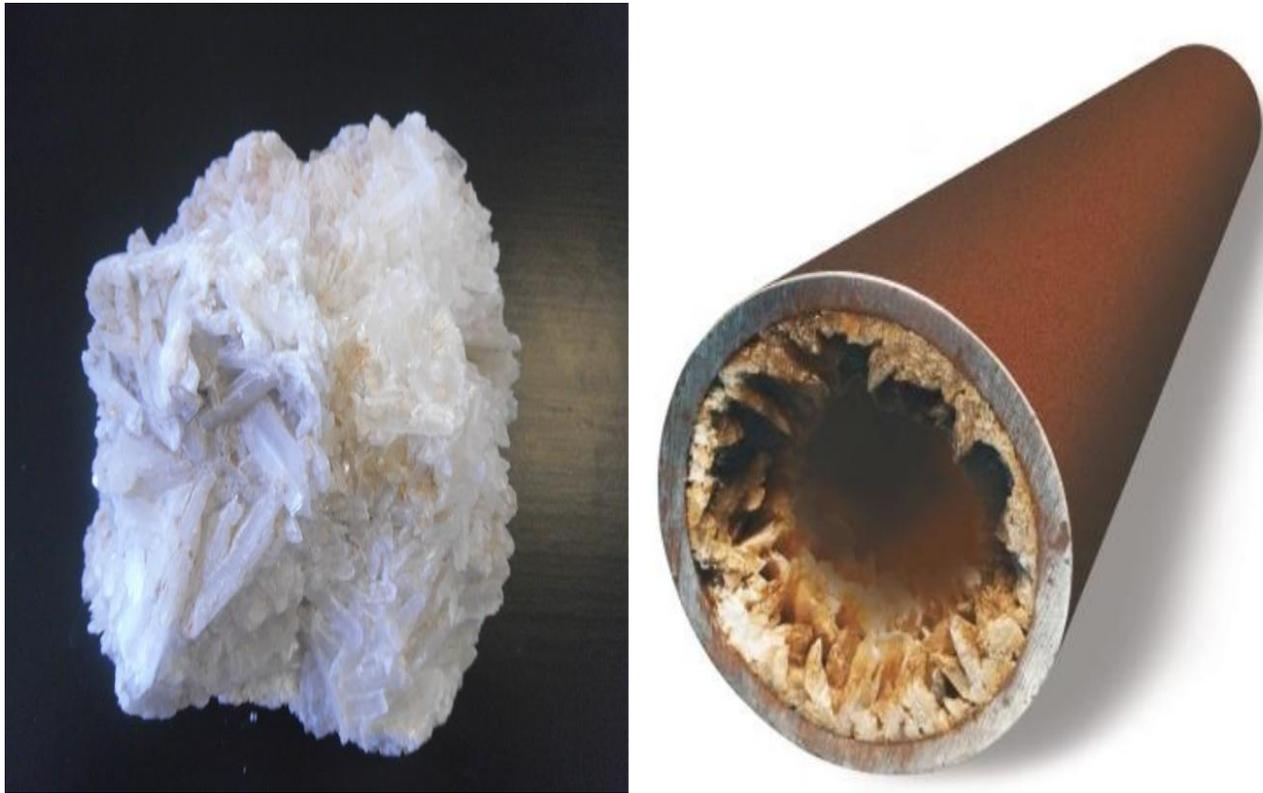


Fig. II.1. Images présentent la cristallisation du sel et leurs dépôts dans le tubing.

II.3.2. Température :

Elle a une action très importante sur la solubilité, en règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité, d'autre façon : une diminution de la température augmente la précipitation (Fig. II.2.), Par exemple : un puits avec une température de fond de 212°F, et une température de tête de 90°F, la production de saumure de chlorure de sodium près du point de saturation en sel, va précipiter environ 10 kg de sel par un baril d'eau produite.

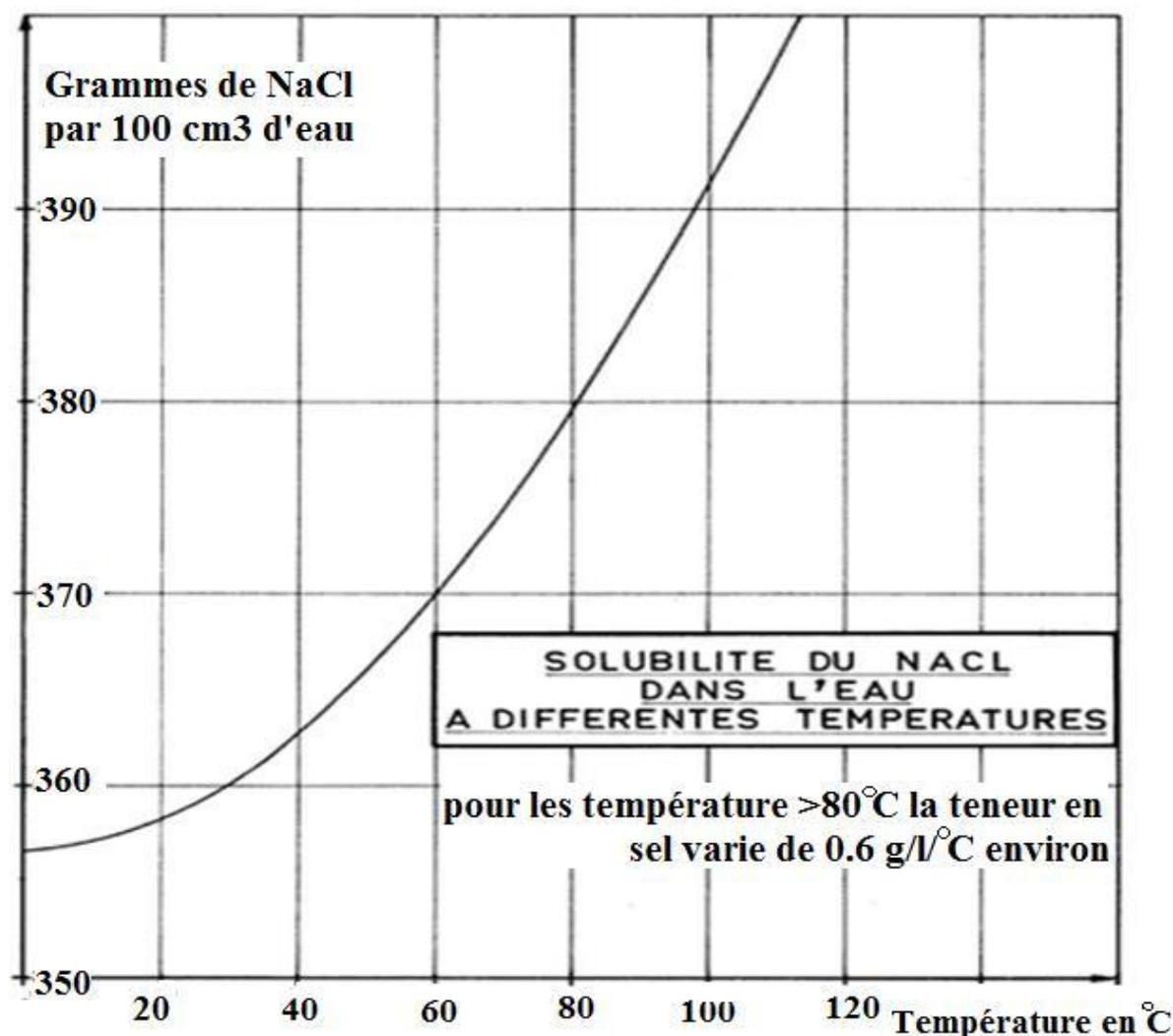


Fig. II.2 l'influence de la température sur la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau de formation.

Remarque : il y a une exception pour les sels : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins solubles à chaud.

II.3.3. Pression:

En 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 (Fig. II.3.). (Des dépôts de carbonate de calcium peuvent apparaître de cette façon).

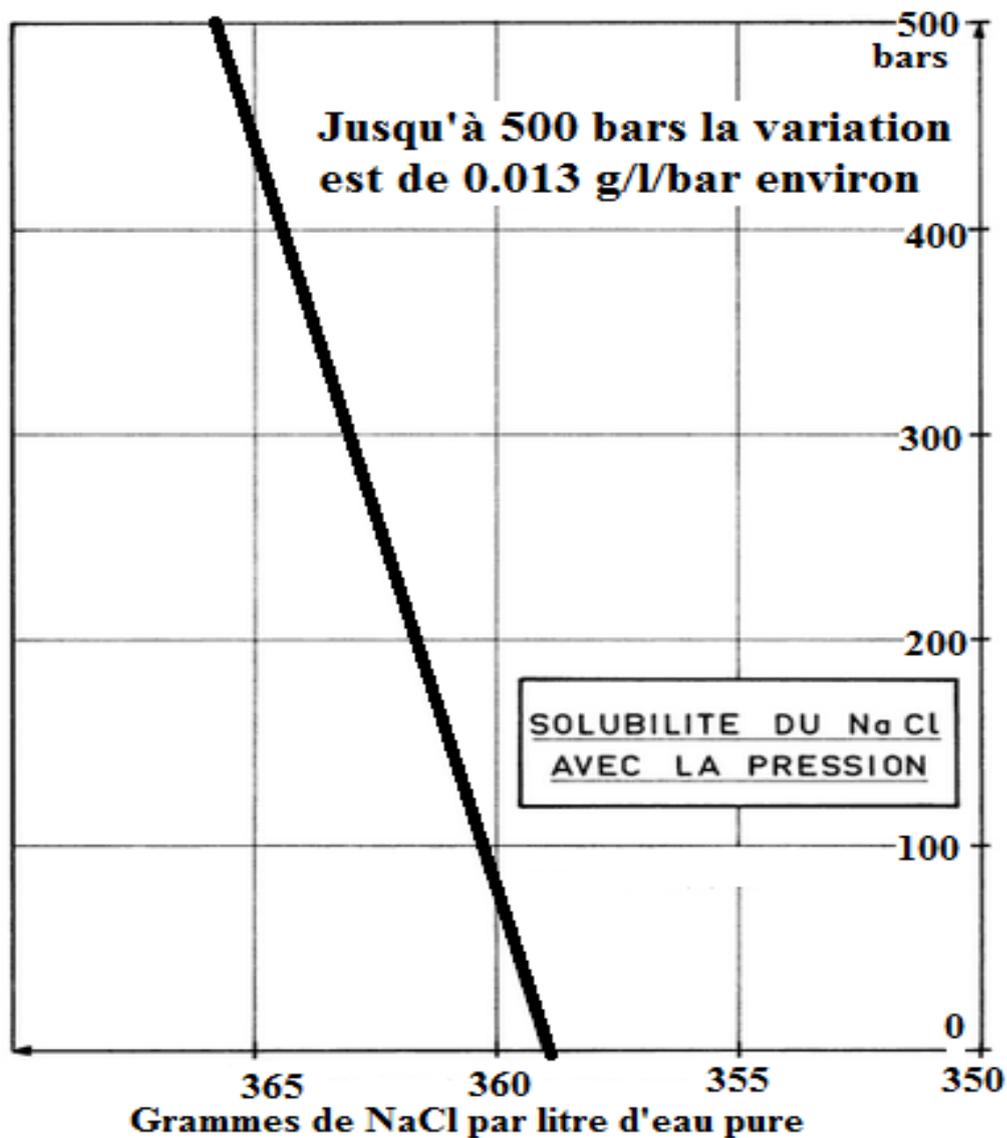


Fig. II.3 L'influence de la pression sur la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau de formation.

- Il y a d'autres paramètres influent sur la cristallisation des sels comme : l'injection d'eau incompatible avec le mélange produit, changement de PH, et agitation de système.

II.4. Analyse des problèmes:

L'étude de l'eau de gisement au laboratoire a montré que la concentration de chlorure de sodium est loin du point de saturation environ 160 g/l, mais l'eau emprisonnée dans le brut sous forme des gouttelettes est salée et saturée en NaCl avec une concentration de 300 g/l qui caractérise le seuil de cristallisation, cela veut dire que le moindre changement dans les conditions thermodynamiques (la température ou la pression) déclenche la formation des dépôts de sel.

➡ On conclut que la production favorise l'apparition des dépôts de sels.

II.5. L'emplacement des dépôts :

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 (Voir les figures Fig. II.2. et Fig. II.3.).

Il est donc logique de penser que la cristallisation de sel se produit de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression.

En effet, pour qu'il y ait dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, par exemple :

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage des particules de sel.
- 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 (création des forces attractives).
- Vitesse d'écoulement modérée permettant l'accumulation des cristaux lorsque ceux-ci atteignent une certaine taille,...etc.

Alors on peut dire que les emplacements possibles des dépôts sont

- ➔ La zone aux abords de puits.
- ➔ Les perforations (le passage du réservoir au puits).
- ➔ Le tubing.
- ➔ La tête de puits.
- ➔ La duse.
- ➔ Le séparateur.
- ➔ Et d'autres équipements de surface : les échangeurs de chaleurs, les colonnes...etc.

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

Généralement dans le champ d'Ourhoud, par expérience le NaCl se cristallise en formant des bouchons au niveau de trois points singuliers : les perforations, le long de tubing, et la duse.

II.6. Détection des dépôts :

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Quel que soit l'anomalie qui s'impose au niveau du puits ou du réservoir, elle a une influence directe sur les paramètres de production, pour cela une surveillance constante des différents paramètres au niveau de tête de puits, et au niveau de collecte s'impose.

Cette surveillance inclut l'enregistrement des paramètres suivants :

- ✓ La pression de tête.
- ✓ La pression de ligne (en aval de la duse).
- ✓ La température de l'effluent.
- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ L'état des duses (éventuellement).

➔ Les dépôts de sel génèrent une variation de pression remarquable de telle façon :

- Si les dépôts existent au niveau de la duse : on remarque une augmentation de la pression au niveau de la tête de puits, et une chute de pression au niveau de collecte.
- Si les dépôts existent au niveau de tubage ou des perforations ; on remarque une chute de pression au niveau de la tête de puits.

Si ces symptômes apparaissent au niveau d'un puits, une simple intervention à l'aide de slick line peut vérifier l'existence de dépôt et son emplacement dans le puits.

II.7. Les conséquences des dépôts de sels:

Les sels s'accrochent dans le passage de l'effluent, s'empilent, grossissent et finissent par boucher complètement les canalisations. En engendrant une série de problèmes, on peut citer parmi lesquels :

- ✓ Diminution de la production à cause de rétrécissement de passage, ce qui oblige à surdimensionner les équipements, alors élévation de coût.
- ✓ Réduction de la durée de vie des équipements.
- ✓ Augmentation de la période d'arrêt de production à cause des travaux de maintenance.
- ✓ La corrosion, par exemple: Les chlorures alcalino-terreux (NaCl , MgCl_2 , CaCl_2) s'hydrolysent avec génération de chlorure d'hydrogène, qui entraîne des phénomènes de corrosion dans les canalisations de surface et le tubing de production.
- ✓ Réduction de l'efficacité de transfert de chaleur pour les échangeurs de chaleur.
- ✓ Augmenter le risque de coincement des outils descendus.

II.8. La lutte contre les dépôts de sel (Moyens conventionnelle utilisé)

C'est l'ensemble des moyens, qui consistent à éliminer les dépôts soit par :

II.8.1. L'action mécanique : c'est-à-dire le grattage mécanique à l'aide de wire line.

II.8.2. L'action chimique : c'est l'action de dissolution de la phase aqueuse dans l'eau douce injecté, Selon la réaction chimique suivante :



Selon le principe de fonctionnement, et le temps d'utilisation, ces moyens se subdivisent en deux types : une curative et l'autre préventive.

II.8.2.1. Les moyens curatifs :

Ces méthodes sont applicables après l'apparition de problème au niveau de puits :

II.8.2.1.1. Le travail au câble (Wire-Line):

C'est une technique qui permet d'intervenir dans les puits en exploitation en utilisant un câble en fil d'acier.

Le wire-line ou bien le slick line a deux rôles importants : **la localisation** et **la destruction** des blocs de sel, il est applicable seulement si les dépôts n'obturent pas totalement le tubing, Cette méthode met en œuvre les moyens d'intervention légers et rapides.

➔ **La détection** de bouchage par cette méthode est aussi nommée « drift to HUD », qui se fait par la descente d'un outil qui a un diamètre légèrement inférieur au diamètre de tubing, le coincement de l'outil indique l'emplacement de bouchage.

➔ **La destruction** des blocs de sel se fait par grattage, où on fait descendre un **gage cutter** ou un **scraper**, qui casse par battage les bouchons de sel rencontrés dans son passage jusqu'au fond.

➤ **Matériel de surface utilisé :**

Une unité de Wire-line est composée de :

- Un treuil constitué d'un tambour sur lequel est enroulé le câble.
- Un sas avec à un bout un presse étoupe à étanchéité sur le câble et à l'autre un raccord rapide pour rentrer ou sortir les outils du puits.
- Un indicateur de profondeur et de tension sur le câble.
- Un train de travail au câble constitué d'un raccord d'accrochage, de barre de charge et de

différents outillages.

➤ **Avantages et inconvénients de la technique :**

○ **Avantages :**

- ✓ Intervention dans le tubing sans tuer le puits ; grâce à un sas raccordé à la tête de puits, les opérations peuvent se dérouler sous pression, voire même sans arrêter la production.
- ✓ Rapidité d'exécution grâce à un matériel léger, très mobile, mis en œuvre par deux ou trois opérateurs spécialisés.
- ✓ Economie d'argent, conséquence des deux causes précédentes :
 - Production non ou très peu stoppée.
 - Couche productrice non endommagée par l'intervention (puits non tué).
 - Moyens matériels et humains simples, donc relativement peu onéreux et de mise en œuvre rapide.

○ **Inconvénients :**

- ❖ Le travail demande un personnel très qualifié.
- ❖ Le travail est très hasardeux dans les puits fortement déviés, chargés en sable ou avec effluent visqueux.
- ❖ La faible efficacité du à l'élimination partielle des dépôts.
- ❖ Le travail est impossible en présence de dépôts durs.
- ❖ Les possibilités offertes par le câble sont limitées (le câble ne peut travailler qu'en traction et à un niveau très modéré, pas de rotation ou circulation possible).
- ❖ risque de la rupture de câble. .

II.8.2.1.2. Lavage par l'eau douce (de façon temporaire) :

C'est la méthode la plus utilisée dans le secteur pétrolier pour faire face à ce problème, C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production.

Pour avoir une efficacité parfaite, il faut étudier avec précision le débit d'eau injecté proportionnel au volume des tubages. Un débit étudié permet de se débarrasser des dépôts minéraux et ainsi de ne pas avoir intervenir à nouveau dans le puits, tout en faisant attention à préserver l'éruption naturel des puits grâce à un procédé d'activation ; une optimisation s'impose alors dans ce cas.

Il existe deux méthodes de lavage :

- **Un bouchon d'eau (Bull Head) :**

L'opération consiste à envoyer un bouchon d'eau au fonds du puits. Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (ou douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillant la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant à 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 dégageant, par le biais de la torche, pour dégager le bouchon d'eau.

- **L'injection à l'aide de Coiled tubing:**

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits. Elle consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité CT, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans leur passage, c'est une opération peut durer des heures, et même des jours, selon la taille des bouchons de sel et les difficultés rencontrés.

L'unité de coiled tubing est constitué d'un tube métallique continue de 3/4 " à 1 1/2 " de diamètre (environ 19 à 38 mm) enroulé sur une bobine ("Coil") ou tambour qui peut être descendu ou remonté dans un puits en pression. Pour ce faire, le tube, muni en son extrémité d'un clapet anti-retour est manœuvré par un injecteur au-travers d'un système d'étanchéité type B.O.P. (Blow Out Preventer). Sa mise en œuvre nécessite une équipe spécialisée d'au moins trois personnes.

Outre le tube proprement dit constituant le coiled tubing, l'équipement comporte principalement :

- ✓ Un tambour.
- ✓ Un injecteur.
- ✓ Des équipements complémentaires de surface : cabine, centrale d'énergie, grue....
- ✓ Des accessoires de fond.

➤ **Avantages et inconvénients de la technique :**

○ **Les avantages :**

- Cette solution est économique dû à son principe simple.
- Les multitudes options offertes par cette technique.

○ **Les inconvénients :**

- Possibilité de noyage de puits.
- L'utilisation excessive de l'eau douce.
- Interrompre la production pendant l'opération.
- Une solution provisoire pour le problème, c'est-à-dire on ne peut pas l'utiliser pour les puits qui ont une fréquente apparition des dépôts.

II.8.2.2. Les moyens préventifs :

Contrairement aux moyens curatifs, ces méthodes sont utilisé pour éviter l'apparition de problème dès le début, en intervenant sur le puits afin d'empêcher la cristallisation de sel. Il existe deux principaux moyens :

II.8.2.2.1. L'injection d'eau douce de façon permanente ou continue:

S'impose lorsque le puits pose fréquemment des accumulations et des dépôts importants. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration des sels dans l'eau rapportés par le brut.

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

➤ **Mode d'injection :**

- Sur les puits à faible débit de production, 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.

➤ **La Complétion qui assure l'injection :**

Suivant l'équipement et la nature de puits, il existe plusieurs façons de compléter le puits pour assurer l'injection :

○ **la complétion concentrique :**

Cette complétion permet l'injection continue de l'eau dans les puits complétés de manière classique (tubing-packer). Elle est choisie pour exploiter un puits par un procédé préventif (pour empêcher les formations des dépôts).

➤ **Avantages et inconvénients:**

○ **Avantages :**

- ✓ Injection de l'eau sous le packer, lavage du découvert.
- ✓ La cote d'arrêt du macaroni est choisie en fonction de la hauteur des sédiments et de la côte supposée produire de l'eau.
- ✓ Possibilité d'accès au wire line au découvert et de contrôler le fond.

○ **Inconvénients :**

- ❖ Perte de production par diminution de la section de passage de l'effluent et augmentation des pertes de charge (de l'ordre de 4 à 10 %).
- ❖ Équipement limité aux tubings de diamètre supérieur à 3"1/2.
- ❖ Interventions de wire-line délicates, comportant des risques de coincement ou de rupture du câble.
- ❖ Possibilités de curage des sédiments limitées.

- ❖ Impossibilité d'effectuer des mesures au fond de puits, comme : Améradas (le diamètre 1"050 à exclure), MPLT...etc.
- ❖ Aucun moyen de contrôle de l'espace tubing-macaroni.
- ❖ Circulation de fluides difficiles à gros débits.

O Complétion double par tubings parallèles :

C'est une complétion avec deux tubings, une pour l'injection de l'eau et l'autre pour la production de l'huile avec un packer double qui permet d'isoler et protéger l'annulaire.

➤ **Avantages et inconvénients de la technique :**

O Avantages :

- ✓ Annulaire isolé.
- ✓ Pas de réductions de passage des fluides et donc pas de pertes en production.
- ✓ Possibilité de contrôle Wire-Line dans les deux (2) tubings.

O Inconvénients :

- ❖ Contraintes dans le choix des diamètres des deux tubings; il faut s'assurer que la somme des diamètres extérieurs des tubings soit inférieure au diamètre intérieur du casing afin de pouvoir les incorporer.
- ❖ La reprise de ces puits nécessite un appareil lourd.
- ❖ La modification complète de la tête de puits et du Packer.

- O Autres complétion supplémentaires : Complétion avec l'ensemble BAKER-CAMCO (pour l'injection sous packer):** c'est une technique ancienne utilisée dans la lutte contre les sels.

Avantage :

- ✓ Pratiquement pas de pertes de production par réduction de section de passage de l'effluent.
- ✓ Possibilité de descendre des outils dans le découvert pour son contrôle.
- ✓ Possibilité de retirer la vanne d'injection avec des outils de repêchage.
- ✓ La vanne d'injection peut être tarée ce qui permet de conserver la pression désirée dans l'annulaire.

Inconvénients :

- ❖ À une grande profondeur la vanne d'injection se détériore rapidement.
- ❖ Une grande expérience dans le travail au câble est requise pour effectuer la pose et le retrait de la vanne d'injection.

N.B. : Le taux optimal d'eau injectée est compris entre 5 et 7 % du volume à traiter. En deçà, le lavage perd son efficacité par défaut de contact, car la phase interne va être dispersée.

II.8.2.2.2. 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.

Mais, cette opération comporte trois inconvénients majeurs :

- O Le risque de noyage du puits.
- O La genèse du problème des émulsions dans la formation.
- O Le problème de gonflement des argiles, d'où la réduction de passages qui entraîne une diminution remarquable dans le débit de production.

C'est pourquoi elle est à éviter.

Remarque : selon la gestion du champ, et le plan de développement de gisement d'Ourhoud, l'injection continue de l'eau douce par un concentrique n'existe pas, et ce n'est pas une option à discuter, alors les procédés de dilution des blocs de sel sont confinés à **l'injection intermittente de l'eau douce, et l'utilisation de slick line.**

II.9. La mise en évidence de la nouvelle technique :

Après la description des moyens conventionnels on voit clairement que les inconvénients de celles-ci sont brutaux qui entraînent des conséquences graves peuvent atteindre jusqu'à l'endommagement irréversible de réservoir comme dans le cas de gonflement des argiles dû à l'utilisation intense de l'eau.

Et on sait que l'utilisation de ces moyens élimine le problème mais leurs conséquences ne peuvent pas éviter, comme : la diminution de production, et la corrosion.

Alors l'invention d'une nouvelle technique est nécessaire qui a pour but d'éviter ces inconvénients i.e. Une lutte sécurisée contre le problème. D'où l'apparition de la technique d'inhibition de sels.

Cette technique consiste à utiliser des inhibiteurs de sels comme un moyen préventif empêche l'apparition des dépôts au niveau de puits, d'une autre façon cette technique se base sur le principe qui dit « **mieux vaut prévenir que guérir** ».

Dû aux avantages de cette technique le domaine d'application devient de plus en plus vaste, ce qui nous amené à l'étudier, la définition et la description de la technique est détaillée dans les chapitres suivants.

Introduction :

L'exploitation des gisements et la production à travers des puits n'est pas aussi simple comme les gens le croient, il ne s'agit pas de forer un puits et placer quelques tubes pour acheminer les hydrocarbures vers la surface. Malheureusement, la production des hydrocarbures présente certaines difficultés dès la découverte de gisement et ceci est lié soit au :

- **Réservoirs** par leur nature, composition, ou emplacement.
- **Effluents** par leurs compositions complexes représentées par leurs différents constituants.

Le brut et le gaz sont constitués principalement de mélange d'hydrocarbures ; ils contiennent également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés (des impuretés), et des composés inorganiques comme les sels. Ces fluides se trouvent dans un état d'équilibre thermodynamique (température et pression), et dès qu'on met le puits en production, cet équilibre est rompu et entraîne une série d'entraves.

Parmi les problèmes rencontrés pendant la production, le problème des sels (chlorure de sodium, le plus rencontrés); ils forment des dépôts au niveau du chemin naturel des fluides produits, ce qui se traduit par une réduction de la production. Alors les opérateurs ont inventé des techniques pour éliminer ces dépôts, ce sont des moyens qui sont considérés plus tard comme conventionnels. Ils se basent sur deux principes de fonctionnement, soit par la dilution à l'aide de l'eau douce soit par grattage mécanique, mais ces moyens ont montré beaucoup de limitations lors de l'utilisation. D'où, la nécessité de trouver un autre moyen pour arrêter d'une façon efficace l'apparition des dépôts. La nouvelle technique des inhibiteurs de sel apparaît comme un moyen préventif.

La précipitation du chlorure de sodium (Halite) dans les puits est un sérieux problème dans les différentes régions du monde, il nécessite une intervention coûteuse. Le phénomène de précipitation des sels est particulièrement sévère dans les puits qui produisent une huile très salée (> 200 g/l) ou un brut très proche du point de saturation en chlorure de sodium.

Dans le champ d'Ourhoud, le brut contient une quantité d'eau saturée en sel, ce sel forme des dépôts qui obturent la production de certains puits, mais l'efficacité des moyens conventionnels utilisés contre ces dépôts (lavage par l'eau douce, grattage) est limitée et présente beaucoup des risques opératoires, affectant la complétion du puits.

Introduction

Dans notre projet de fin d'étude on a traité les points suivants :

- Mise en évidence du problème des sels.
- Illustrations des méthodes conventionnelles pour la lutte contre les dépôts de sel.
- Présentation de la nouvelle technique contre les dépôts de sel.
- Etude de la technique et les conditions d'application.
- Résultats de travail et recommandations.

Liste des figures

Fig.I.1 Situation géographique du champ d'Ourhoud.....	03
Fig.I.2 Le champ d'Ourhoud et ses environs	04
Fig.I.3 Partenaires SH-Ourhoud	05
Fig.I.4 Les emblèmes des partenaires du champ d'Ourhoud.....	05
Fig.I.5 Les formations TAGI du champ d'Ourhoud	07
Fig.I.6 Aspect stratigraphique du champ d'Ourhoud	08
Fig. II.1. Images présentent la cristallisation du sel et leurs dépôts dans le tubing.....	10
Fig. II.2 l'influence de la température sur la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau de Formation	11
Fig. II.3 L'influence de la pression sur la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau de formation	12
Fig.III.1 la molécule de l'acide nitrilotriacétique (NTA)	23
Fig .III.2 la réaction de NTA ces formes dissociées avec le NaCl	25
Fig.III.3 la forme cubique de cristal de NaCl	26
Fig III.4 : puits A.....	31
Fig III.5 : puits C	31
Fig.IV.1 : l'emplacement des trois puits dans le champ	34
Fig IV.2 : profil de production du BKE-04	42
Fig.IV.3. Le profil de production du BKE-04 avant le trait	43
Fig.IV.4 Le profil de production du BKE-04 après le trait	44

Liste des tableaux

Tab.IV.1 Quantités et compositions des fluides injectés pendant le nettoyage	39
Tab.IV.2 Compositions des fluides injectés dans le puits BKE-04 pendant la phase principale d'injection	40
Tab IV.3 La quantité des produits utilisés dans le puits BKE-04	41
Tab.IV.4 Les interventions de dessalage du puits BKE-04 Réalisées avant le traitement avec l'inhibiteur de sel.....	43
Tab.IV.5 Calcul des volumes de l'inhibiteur à injecter et les comparés avec les volumes injectés lors du traitement	48
Tab.IV.6 résulta de traitement pour le puits	48

Remerciements

Au terme de cette étude, je remercie le Bon Dieu qui m'a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout.

Je tiens tout d'abord à remercier Mr **CHETTI Djamel Eddine**, qui m'a prêté une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé aucun effort pour nous apporter son aide la plus précieuse.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute ma gratitude.

Merci à tous

YAHIAOUI Mohammed Abdessamed

MOULAY OMAR Batoul

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 :

MOULAY OMAR Batoul , YAHIAOUI Mohammed Abdessamed

-THEME-

Etude d'une nouvelle technique d'inhibition de sel au Champ OURHOUD

Soutenu le : 28 /05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président	M. MAMANOU Abdellatif	Université Kasdi Merbah Ouargla
encadreur	M. CHETTI Djamel eddine	Université Kasdi Merbah Ouargla
examinateur	M. KOUADRI ghada	Université Kasdi Merbah Ouargla

ملخص:

غالبا ما يتطلب إنتاج النفط كميات هائلة من المياه. التي تستخدم لغسل الابار المالحة من ترسبات كلوريد الصوديوم, في الجزائر , المياه المستعملة هي المياه الجوفية العذبة التي تستعمل لمرة واحدة ثم تنتشع بالهيدروكربون و ترمى في الطبيعة, بهدف الحد من كمية المياه المستخدمة في غسل الابار قمنا باختبار طرق لتقييم فعالية المنتجات المثبطة لترسبات كلوريد الصوديوم. و اظهرت النتائج انه من الممكن استخدام هذه المنتجات للتخفيف من التلوث من جهة و حماية مواردنا المائية من جهة اخرى .

الكلمات المفتاحية : المانع ، ترسبات كلوريد الصوديوم ، الذوبان ، انتاج البترول ، ماء الغسيل ، تلوث البيئة.

Abstract :

The production of oil often requires enormous quantities of water. Most of this water is used in washing of the salted wells in order to fight against the NaCl solid deposits.

In Algeria, the water used is drawn from fresh groundwater. These waters once used are thrown back into nature with their polluting hydrocarbons load.

In order to the objective to reduce the volume of waters used in the washing of the salty wells, we tested in the laboratory estimate the efficiency of the inhibitory products of the NaCl deposits.

The obtained results show that it is possible to select the appropriate treatment products. The use of these products will allow us to reduce the volumes of water used for the washing of salts. This reduction is synonymous of a reduction of the pollution on one hand, and a protection of our water resources on the other hand.

Key words: Inhibitor, NaCl Deposit, Solubility, Production of oil, Water forwashing, Pollution of environment.

Résumé:

La production du pétrole nécessite souvent d'énormes quantités d'eau. Une grande partie de cette eau est utilisée dans le lavage des puits salés pour lutter contre les dépôts solides de NaCl.

En Algérie, les eaux utilisées sont puisées des nappes d'eau douce. Ces eaux une fois utilisées sont rejetées dans la nature avec leur charge polluante en hydrocarbures.

Dans l'objectif de réduire le volume des eaux utilisées dans le lavage des puits salés, nous avons testé des méthodes pour évaluer l'efficacité des produits inhibiteurs des dépôts de NaCl.

Les résultats obtenus montrent qu'il est possible de sélectionner des produits de traitements.

L'utilisation de ces produits permettra de réduire les volumes d'eau de lavage de sels. Cette réduction est synonyme d'une réduction de la pollution d'une part, et d'une protection de nos ressources en eau d'autre part.

Mots-clés : Inhibiteur, Dépôt NaCl, Solubilité, Production du pétrole, Eau de lavage, Pollution, l'environnement.

Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Résumé	
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralités sur le champ d'OURHOUD	03
I. 1.Situation géographique	03
I. 2.Historique	04
I. 3.Partie géologique	06
I. 3.1. Formation TAGI	06
I. 3.2. Aspect stratigraphique	07
Chapitre II Les dépôts de sel et la nouvelle technique	09
II. 1.Apparition de problème de sel	09
II. 2.Conditions de formation des dépôts	09
II. 3.Influence des divers paramètres	09
II. 3.1 Salinite	09
II. 3.2 Température	10
II. 3.3 Pression	11
II. 4.Analyse de problème	12
II. 5.L'emplacement des dépôts	13
II. 6.Détection des dépôts	14
II. 7.Les conséquences des dépôts de sels	14
II. 8.La lutte contre les dépôts de sel (Moyens conventionnelle utilisé)	15
II. 8.2.1 Les moyens curatifs	15
II. 8.2.2 Les moyens préventifs	18
II. 9.La mise en évidence de la nouvelle technique	22
Chapitre III Etude technique de l'inhibiteur de sel	23
III. 1.Introduction	23
III. 2.Définition de l'acide nitrilotriacétique (NTA)	23
III. 3.Principe de fonctionnement du NTA	24
III. 4.Description générale de la technique	26
III. 5.Les phases de traitement	26
III. 6.Procédés de traitement	27

III.6.1. Le procédé A	27
III.6.2. Le procédé B	28
III. 7.Condition de fonctionnement	28
III. 8.Considérations à prendre lors d'exécution de traitement	29
III. 9.Equipement nécessaire pour le traitement	29
III. 10.Domaine d'application	30
III. 11.Etude bibliographique	30
III.12.Conclusion	31
Chapitre IV : Application technique dans le champ OURHOUD	34
IV. 1.Introduction	34
IV. 2.Le puits BKE-04	35
IV. 3.Calcul et vérification du volume de l'inhibiteur injecté dans les trois puits	45
IV. 4.Résultats finals	48
IV. 5.Interprétation des résultats obtenus	49
IV. 6.Conclusion	49
Conclusion et recommandations	50
Annexes (1→7)	
Bibliographie	