

Université KasdiMerbah 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
Spécialité : production

Présenté Par :

Badaoui Youssef -Boufenar Yasser –Derouiche Ismahane

-THEME-

**Etude des différents moyens et techniques d'intervention
sur des puits producteurs (huile et gaz) champ
(Haoud Berkaoui et Groupement TFT)**

Soutenue le : 02/06/2022 devant la commission d'examen
Devant le jury

Président : Mr.CHETTI DJamel eddin

Promoteur : Mr.DADEN Abdel ghafour

Examineur : Mlle.HAFSI Fadila

M. C. A Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

Année universitaire : 2021 / 2022



Remerciement

Dieu merci d'avoir terminé ce travail

Tout d'abord nous tenons à remercier notre

Encadreur professeur DADEN Abdelghafour.

Nous tenons aussi à remercier tous les professeurs

De la production qui nous ont aidé et qui ont contribué à

Notre formation durant la période de nos études universitaires

Nous remercions les honorables membres du jury MR CHATTI Djamel

eldine et Mme HAFSI Fadila qui nous ont

Fait honneur de corriger et juger notre travail

A tous les enseignants, à tous les amis

Et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à

La réalisation de ce mémoire.

Nous remercions aussi l'ensemble du personnel

De HBK (division intervention), et de TFT

Pour leurs conseils et

Encouragements.

Ismahane- Yasser - YOUCEF



Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute

Fin c'est la réussite et l'atteinte

Je dédie ce modeste travail :

*A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et
Matériellement pendant les moments les plus difficiles et*

Durant Toute ma vie.

A mes chers parents,

Mon frère,

Mes sœurs : fati et achwak,

Et Mes collègues.

A tous mes amis surtout

Nour, Asma, Rayane, Merwa, Oumaima, Rima, Rawda, Azza

Pour ma belle-famille : Derouiche

Et en fin je n'oublier pas Mr : Hani qui

M'ont donné le coup de main pour mon stage.

Ismahane



Dédicace

*Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux
Tout d'abord je tiens à remercier le tout puissant de m'avoir donné le
courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce travail
que je dédie : A mes très chers parents : ma mère et mon père.*

A mes frères

A toute la famille.

*A tous mes amis partout et en particuliers MOHAMED, HICHAM,
HAITHEM, KARIM, BILAL, AISSA, HAKIM...*

A tous ceux que j'aime.

Yasser BOUFENAR



Dédicace

*Je dédie ce modeste travail Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le
Très Miséricordieux*

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

A mes très chers parents : ma mère et mon père.

A mes frères

A toute la famille.

*A tous mes amis partout et en particuliers Ahmed, Yassine,
Achraf, Yahya, Zakaria, Azzedine, Laide, Samir*

A mon binôme Yasser et Ismahane.

A tous ceux que j'aime

YOUCEF BADAOU

يهدف عملنا إلى دراسة الوسائل المختلفة للتدخل في وهي عمليات القياس وعمليات الصيانة لوضع البئر في مثالية، وعمليات إعادة التهيئة أو الاسترداد لمعالجة المشاكل التي تتسبب في توقف أو تقليل الإنتاج وأيضًا للتخلي عن الآبار ويتم تصنيفها إلى نوعين من التدخلات الخفيفة () والتدخلات الثقيلة (الأنابيب work over) درسنا حالتين في منطقتين مختلفتين: OKN431 HBK حيث طبقنا مجموعة من التدخلات لتنشيط محيط البئر باستخدام أداتين TFW 701 TFW للتخلي عن البئر نهائيًا من خلال تطبيق القواعد مصممة للعمليات الكلمات المفتاحية: ، أنابيب ، صيانة الآبار

Résumé

Notre travail vise à étudier les différents moyens d'interventions dans le puits, qui sont diverses opérations de mesure, opérations d'entretien pour mettre le puits dans les conditions parfaites de production, et opérations de reconditionnement ou de reprise de puits pour le traitement des problèmes qui provoquent l'arrêt ou diminution de la production, et aussi pour l'abandon des puits, et sont classés en deux types : d'interventions légères (wire line) et d'interventions lourdes (coiled tubing, snubbing et work over)

Dans notre, nous avons étudié deux cas dans deux champs différentes : OKN431 dans le champ HBK, où nous avons appliqué une gamme d'interventions pour activer le périmètre du puits à l'aide de deux outils et TFW 701 dans le champ Groupement TFW pour abandonner le puits définitivement en appliquant les règles conçus pour l'opérations

Les mots clés: Intervention, wireline, coiled tubing, snubbing, Workover.

Abstract

Our work aims to study the different means of intervention in the well, which are various measurement operations, maintenance operations to put the well in perfect production conditions and well reconditioning or recovery operations for the treatment of problems. which cause the stoppage or reduction of production and also for the abandonment of wells and are classified into two types: of light interventions and heavy interventions (coiled tubing, snubbing and work over)

In our, we studied two cases in two different regions: OKN431 in the HBK field, where we applied a range of interventions to activate the well perimeter using two tools and TFW 701 in the TFW Grouping field for abandon the well definitively by applying the rules designed for the operations

Keywords: Intervention, wireline, coiled tubing, snubbing, Workover.

Table des matières

Le titre	Page
Remerciement	
Dédicace	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des abréviations	
Table des matières	
Introduction générale	1
Chapitre I : les interventions sur les puits	
Introduction	2
I.1 Les principaux types d'interventions :	2
I.2 Opérations de mesure :	3
I.2.1 En tête de puits :	3
I.2.2 Dans le tubing :	3
I.2.3 En fond du puits :	3
I.3 Opérations d'entretien :	4
I.3.1 Interventions sur la tête de puits :	4
I.3.2 Interventions au niveau du tubing et de son équipement :	4
I.3.3 Interventions en fond de puits et sur la liaison couche-trou :	4
I.4 Opérations de reconditionnement ou de reprise :	5
I.4.1 Défaillance des équipements :	5
I.4.1.1 En tête de puits :	5
I.4.1.2 Au niveau des sécurités de subsurface :	5
I.4.1.3 Au niveau des tubulaires :	5
I.4.1.4 Au niveau de l'équipement de fond :	5
I.4.2 Modification des conditions d'exploitation :	6
I.4.3 Réparation ou modification de la liaison couche-trou :	6
I.4.4 Changement de l'objectif du puits :	6
I.5 Causes d'intervention sur puits :	7
Conclusion :	7
Chapitre II : Interventions légères et lourds sur puits en pression	
Introduction	8
II.1 Interventions légères :	8
II.1.1 Le travail au câble :	8
II.1.2 Les avantages de wire line (slick line):	9
II.1.3 Les inconvénients de wireline(slick line) :	9
II.1.4 Le but de slick line :	9
II.1.5 Equipement de surface :	9

II.1.5.1 Composition de l'unité wire line :	9
II.1.5.2 Equipements de fond (train Wire Line) :	10
II.1.6 Principales opérations faites par Slick Line :	11
II.1.7 Le pompage :	11
II.2 Les interventions lourds :	12
II.2.1 Le coiled tubing :	12
II.2.1.1 Principe et domaine d'application :	12
II.2.1.2 Caractéristiques du coiled tubing :	13
II.2.1.3 Les équipements de surface :	13
II.2.1.4 L'ensemble de sécurité :	16
II.2.2 Le Snubbing :	17
II.2.2.1 Les avantages et les inconvénients :	18
II.2.3 Equipements de snubbing :	19
II.2.3.1 Equipements de surface :	19
II.2.3.2 Le système de sécurité :	20
II.2.3.3 Le système de manœuvre :	20
II.2.3.4 Système de circulation (circulating system) :	22
II.2.3.5 Equipement de fond :	24
II.3 Interventions sur les puits tués (work over) :	25
II.3.1 Définition de WORK OVER :	26
II.3.2 But de Work Over:	26
II.3.3 Conditions requises pour une opération de work over :	26
II.3.4 Moyens d'interventions sur puits tués :	27
II.3.5 Déroulement général d'une intervention :	28
II.3.5.1 Préparation du puits (avant l'arrivée de l'unité d'intervention) :	28
II.3.5.2 Mise en sécurité du puits (avant installation de l'unité d'intervention) :	28
II.3.5.3 Mise en place de l'unité d'intervention :	29
II.3.5.4 Neutralisation du puits :	29
II.3.5.5 Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs :	29
II.4 Outils d'instrumentation :	30
Conclusion :	30
Chapitre III : Etude de cas HBK (puits OKN 431)	
Introduction	31
III.1 Présentation de la région d'étude :	31
III.1.1 Situation géographique :	31
III.1.2 Situation géologique :	32
III.1.3 Les champs de la région :	32
III.1.4 Les activités principales à Haoud Berkaoui :	34
III.1.5 Les problèmes techniques d'exploitation :	34
III.1.6 Les actions prises sont :	34
III.1.7 La Source de sel dans HBK	35
III.1.8 Les méthodes de traitements dans HBK	35

III.1.9 Les méthodes le plus efficace dans HBK	35
III.2 Opération de CT (opération de traitement)	36
III.3 Critique de choix de puits	36
III.4 Historique du puits :	36
III.4.1 Objectif de l'opération :	37
III.4.2 Procédure de l'opération :	37
III.4.3 Programme de traitement :	37
III.4.4 Monter la BHA et l'ensemble des équipements :	37
III.4.5 Composition des fluides :	39
III.4.6 Analyse des résultats :	40
Conclusion	40
Chapitre IV : Etude de cas Groupement TFT (puits TFTW 701)	
Introduction	41
IV.1 Deuxième cas puits TFTW 701(région TFT) :	41
IV.2 Historique de champ :	41
IV.2.1 Situation géographique :	41
IV.2.2 Développement et capacité du champ :	42
IV.2.1.1 Roche mère et genèse des hydrocarbures :	42
IV.2.1.2 Description du réservoir	42
IV.2.1.3 Puits producteurs du gaz :	43
IV.2.1.4 Forage et complétion des puits	44
IV.3 Opération de Work over :	45
IV.3.1 Données générales :	45
IV.3.2 Interventions sur le puits :	46
IV.3.3 Règles d'abandon :	46
IV.3.4 Programme d'abandon :	47
IV.3.4.1 Préparation du puits avant l'arrivée du Rig	47
IV.3.4.2 Neutralisation de puits et pose de bouchon (BC N°1)	47
IV.3.4.3 Préparation de la tête de puits pour Montage du Rig :	49
IV.3.4.4 Début des opérations avec le Rig et remontée de la complétion	50
IV.3.4.5 Dé-sanrage de la Tubing Hanger et Dévissage du RatchLatch	50
IV.3.4.6 Pose bouchon de ciment (BC N°2)	52
IV.3.4.7 Pose bouchon de ciment (BC N°3)	53
IV.3.4.8 Restauration de la cimentation du casing 9''5/8''	54
IV.3.4.9 Pose bouchon de ciment (BC N°4) de Surface	56
IV.3.4.10 Restauration du ciment de l'espace annulaire 13 3/8'' x 18 5/8'' à partir de la surface	57
Conclusion	58
Conclusion Général	59
Référence Bibliographique	60
Annexe	
Résumé	

Liste des Figure

Titre de Figure	Page
Figure II-1: Unite wireline (slick line)	8
Figure II-2 : sas	10
Figure II-3 : Obturateur de pression (BOP)	10
Figure II-4 : unité de coiled tubing	12
Figure II-5 : Unité de coiled tubing et unité de pompage	13
Figure II-6 : Cabine de contrôle	14
Figure II-7 : Tambour du treuil	14
Figure II-8 : injecteur	15
Figure II-9 : col de cygne	16
Figure II-10 : stipper	16
Figure II-11 : Obturateur de pression BOP	17
Figure II-12 : unité de snubbing	18
Figure II-13 : les équipements de snubbing	19
Figure III-1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui	31
Figure III-2 : Situation géologique de HBK	32
Figure III-3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui	33
Figure III-4 : l'évaluation du débit de puits OKN413	40
Figure IV.1 : Situation géographique du GTFT	41
Figure IV.2 : coup de réservoir	42
Figure IV.3 : Cartographie des puits producteurs du gaz de GTFT	43

Liste des Tableau

Titre des Tableau	Page
Tableau III-1 : caractéristiques pétro-physiques des champs de Haoud Berkaoui.	34
Tableau III-2 : Intervalles de perforation de puits	36
Tableau III-3 Les séquences des passes	38
Tableau III-4: Composition des fluides	39

Liste des abbreviations

BHA: Bottom Hole Assembly

BKH: Benkahla

BOSS: chear sub

BOP: Blow out preventer

BPV: Back pressure valve

DHSV: Down hole Safety Valve

GLA: Guellala

HBK: Haoud Barkaoui

TFT: Tin foye Tabankort

MEL: Water Mellon Mill

SSD: sliding sleer Door Valve

SSSV: sub surface safety valve

SSV: surface safety valve

W / L: Wire liner et rievable

WH: Well head

WHP: Well head pressure

TWCV: Two Way Check Valve

CTU: coiled tubing unite

CTD: coiled tubing drilling

NESR: société de services

PLT : production logging tool

SI : série inférieur

d : densité



Introduction générale

Introduction Générale

Une intervention sur un puits, ou un travail sur un puits, implique des opérations effectuées sur un puits de pétrole ou de gaz afin de modifier, de gérer ou de diagnostiquer la santé d'un puits. À n'importe quel stade de la vie productive du puits de pétrole ou de gaz, une intervention sur un puits peut être utilisée pour maintenir des conditions de fonctionnement optimales. Il existe différents types d'interventions sur les puits, chacun étant destiné à répondre aux préoccupations spécifiques d'un puits particulier.

Lorsqu'un puits de pétrole ou de gaz est jeune, par exemple, il peut être utile de gérer sa pression et son débit en ajoutant du matériel ou en modifiant de toute autre manière le puits existant. Une intervention de puits peut être nécessaire dans un tel cas pour appliquer en toute sécurité et efficacement les changements souhaités et gérer ou augmenter la production de puits. Les puits de pétrole ou de gaz plus anciens peuvent nécessiter un nettoyage ou une maintenance périodique, et les interventions sur les puits sont souvent utilisées pour ce type de stratégie de gestion.

Le pompage est un exemple d'intervention dans un puits, dans lequel des produits chimiques sont pompés dans le puits pour encourager la production de ressources ou pour nettoyer les sous-produits d'extraction. Le workover est un autre type d'intervention important. Parfois, il est nécessaire de remplacer en même temps un grand nombre de pièces d'un puits de pétrole ou de gaz naturel, En générales interventions se divisent en deux catégories : légères (wire line) ou lourdes (coiled tubing, snubbing et work over)

Dans toute la durée de vie des puits nécessitent des interventions soit au phase forage, conception et production et d'abandon définitif de puits, Ce travail a pour objectif d'étudier des différents moyens et techniques d'intervention sur des puits producteurs (huile et gaz) champ (Haoud Berkaoui et groupement TFT) la méthodologie qui sera adoptée dans cette étude est basée sur une démarche qui Intègre quatre chapitres :

- **Dans le premier chapitre :** on a mis en évidence les interventions sur puits en pression
- **Dans le deuxième chapitre :** interventions légères et lourdes sur puits en pression
- **Le troisième chapitre :** consacré l'étude du premier cas d'un puits producteurs OKN 431 à haoud berkaoui
- **Le quatrième chapitre :** l'étude du deuxième cas qui est un abandon définitif de puits TFTW 701 au champ de groupement TFT



Chapitre I :

Les interventions sur le puits

Introduction

La rentabilité de l'investissement que constitue un puits est liée à la longévité du puits et à l'importance de la production qu'on retirera de ce puits. Cette longévité et cette importance de la production sont certes fonction des caractéristiques initiales du gisement, mais elles dépendent aussi du maintien du puits en bon ordre et en bon état, et de la bonne adaptation de la complétion aux conditions sans cesse variables qui règnent dans le gisement au niveau du puits en question.

Par "interventions sur les puits", il faut entendre l'ensemble des dispositions applicables aux puits eux-mêmes et ayant pour objet d'une part la connaissance de l'évolution de l'état des puits ou du gisement et d'autre part le maintien ou l'adaptation des puits pour rester dans des conditions d'utilisation aussi parfaites que possible.

En outre, par "puits eux-mêmes", il faut entendre la liaison couche-trou et ses abords immédiats et tout ce qui se trouve dans le puits jusque et y compris la tête de puits.

Par contre, les techniques telles que la récupération assistée, qui traitent de problèmes non plus au niveau du puits mais à l'échelle du gisement ne sont pas considérées ici.

Par ailleurs, il ne faut pas oublier que les interventions qui, tout au long de la vie du champ, devront ou pourront être réalisées pour conserver les puits opérationnels et rentables au maximum sont influencées dans une très large mesure par le choix plus ou moins judicieux du dispositif de complétion adopté lors de la complétion initiale.

I.1 Les principaux types d'interventions :

Les interventions que l'on est amené à réaliser sur un puits sont très nombreuses et peuvent être regroupées en opérations de mesure, opérations d'entretien et opérations de Reconditionnement ou de reprise de puits.

Les mesures peuvent concerner aussi bien l'état de l'équipement que la qualité de la liaison couche-trou ou l'état du gisement aux réceptions du puits.

Les opérations d'entretien, comme celles de reprises, concernent principalement L'équipement ou la liaison couche-trou.

Les opérations d'entretien sont les opérations relativement simples, réalisables dans le puits en exploitation, et donc en pression, à l'aide des moyens légers tels que le travail au câble.

Par contre, les opérations de reconditionnement ou de reprise sont les opérations mettant en jeu des moyens plus lourds et pouvant parfois être réalisées en laissant le puits en pression (en utilisant une unité de "coiled tubing" ou une unité de "snubbing" par exemple) mais

Nécessitant généralement de "tuer le puits" (c'est-à-dire de mettre en place dans le puits un fluide dont la pression hydrostatique tien la pression de gisement).

Bien qu'elle soit très souvent utilisée par la profession, cette expression "tuer le puits" est tout à fait impropre.

En effet si l'on décide une reprise de puits, ce n'est surtout pas pour le tuer mais au contraire pour rétablir des conditions satisfaisantes de production et prolonger sa vie. On lui préférera dont l'expression "neutraliser le puits". [1]

Les interventions sur les puits peuvent être décidées suite à :

- Des considérations relatives à l'exploitation telles qu'une chute "anormale" de la production ou l'usure prématurée et la vétusté des équipements,
- Des considérations relatives au gisement soit pour connaître son évolution, soit pour s'adapter au mieux à son comportement,
- Des incidents intervenus en réalisant les interventions décidées pour les raisons ci-dessus par exemple pour essayer de récupérer un "poisson" laissé dans le puits.

I.2 Opérations de mesure :

Elles peuvent avoir lieu :

I.2.1 En tête de puits :

Ce sont en particulier les mesures de pression et de température (voire des prises d'échantillons) en tête de puits et en aval de la duse.

Une variation d'un ou plusieurs de ces paramètres nous avertit d'une modification des conditions d'exploitation (baisse de la pression de gisement, colmatage, variation du pourcentage d'eau ou de gaz, bouchage, ...). A l'aide des autres renseignements disponibles (Mesures au centre de traitement, mesures de fond,), il s'agira d'identifier le problème et, éventuellement, de prendre des mesures en conséquence. [1]

I.2.2 Dans le tubing :

C'est principalement le calibrage pour vérifier qu'une opération de travail au câble (telle que la descente d'un enregistreur, ...) est possible ou vis à vis d'un problème de corrosion ou de dépôt.

Dans les puits en (gas lift), on peut aussi réaliser une thermométrie à l'aide d'un enregistreur mécanique pour vérifier le bon fonctionnement des vannes. [1]

I.2.3 En fond du puits :

Ce peut être un "top" sédiment, avec ou sans prise d'échantillon, pour vérifier qu'un outil (Enregistreur, ...) peut être descendu au câble au fond du puits ou encore pour suivre l'ensablement d'un puits.

Ce peut être de simples mesures, à une cote donnée, de la pression, de la température (lors d'essai de production par exemple) accompagnées éventuellement d'une prise d'échantillon des fluides (ou des sédiments en fond de puits) pour analyse.

Ce peut être encore l'enregistrement de diagraphies de production : enregistrement le long de la zone exploitée du débit, de la variation de la masse volumique de l'effluent, de la température. Cela permet qualitativement, et dans les cas simples quantitativement, d'attribuer à sa participation, en débit et en nature du fluide, à la production générale. Par exemple, cela permet de distinguer un puits qui produit 50 % d'eau mais où cette eau provient uniformément de l'ensemble des perforations, d'un puits produisant aussi 50 % d'eau mais où toute l'eau proviendrait des perforations du bas. Alors que dans le deuxième cas on peut envisager de modifier la liaison couche-trou pour diminuer la production d'eau (en essayant de boucher les perforations du bas), le premier cas ne peut pas être résolu en modifiant la liaison couche-trou.

[1]

I.3 Opérations d'entretien :

I.3.1 Interventions sur la tête de puits :

Outre les opérations d'exploitation courante que sont le réglage du débit, l'ouverture ou la fermeture d'un puits, il s'agit en particulier du graissage des vannes, ou encore du remplacement de pièces défectueuses qui se trouvent en aval des vannes maîtresses de sécurité, sans oublier les vérifications périodiques des systèmes de commande des dispositifs de sécurité de subsurface et de surface (SSV : Surface Safety Valve ; SSSV : Subsurface Safety Valve). [1]

I.3.2 Interventions au niveau du tubing et de son équipement :

Ce sont les opérations liées à des problèmes de dépôt et/ou de corrosion telles que le nettoyage du tubing par grattage, l'injection de dispersant de paraffine ou encore l'injection d'un inhibiteur d'hydrate ou de corrosion,

Ce peut-être aussi l'injection dès le fond du puits de produits facilitant le traitement en surface comme des inhibiteurs d'émulsion, des anti-mousses,

C'est aussi le remplacement d'équipements qui peuvent être changés par travail au câble : vanne de sécurité sub-surface de type "Wireline retrievable : WLR", vanne "gas lift", voire le repêchage de "poissons" laissés accidentellement dans le puits au cours de ces opérations de travail au câble. [1]

I.3.3 Interventions en fond de puits et sur la liaison couche-trou :

Ce sont les opérations que l'on peut réaliser à ce niveau-là :

- Soit au câble comme le "nettoyage" du fond du puits avec une cuillère à sédiment, la

Réalisation de perforations complémentaires,

- Soit par pompage depuis la surface, comme un lavage des perforations à l'acide, ... (mais cela nécessite de réinjecter tout l'effluent du puits dans la formation). [1]

I.4 Operations de reconditionnement ou de reprise :

Les opérations de reconditionnement ou de reprises peuvent avoir de nombreuses causes :

I.4.1 Défaillance des équipements :

I.4.1.1 En tête de puits :

Cela concerne en particulier :

- Les fuites au niveau de la vanne maîtresse inférieure, de l'olive de suspension ou des vis de serrage,
- L'endommagement du réceptacle du clapet anti-retour ("BPV" : Back Pressure Valve),
- Les problèmes au niveau de la sortie de la ligne de contrôle de la vanne de sécurité de subsurface : fuite, rupture. [1]

I.4.1.2 Au niveau des sécurités de subsurface :

Ce peut être :

- Une vanne de sécurité de subsurface défectueuse de type "tubing retrievable : TR" ou de type "Wire line retrievable" mais coincée,
- Une fuite au niveau du siège de la vanne de sécurité "Wire line retrievable",
- Une fuite ou une rupture de la ligne de contrôle,
- Une sécurité annulaire défectueuse.

I.4.1.3 Au niveau des tubulaires :

Que ce soit au niveau du cuvelage ou du tubing, ce sont les problèmes de tubes fuyants (vissage défectueux, corrosion), écrasés, éclatés, cassés.

C'est aussi le cas des tubings partiellement ou totalement bouchés par des dépôts qui ne peuvent être enlevés par les techniques classiques de travail au câble.

I.4.1.4 Au niveau de l'équipement de fond :

Citons en particulier :

- Les fuites sur des équipements comportant des garnitures d'étanchéité (packer, Locator,

Joint coulissant, chemise de circulation, ...)

- Un désencrage intempestif du packer,

- Des interventions au travail au câble qui n'ont pas pu être menées à bien : vanne gas-lift coincée, poisson "Wire line", ...
- Des problèmes relatifs à l'activation par pompage (aux tiges ou électrique) : pompe hors service, tige cassée, câble défectueux, ...
- Des équipements divers de fond défectueux : capteurs permanents,

I.4.2 Modification des conditions d'exploitation :

Suite à une chute du débit, et pour avoir une vitesse suffisante pour entraîner les phases lourdes (condensat ou eau sur un puits à gaz, eau sur un puits à huile), il peut être intéressant de réduire le diamètre du tubing en changeant de tubing ou en plaçant un tubing concentrique. En effet, si on laisse la phase lourde s'accumuler dans le tubing, elle peut exercer une contre pression excessive sur la couche.

Dans les cas où l'éruptivité devient insuffisante, il faut mettre en place un procédé d'activation ou, le cas échéant, modifier le procédé actuellement en place.

Inversement, un meilleur comportement du gisement que prévu initialement permet d'envisager des débits plus importants et peut nécessiter une augmentation du diamètre du Tubing (sous réserve que la taille au casing en place le permette) ou une modification de l'activation en place (modification de l'équipement, changement de mode d'activation). [1]

I.4.3 Réparation ou modification de la liaison couche-trou :

Il peut s'agir :

- De venir stimuler (par acidification ou fracturation) une zone produisant moins que ce que l'on peut en espérer,
- De restaurer ou de réaliser un contrôle des sables,
- De mettre en production une zone complémentaire,
- D'essayer de limiter la venue d'un fluide indésirable (eau et/ou gaz pour un gisement d'huile, eau pour un gisement de gaz) en restaurant une cimentation, en isolant des perforations ou en abandonnant une zone, [1]
- De restaurer une cimentation pour empêcher des communications entre couches. [1]

I.4.4 Changement de l'objectif du puits :

Par suite de l'évolution des conditions du champ, en particulier de la progression des interfaces (ou zones de transition) eau/huile ou huile/gaz ou encore eau/gaz, on peut être à modifier un puits producteur en puits injecteur ou en puits d'observation (ou inversement), tout en continuant à exploiter le même niveau. Il est à noter que cela n'entraîne pas forcément une reprise de puits.

D'autre part, l'évolution du champ peut conduire à décider la fermeture d'un niveau mieux drainé par ailleurs et, au contraire, de mettre en production un niveau négligé jusque-là. Selon la configuration du puits, cela peut être fait en se contentant d'intervenir dans le puits, mais cela peut aussi nécessiter d'approfondir le puits ou de le reprendre en "side-track". [1]

Enfin on peut être amené à abandonner, provisoirement ou définitivement, le puits. [1]

II Causes d'intervention sur puits :

Les raisons principales d'intervention sur les puits sous pression sont :

- Le nettoyage du tubing et fond du puits (asphaltes, sels, sable, de fracturation)
- Le blocage des venues de gaz et l'eau par isolation (bridge Plug, produits chimique, patch fixe)
- La perforation des zones d'intérêt
- La stimulation du réservoir (acidification et fracturation)
- La recomplétion du puits
- L'approfondissement du fond du puits (side track)
- Changement les équipements défaillant (DHSV (down hole safty valve), vanne gaz lift, pompe de fond...)
- Instrumentation (toutes opérations de repêchage ou de pose de bouchon de fond)

Conclusion :

Les interventions sur les puits sont plus importantes à cause de résoudre de toutes les problèmes qui arrête la production soit à côté de défaillance des équipements ou de maintenir le puits contre les obstacles au cours de production selon les paramètres mesurer soit au fond ou dans la surface concerner l'état de l'équipement que la qualité de la liaison couche-trou ou l'état du gisement aux réceptions du puits donc les interventions sur les puits assurer la production avec sauvegarder l'état initial de puits et les équipements

Chapitre II :

**Interventions légères et lourds sur
puits en pression**

Introduction

La méthode de base d'intervention sur les puits en pression pendant leur exploitation est le travail au câble. Le travail au câble (wireline) est une technique qui permet d'intervenir dans les puits en exploitation pour résoudre quelque problème comme les dépôts, ou bien pour mesurer, et d'autres méthodes (telles que le pompage, ...) sont parfois utilisées.

D'autres techniques, permettant comme le travail au câble d'intervenir sur des puits en pression, pallient plus ou moins certaines de ces lacunes mais elles font appel à des moyens plus importants en hommes et en équipement et elles sont moins facilement mobilisables. Il s'agit en particulier du coiled tubing et du snubbing. [1]

II.1 Interventions légères :

II.1.1 Le travail au câble :

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

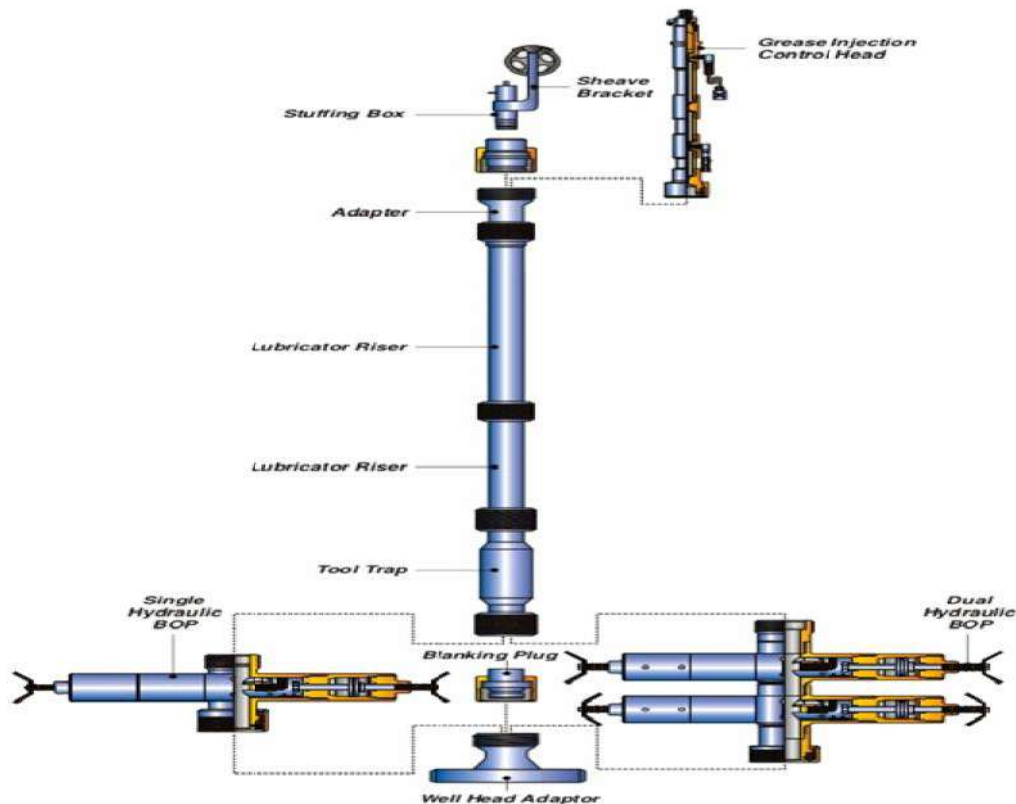


Figure II-1: Unite wireline (slick line)

II.1.2 Les avantages de wire line (slick line):

- Intervention sur le puits sans le neutraliser ; grâce à un sas raccordé à la tête du puits.
- Rapidité d'exécution grâce à un matériel léger et très mobile.
- Economie d'argent et de temps.

II.1.3 Les inconvénients de Wire line (slick line) :

- Un travail demande un personnel plus ou moins qualifié.
- Moins de flexibilité dans les puits déviés ou chargés de sables.
- Très limité en présence de dépôts durs [6]

II.1.4 Le but de slick line :

- Contrôle et grattage, du tubing et pris des échantillons au fond du puits
- Opération de mesure (enregistrement, T°c et pression).
- Instrumentation : Mise en place, repêchage d'outil SL, train SL et opération dans le puits (pose, remontée des vannes de sécurité (Storm choke), des duses de fond, des bouchons (plugs), des vannes de gaslift.
 - Manœuvre la vanne de circulation SSD (positioning tool).
 - Démarrage de puits par le pistonage. [6]

II.1.5 Equipement de surface :

II.1.5.1 Composition de l'unité wire line :

- **Un groupe de puissance "power pack"**
 - Unités tractables : on shore, peu profond
 - Unités modernes : puits profonds Moteur diesel entraînant une à deux pompes hydrauliques pour control du treuil. [2]
- **Une cabine de control**

Placée derrière le treuil pour une meilleur vision et control, elle équipée de gauge de Profondeur et pression. [5]
- **Un treuil**

Utilisé pour enrouler, stocker, dérouler le câble, se compose de :

 - Un tambour hydraulique
 - Vanne pour changement de sens de rotation de treuil
 - Dispositif de variation de vitesse de treuil
 - Frein à band

➤ **SAS** : ensemble de pièces assurant l'introduction du câble dans le puits en toute sécurité.

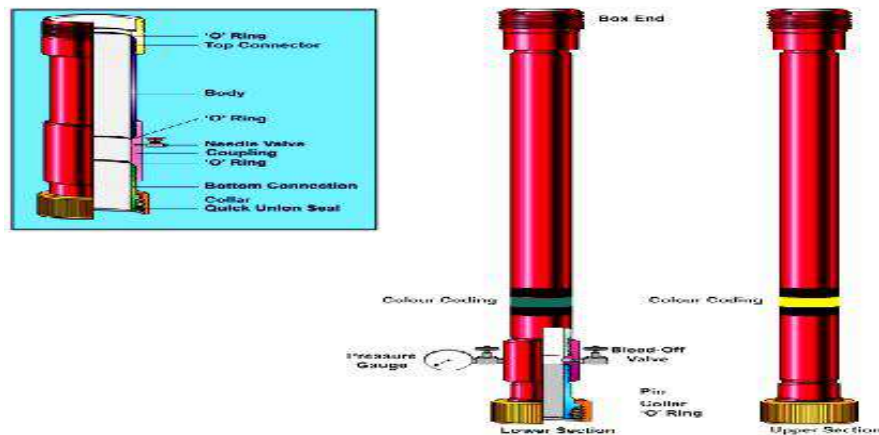


Figure II-2 : sas

➤ **BOP (Blow Out Preventer)** : c'est un équipement de sécurité de surface qui permet de fermer le puits en cas d'urgence.

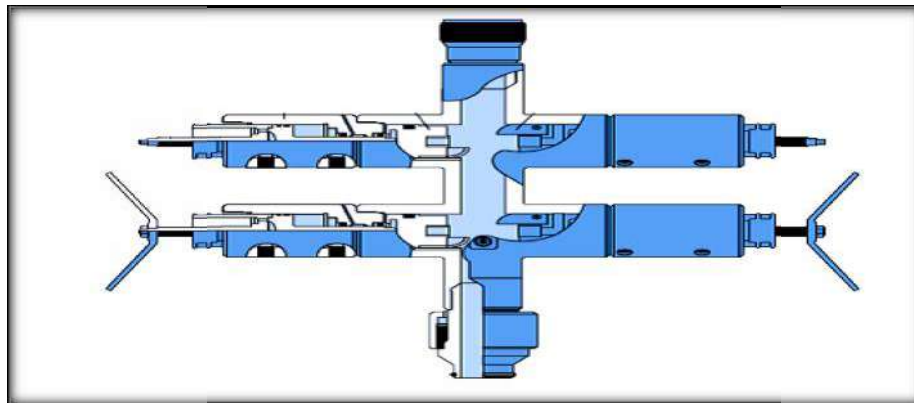


Figure II-3 : Obturateur de pression (BOP)

II.1.5.2 Equipements de fond (train Wire Line) :

- **Câble** : il peut être de diamètre différent selon le poids du train.
- **La Rope Socket** : elle assure la liaison solide entre le train de WL et le câble.
- **Barres de charge** : ce sont des barres lourdes qui assurent le poids sur l'outil pour le battage.
- **Coulisses (jar)** : elles permettent le battage soit vers le haut soit vers le bas afin de Poser ou de repêcher l'outil.
- **Rotules** : permettent de suivre les déviations des puits grâce à leurs articulations. [7]

II.1.6 Principales opérations faites par Slick Line :

- Grattage et contrôle : il permet à descendre l'outil ou endroits où il y a la présence des dépôts de telle façon à déterminer l'emplacement de bouchage.
- Pistonnage : consiste à faire descendre avec le train Wire Line un outil appelé piston qui permet de remonter le brut lourd à la surface ce qui allégera la colonne de production.
- Cuillérage : Pour éliminer les sédiments on fait descendre au fond du puits un outil appelé cuillère.
- Mesure de la température et de la pression de fond
- Instrumentation
- Repêchage [7]

II.1.7 Le pompage :

Il est possible de venir brancher une pompe en tête de puits de manière à injecter dans le tubing ou aux abords du puits un fluide de traitement que l'on désire mettre en place (inhibiteurs de corrosion...acide pour lavage des perforations, ...)

En fait cette pratique, qui peut sembler simple à priori, n'est généralement pas bien adaptée aux puits à huile. En effet, il faut repousser dans la couche l'effluent qui se trouvait initialement dans le tubing, ce qui n'est pas forcément facile (manque d'injectivité) ou ce qui peut conduire à un endommagement de la couche. Ou alors, il faudrait venir ouvrir préalablement un dispositif de circulation au fond de puits, mais dans ce cas :

- Selon le dispositif de circulation, la nature de l'effluent, la température, le temps depuis lequel l'équipement est en place.
- Si on circule en direct, on envoie dans l'annulaire l'effluent qui va polluer le fluide d'annulaire ;
- Si on circule en inverse, il faut circuler d'abord tout le fluide d'annulaire puis le remplacer Après coup.

Par contre cette pratique peut être intéressante sur des puits à gaz qui présentent en général moins de problème d'injectivité, ou pour lesquels le fluide de traitement peut descendre en fond de puits par gravité en migrant à travers le gaz.

II.2 Les interventions lourds :

II.2.1 Le coiled tubing :



Figure II-4 : unité de coiled tubing

II.2.1.1 Principe et domaine d'application :

a) Applications par pompage

- Démarrage d'un puits avec de l'azote,
- Neutralisation d'un puits,
- Enlèvement du sable ou de sédiments,
- Élimination des dépôts hydrauliquement à haute pression (paraffine, sel ...etc.),
- Traitements de stimulation (colonne de production, traitement matricielle par : acide, reformat, eau traitée, xylène),

- Fracturation hydraulique,

- Isolation des zones (pour contrôler la production), [8]

b) Applications mécaniques

- Pose des bouchons mécaniques,

- Repêchage,

- Perforation,

- Logging

- Élimination mécanique des dépôts,

- Coupe mécanique de tubing. [8]
- c) **Applications de forage pour l'unité CT(CTD)**
 - Forage en mode Balance ou Under balance drilling,
 - Approfondissement des puits verticaux,
 - Ré-entry,
 - Réalisation d'un puits multi-drains à partir du trou original. [8]

II.2.1.2 Caractéristiques du coiled tubing :

➤ **Avantages de Coiled Tubing :**

- Transport facile.
- Réduction du temps de montage et démontage.
- Vitesse de manœuvre élevée.
- Intervention sur des puits sous pression.
- Possibilité de circulation au cours de manœuvre.
- Opérations de (Logging PLT) sur les puits horizontaux. [5]

➤ **Inconvénients de l'utilisation de Coiled Tubing :**

- Faible résistance à la traction.
- Risque d'endommagement vu son épaisseur et sa flexibilité.
- Pertes de charge élevées.
- Entretien délicat.
- La pression différentielle < 1500 (collapse de Coiled Tubing).
- Risque de corrosion par acidification. [5]

II.2.1.3 Les équipements de surface :



Figure II-5 : Unité de coiled tubing et unité de pompage

➤ Cabine de contrôle :

La cabine de contrôle est placée de façon à offrir à l'opérateur un bon champ de vision devant lui pour surveiller les équipements de surface. [5]

L'opérateur doit avoir à sa disposition devant lui toutes les commandes nécessaires, pour opérer, contrôler et surveiller les paramètres suivants : la pression de circulation, la pression en tête de puits, le poids de tubing, profondeur de l'outil, vitesse de manœuvre, le débit de circulation, le volume pompé.



Figure II-6 : Cabine de contrôle

➤ Le tambour :

Le tambour est un dispositif qui permet de dérouler, d'enrouler et stocker en entier coiled tubing. Afin de réduire les forces de flexion sévères que subit le coiled tubing pendant son enroulement et déroulement, le tambour doit avoir un diamètre suffisamment grand, la capacité de stockage peut être entre 5000 – 22000 pieds (1500– 6700m), [2]



Figure II-7 : Tambour du treuil

➤ Groupe de puissance :

La puissance hydraulique nécessaire pour faire fonctionner les différents organes et équipements de surface de l'unité Coiled Tubing (tambour, tête d'injection, BOP, accumulateurs, ...) est obtenue à partir des pompes hydrauliques entraînées par un moteur diesel. [2]

Le groupe de puissance est normalement équipé d'un système d'arrêt d'urgence automatique en cas de :

- Variation de la pression.
- Variation importante de la température.

➤ L'injecteur :

La tête d'injection est un organe principal de l'unité Coiled Tubing, utilisée pour manœuvre à l'aide de deux moteurs hydrauliques qui entraînent deux chaînes continues sur les quelles sont montés des éléments de grippage qui poussent ou tirent le Coiled Tubing dans le puits durant les opérations d'interventions. [1]

La capacité de traction de la tête d'injection est fonction de :

- La dimension de la tête d'injection.
- La pression de travail de la tête d'injection.
- La pression de travail choisie par l'opérateur à partir du groupe de puissance.



Figure II-8 : injecteur

➤ Col de cygne (goose neck ou Guide Arch) :

Le col de cygne est un guide qui reçoit le tubing après son déroulement du tambour et le guide à passer dans la tête d'injection. [1]

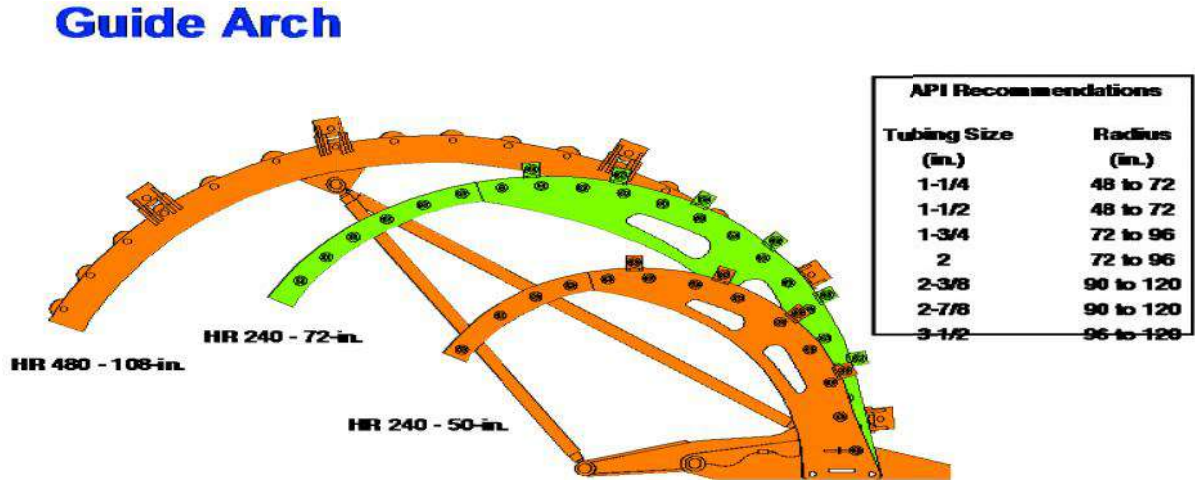


Figure II-9 : col de cygne

II.2.1.4 L'ensemble de sécurité :

Il est constitué d'un stripper (éléments avec des garnitures d'étanchéité) qui assure l'étanchéité dans les phases dynamiques (tube en manœuvre) et d'un bloc d'obturateurs à mâchoires (BOP) qui assurent la fonction sécurité du puits dans les phases statiques.

Le stripper se trouve au-dessus du bloc obturateur de puits. La garniture d'étanchéité est activée hydrauliquement à une pression fonction de la pression en tête de puits. Elle est en deux parties et peut être changée en cours de manœuvre après avoir fermé le BOP adéquat.

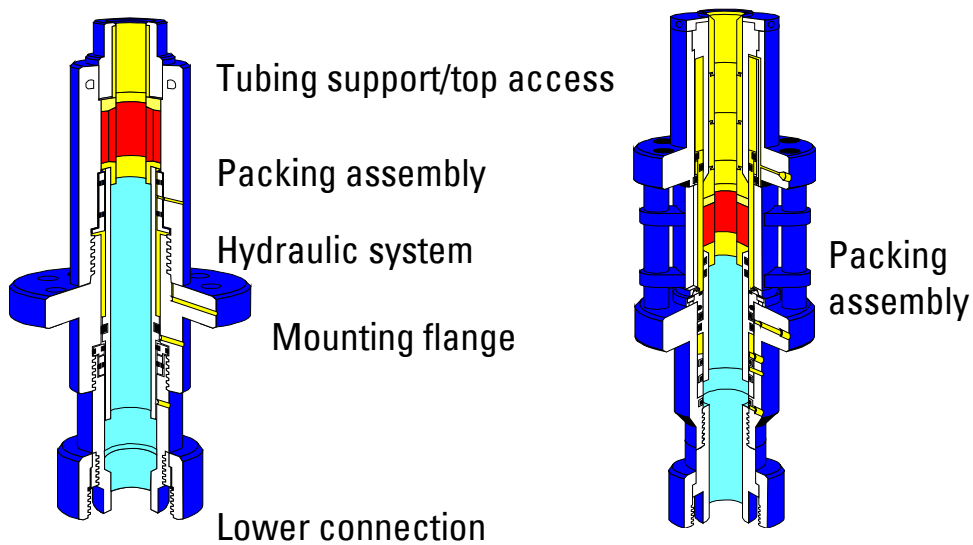


Figure II-10 : stripper

Le bloc d'obturateurs est composé de quatre étages, de bas en haut :

- Pipe rams (mâchoires assurant la fermeture et l'étanchéité sur le tube) ;
- Slip rams (mâchoires à coins qui retiennent le tube) ;
- Shear rams (mâchoires coupantes permettant de cisailier le tube) ;
- Blind rams (mâchoires permettant une fermeture totale soit au-dessus du tube coupé soit par écrasement du tube).

De plus des vannes permettent l'égalisation des pressions de part et d'autre des mâchoires et le pompage par le tube, dans le cas où Ton a coupé celui-ci. Pour mettre le puits en sécurité. [1]

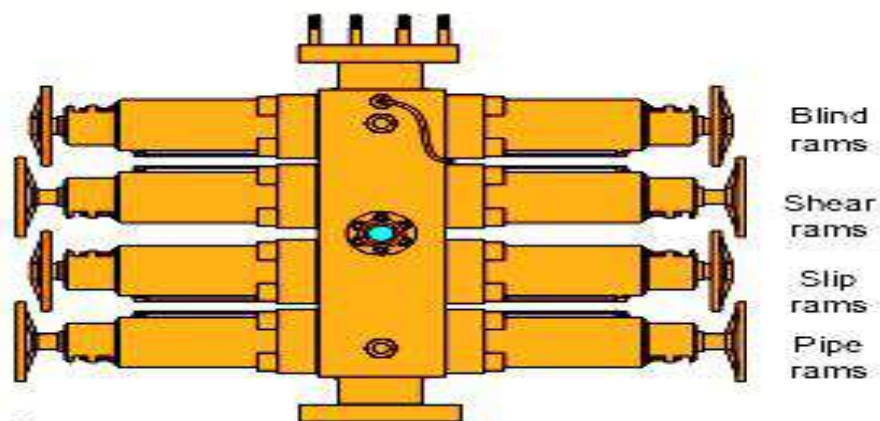


Figure II-11 : Obturateur de pression BOP

II.2.2 Le Snubbing :

Le SNUBBING est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés, en utilisant des BOP, afin d'obtenir une étanchéité tout autour, dans un puits sous pression.

L'unité peut effectuer les opérations suivantes :

- Descente et remontée des complétions.
- Opérations de repêchage.
- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits.
- Acidification et nettoyage des perforations.
- Opérations de fraisage.
- Contrôle des puits.
- Opérations d'abandon des puits.

Dans les opérations de snubbing le nombre de BOP à utiliser peut-être très grand comme dans le cas des puits à haute pression avec des colonnes de tubing mixtes où il est préférable

d'avoir des obturateurs de remplacement pour chaque diamètre de tube descendu dans le puits.

Dans le cas des opérations de snubbing dans un puits neutralisé par isolation de la couche productrice ou par un fluide dans le puits d'une densité supérieure à la densité d'équilibre, le nombre de BOP peut être réduit.

Il faut noter que, contrairement aux opérations d'interventions du Coiled-tubing et travail au câble, dans les opérations de snubbing où les vérins hydrauliques et la passerelle de travail sont positionnés directement au-dessus de tous les équipements de confinement, le risque associé à des erreurs de conception des BOP ou au manque d'expérience de l'équipe d'intervention peuvent conduire directement à une catastrophe. [5]



Figure II-12 : unité de snubbing

II.2.2.1 Les avantages et les inconvénients :

➤ Les avantages

Les avantages d'utilisation d'une unité snubbing sont :

- Rapidité dans le démontage et le montage
- Facilité de transfert
- Réduction du risque d'endommagement de la formation par le fluide de contrôle
- Capacité de levage importante par rapport au coiled tubing

- Remplace le coiled tubing quand le torque appliqué à l'outil au fond est supérieur au couple maximum fourni par la turbine ou le moteur de fond
- Remplace le coiled tubing lorsque la pression de travail risque de dépasser la limite d'éclatement [8]

➤ **Les inconvénients :**

- Difficile à utiliser sur des appareils submersibles à cause des mouvements de l'appareil dus à l'effet de vagues
- Le travail sous pression augmente le taux d'erreur et d'accident
- Le temps de manœuvre est relativement très long
- Le flambage dans les opérations de snubbing est important ce qui accélère la fatigue des tubings et des tiges [8]

II.2.3 Equipements de snubbing :

II.2.3.1 Equipements de surface :

Une unité SNUBBING se compose de trois parties principales :

- Le système de sécurité et d'étanchéité (BOP) installé sur la tête de puits.
- Le système de manœuvre.
- Le panier de travail.

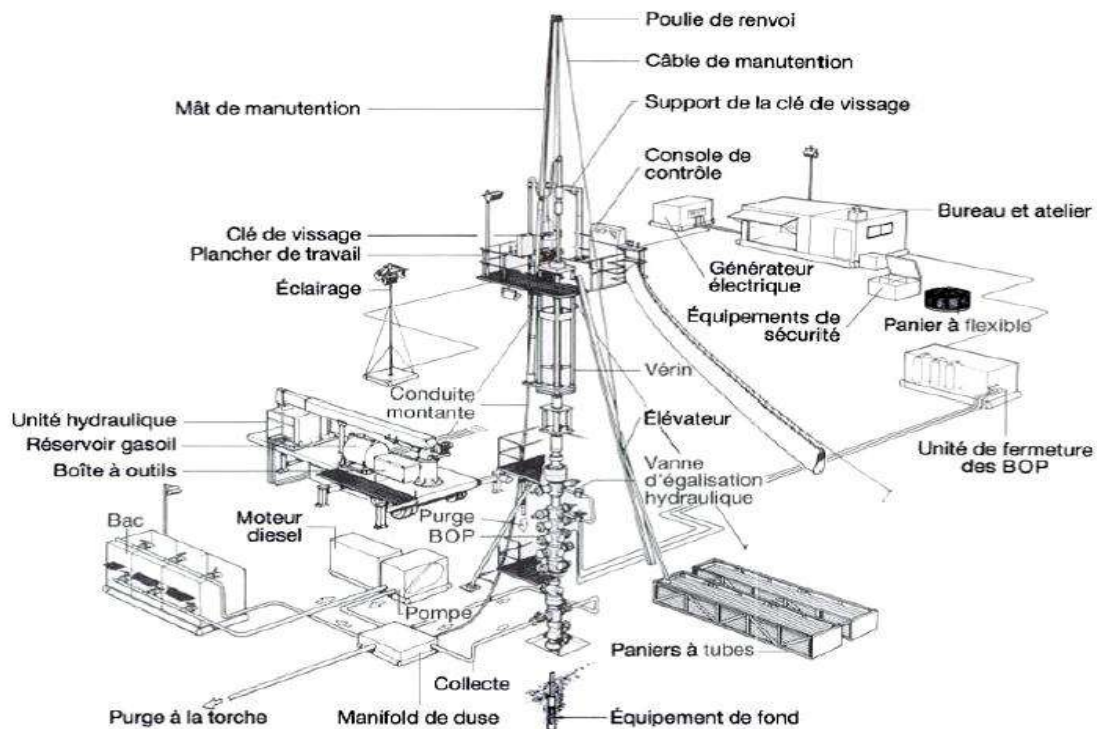


Figure II-13 : les équipements de snubbing

II.2.3.2 Le système de sécurité :

Ce système de sécurité peut être décomposé en deux parties principales :

- Les obturateurs de sécurité et de travail.
- Les accumulateurs.

a) Les obturateurs :

La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de défaillance du stripper (barrière primaire). Un obturateur est défini par :

- Sa marque : CAMERON, SHAFFER, HYDRIL, ...
- Son type : SL, GL, GK, ...
- Sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage, par exemple : 4'' 1/16, 11''
- Sa série qui correspond à sa pression de service, exemple : 5 000 psi....

Deux obturateurs de manœuvre à mâchoires qui permettent de descendre ou de remonter les tubes à des pressions excédant la capacité de travail du stripper, ou d'utiliser des outils qui ne passant pas à travers les garnitures du stripper. Ils sont séparés par un tube entretoise, de hauteur qui est fonction de la longueur des outils utilisés. [2]

b) Les accumulateurs :

Les obturateurs sont manœuvrés hydrauliquement suivants le principe de fonctionnement des vérins hydrauliques à double effet.

Le système de commande hydraulique a pour objectif d'assurer la fermeture et l'ouverture de chaque fonction, d'une manière efficace et facile à répéter, si nécessaire, sans avoir utiliser d'énergie extérieure, ainsi que l'ouverture et la fermeture des slips et des snubs. [2]

Les caractéristiques de l'unité à commande hydraulique sont définies en fonction :

- Du volume total pour assurer la séquence imposée par la procédure de compagnie.
- De la pression maximale de travail.

II.2.3.3 Le système de manœuvre :

Ce système de manœuvre se compose de :

- **Ensemble de vérins hydrauliques (hydraulic jack assembly) :**

L'ensemble de vérins hydrauliques est composé d'un ou de plusieurs cylindres hydrauliques montés en position verticale et utilisés pour remonter ou descendre la garniture de SNUBBING dans un puits sous pression.

La capacité de levage ou de snub est croissante avec l'augmentation du nombre de vérin monté sur l'unité SNUBBING. Par contre la vitesse de manœuvre est décroissante et exige des débits d'huile importants. [3]

➤ **Tube guide (guide tube) :**

Le phénomène de flambage devient un problème dans les puits à pression élevée à partir du moment où le tubing s'éloigne du stripper qui est situé à la base de la fenêtre d'accès. En effet l'augmentation de la pression dans le puits engendre une force de poussée importante contre le tubing pendant la descente ou la remontée qui peut causer le flambage de ce dernier.

C'est la raison pour laquelle, il est recommandé de placer un tube guide à l'intérieur de la fenêtre d'accès est des vérins hydrauliques. [5]

Le tube guide est composé de deux tubes cylindriques qui coulissent l'un dans l'autre. L'extrémité supérieure du tube intérieur est fixée au centre de la partie plate et mobile du vérin hydraulique par contre l'extrémité inférieure coulisse librement dans le tube externe.

Le tube guide offre les avantages suivants :

- Guidage et stabilisation de mouvement du moufle et des vérins hydrauliques
- La réduction des effets de flambage de la garniture de tubing.
- La transmission du couple développé par la tête rotative au train de tubing.

➤ **Fenêtre d'accès (Access Windows) :**

La fenêtre d'accès est utilisée pour le changement du stripper et assembler et désassembler les équipements de grand diamètre, sans les faire passer à travers les snubs fixes, elle reçoit aussi le tube guide.

La fenêtre d'accès est constituée de deux plaques inférieure et supérieure en acier, séparées par des traverses généralement en nombre de quatre et d'une hauteur de 04, 06, 10pieds, dans le cas particulier, cette hauteur peut atteindre 15 pieds. Les deux plaques sont munies de deux trous de diamètre de 11'' 1/16 ou de 13'' . Les deux plaques inférieure et supérieure sont respectivement fixées au sommet des strippers et au bas des vérins. [2]

➤ **Snubs mobiles (travelling slips) :**

Les snubs mobiles sont attachés à la tête mobile des vérins hydrauliques.

Ils se composent d'un :

- Slip mobile qui travaille du fond jusqu'au point d'équilibre
- Snub mobile pour empêcher l'éjection de la garniture hors du puits entre le point d'équilibre et la surface

Le snub est opéré hydrauliquement à partir du panneau de commande située sur la passerelle.

➤ **Snubs fixes (stationary slips):**

Les snubs fixes permettent de caler la garniture SNUBBING dans une position fixe quand Les snubs mobiles sont relâchés.

Comme pour les snubs mobiles, les snubs fixes se compose de deux jeux de cales. Un jeu pour supporter le poids de la colonne entre le fond et le point d'équilibre, l'autre pour maintenir la garniture dans le trou quand le bout de la garniture est entre le point d'équilibre et la surface.

Dans les puits à haute pression, il est normal d'utiliser un jeu additionnel du snubber fixe, pour des raisons de sécurité. [2]

➤ **Tête rotative (rotary swivel) :**

La tête rotative est fixée à la tête mobile du vérin, permet la rotation durant les manœuvres et les opérations de nettoyage, fraisage ou de repêchage. Elle est entraînée hydrauliquement et commandée à distance à partir du panneau de commande de l'opérateur. [2]

➤ **Groupe de puissance (power pack) :**

Le groupe de puissance est composé d'un moteur DIESEL entraînant des pompes hydrauliques qui fournissent la puissance hydraulique pour entraîner les différentes fonctions de l'unité snubbing. [2]

➤ **Clef automatique (power tong) :**

La clef automatique est utilisée pour le visage et dévissage des tubings. Elle est normalement suspendue à l'aide d'un bras (arm tong) et attaché sur le côté de la passerelle de travail. Elle est entraînée hydrauliquement et commandée à partir du panneau de commande de l'opérateur. [2]

➤ **Stripper :**

Le stripper est un dispositif de confinement primaire, placé au sommet de l'empilage des BOP et à la base de la fenêtre d'accès tant que la pression en tête de puits ne dépasse pas 2 500 psi, par manque de confiance dans la garniture d'étanchéité. [2]

L'usure de la garniture d'étanchéité du stripper est affectée par :

- La pression en tête.
- L'état extérieur du tubing.
- La nature du fluide dans le puits.

II.2.3.4 Système de circulation (circulating system) :

Le système de circulation est composé principalement de pompes, flexible et tête d'injection.

La pression de tarage des pompes doit être élevée pour faire face à la pression en tête du puits et aux pertes de charge dans le circuit de circulation.

Une vanne de sécurité doit être installée au-dessous de la tête d'injection pour permettre d'éventuelles interventions en cas de fuites. [2]

➤ **Joint telescopes (telescoping mast/gin pole):**

Le joint télescopique est fabriqué en acier spécial, il a une forme rectangulaire et une longueur après télescopage permettant de soulever un tubing avec la tête d'injection et le flexible au-dessus de l'ensemble des vérins hydrauliques.

Il est utilisé pour gerber les tubings durant les opérations de manœuvre de la garniture dans le puits. [2]

➤ **Le panier de travail (work basket) :**

La passerelle est un plancher de travail pour l'équipe d'intervention SNUBBIG. Elle est attachée au sommet des vérins hydrauliques.

A partir de la passerelle de travail, l'équipe de l'unité SNUBBIG peut effectuer les différents travaux d'interventions nécessaires, ainsi que le gerbage de tubing.

La passerelle de travail est munie d'une swivel de circulation qui peut être connectée au tubing, afin qu'on puisse circuler pendant les manœuvres.

Elle est normalement étudiée pour recevoir deux ou parfois trois opérateurs.

Elle est équipée d'un :

- Panneau de contrôle des obturateurs
- Panneau de commande de chef de poste

➤ **Panneau de contrôle des obturateurs (control panel) :**

Le panneau de commande des obturateurs est composé de deux parties :

- Un panneau principal à partir duquel le chef de poste peut actionner toutes les fonctions ouvertures-fermetures des obturateurs.
- Un panneau secondaire, à partir duquel, l'opérateur peut actionner les fonctions ouvertures-fermetures des obturateurs de l'unité excepter la fermeture totale et cisailant des BOP's (blind shear rams). [9]

➤ **Panneau de commande du chef de poste :**

Le panneau de commande du chef de poste est situé sur la passerelle de travail, il est composé d'un certain nombre de vannes hydrauliques et pneumatiques pour opérer les différents organes de l'unité snubbing. [9]

1) Fonction hydraulique :

- Vitesse de remontée et descente des vérins hydrauliques.
- Sélection de la vitesse maximale de manœuvre.
- Vitesse de rotation et le torque de la tête d'injection.
- Manœuvre de la garniture (slip opération).

2) Fonction pneumatique :

- Contrôle du moteur de l'appareil.
- Démarrage et l'arrêt normal de l'appareil.
- Arrêt d'urgence de l'appareil.
- Sélection ou annulation des accumulateurs.

3) Enregistrement des paramètres :

- Manomètre de pression dans le circuit snubs et slips.
- Manomètre de pression d'entraînement de la tête d'injection.
- Manomètre de pression de levage.
- Manomètre de pression de pousser.
- Indicateur de poids de la garniture SNUBBING

II.2.3.5 Equipement de fond :

Les BPV (clapet anti-retour) ainsi que les sièges et les plugs sont des éléments de sécurité vitaux durant l'opération du snubbing. Ils doivent être vérifiés et testés avant toute descente dans le puits. Leur métallurgie doit être adaptée à l'effluent. [9]

➤ **Les BPV (back pressure valves) :**

Il existe trois types de BPV :

❖ **BPV à bille :**

Ce sont les plus anciennes et les plus utilisées. Cependant, leur utilisation n'est pas recommandée lorsque le pompage à gros débit, pendant de longues périodes, est prévu. [9]

❖ **BPV à pointeau :**

Lorsque le siège et le pointeau sont en carbure de tungstène ces BPV conviennent pour des pompages intensifs. [9]

❖ **BPV à clapet :**

Elles conviennent pour les pompages intensifs. Elles permettent le passage d'une bille pour activer un accessoire situé en dessous (Ex : chemise de circulation). Elles sont compactées (Deux flappers intégrés). [9]

➤ Les plugs et les sièges :

Ils sont utilisés en cas de défaillance de BPV. L'ensemble plug-Nipple doit être testé en pression avant le début de l'opération. Le plug le plus utilisé jusqu'au diamètre 1''900 est le plug type "N" de OTIS. Il peut être soit lancé en Go-Devil soit descendu en câble.

Pour les diamètres au-dessus de 1''900 les plugs doivent être descendus câble. [9]

➤ Train d'outils :

On appelle « train d'outils » les premiers éléments qui constituent le bas de la garniture de tubing descendu dans le puits. Quelle que soit l'opération à réaliser et l'outil à descendre, nous retrouverons toujours notre train d'outil composé de bas en haut de :

- Un clapet anti – retour (Back Pressure Valve-BPV) :

Le train standard de snubbing qui comprend deux clapets anti-retours à bille ou déréréférence à palette, permet la circulation directe et stoppent le retour de fluide du puits. Cesson des soupapes classiques, placés au-dessus de l'outil, pour empêcher le retour du fluide déformation, par l'intérieur de la garniture de snubbing. [9]

- Deux Un tubing longueur environ 8 mètres.
- Un tubing court environ 2 mètres (pipe joint).
- Un siège (landing Nipple).

Cet ensemble constitue la sécurité du train de tubing. La position de chacun de ces éléments à son importance et il est recommandé de ne jamais changer leur ordre de montage.

Les deux BPV, distants l'un de l'autre, d'environ 8m, empêchent la pression du puits de sortir par le tubing. Le landing Nipple peut recevoir un plug qui sera siégé par pompage et qui bouchera le tubing en cas de défaillance des deux BPV. [9]

On comprend donc que ce siège doit être au-dessus. La longueur de l'ensemble train d'outils a également son importance.

Prenons un train d'outil de longueur : 11,40 mètres. [9]

II.3 Interventions sur les puits tués (work over) :

Pour certaines interventions sur puits, en particulier quand il est nécessaire de remonter le tubing et son équipement, il peut être préférable ou nécessaire de tuer le puits préalablement, c'est-à-dire de remettre en place dans le puits un fluide de contrôle exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. On peut alors travailler puits ouvert et sans pression en tête.

D'une façon générale, il s'agit de modifier le dispositif de complétion, et les techniques employées sont exactement les mêmes que celles utilisées lors des complétions initiales.

Il faut toutefois particulièrement veiller à la bonne mise sous contrôle du puits et redéfinir une complétion aussi adaptée que possible aux conditions actuelles (qui peuvent être très différentes des conditions initiales) et aux besoins futurs (qui deviennent plus faciles supputer). Cette dernière remarque n'est pas propre aux reprises de complétion ayant pour objectif un amendement de l'objet de la complétion, mais s'applique à tous les travaux de reprise de complétion. [1]

II.3.1 Définition de WORK OVER :

Le work over est l'intervention qui réunit plusieurs opérations relatives à la reprise d'un puits et son rééquipement en présence permanente d'un appareil de forage qui ont pour but soit de maintenir le puits dans les conditions initiales de fonctionnement qui ont subi une dégradation, soit d'améliorer ses performances.

Lors de la reprise on peut effectuer différentes opérations telles que le fraisage, le repêchage, nettoyage de fond de puits à l'aide de quelques unités tel que ; unité de wire line de pompage, coiled tubing, selon les situations rencontrées, La durée de Work Over varier entre deux à trois semaines comme il peut prendre quelques mois. [10]

II.3.2 But de Work Over :

La reprise d'un puits a pour but de :

- Déséquiper totalement ou partiellement le puits
- Réaliser les opérations en rapport soit avec le (ou les) horizon (s) producteur soit avec la (ou les) colonne (s) de tubage ou avec la liaison couche – trou
- Doter le puits d'un équipement neuf adopter à ses nouvelles caractéristiques reproduction
- Reconversion des puits (d'un puits producteur à un puits injecteur)
- Optimisation des équipements
- Contrôle des venues d'eau et de gaz

La reprise d'un puits a pour objectif principal de le ramener à des conditions optimales de production. [10]

II.3.3 Conditions requises pour une opération de work over :

➤ Problèmes mécaniques :

- Fuite ou écrasement du tubing
- Tubage de production endommagé ou cassé
- Tubing obstrué (sable, paraffine, dépôt d'asphalte)
- Fuite au packer
- Endommagement du filtre à gravier « Gravel pack »

➤ Problèmes de réservoir :

- Déplacement du sable
- Production d'eau « water coning »
- Production de gaz
- Perforations bouchées
- Problème lié à la formation (gonflement des argiles)

➤ Reconversion du puits :

Ceci est applicable au puits en production.

- Installation de pompage artificiel
- Reconversion en puits injecteur d'eau
- Reconversion en puits injecteur de gaz

L'intervention sur le puits peut être effectuée :

- Sans appareil de forage « Rigless » avec une unité de « coiled tubing » ou une unité « wireline »
- Avec un appareil « workover » permettant la remontée de la colonne de production

II.3.4 Moyens d'interventions sur puits tués :

Ils sont fonction principalement :

- De la profondeur du puits
- De l'équipement en place dans le puits
- De ce qu'il y a à faire.

On peut utiliser des unités légères dites unités de service ou plus couramment servicing unit ou pulling unit. Ce sont des appareils mobiles, légers, de mise en place rapide sur la tête de puits et principalement destinés à manipuler (remonter ou descendre) des tiges de pompage ou des tubings, et ce à des profondeurs n'excédant généralement pas 2000 ou 2500 m. A la limite ce peut être de simples grues.

On utilise aussi des unités plus importantes, comparables dans une certaine mesure à des appareils de forage et appelées classiquement appareil de workover ; ils peuvent être de type léger, moyen ou lourd.

L'unité d'intervention doit être choisie par rapport à l'opération à réaliser, et c'en fonctionne ses capacités techniques (capacité de levage, possibilité de rotation, capacité de pompage, équipements de sécurité, équipements annexes, ...), de son coût journalier et des disponibilités locales. En pratique, malheureusement, le choix privilégie souvent d'abord les disponibilités

locales, puis le coût journalier. Cela ne se révèle pas forcément le plus économique sur le coût global de l'opération (durée, résultat.). [1]

Quelle que soit l'unité, elle doit être dotée d'un équipement approprié et spécialisé permettant de réaliser les interventions dans les meilleures conditions de sécurité et d'efficacité, et en particulier :

- Du matériel de sécurité : bop, bpv, gray valve, ;
- De pompes haute pression, de bacs de stockage, ;
- Du matériel de levage, vissage et instrumentation adapté aux tubings et aux tiges de forage de petit diamètre utilisé en reprise de puits ;
- Du matériel de travail au câble (y compris le matériel d'instrumentation correspondant), voire du matériel de diagraphie électrique, ...

II.3.5 Déroulement général d'une intervention :

Les phases opératoires et leur chronologie varient, bien entendu, d'une intervention à une autre. Elles dépendent en particulier de l'équipement en place dans le puits et de son état, de ce qu'il y a à faire, de la manière dont l'intervention va se dérouler en pratique. Cependant on retrouve généralement les phases détaillées ci-après. [1]

II.3.5.1 Préparation du puits (avant l'arrivée de l'unité d'intervention) :

Cela concerne principalement :

- Le contrôle au travail au câble de l'état du puits (contrôle du tubing, top sédiment) ; et éventuellement :
- Le contrôle de l'intégrité du puits (tests en pression, ...) ;
- L'ouverture d'un dispositif de circulation en fond de puits.

II.3.5.2 Mise en sécurité du puits (avant installation de l'unité d'intervention) :

En fait, cette mise en sécurité concerne aussi tous les puits voisins (en particulier dans le cas d'un cluster) qui risquent d'être heurtés lors de la phase de mise en place de l'unité d'intervention.

Cette opération consiste à mettre en place des bouchons (plugs) dans le tubing pour installer l'unité d'intervention sur la tête de puits en toute sécurité.

On dispose de trois moyens de base :

- L'utilisation de bouchons mis en place par travail au câble et ancrés dans des sièges prévus dans le tubing (généralement en fond de puits et proche du packer) ;
- La fermeture de la vanne de sécurité de subsurface, si elle existe ;
- La pose d'un clapet anti-retour (BPV) dans l'olive de suspension du tubing.

En général on utilise au moins deux de ces barrières de sécurité.

Il faut aussi procéder à l'isolation et au démontage en surface des différentes lignes (Collecte, ...) branchées sur la tête de puits et à la décompression des équipements voisins qui risquent d'être endommagés. [1]

II.3.5.3 Mise en place de l'unité d'intervention :

Une fois le puits en sécurité, la mise en place de l'appareil et de tout son équipement (bassin, pompes, atelier, ...) peut s'effectuer tout en respectant les consignes et les distances fixées par la sécurité. Toutefois le remplacement de la tête d'éruption par le bloc obturateur de puits (BOP) n'est pas encore entrepris. [1]

II.3.5.4 Neutralisation du puits :

Un puits est considéré parfaitement neutralisé ou tué lorsque le fluide de reprise, de densité appropriée par rapport à la pression de gisement, remplit entièrement le puits (c'est-à-dire l'intérieur du tubing, l'espace annulaire tubing-cuvelage et l'espace sous packer).

Le fluide de reprise est préparé en quantité suffisante (trois fois le volume total du puits).

En fait ce fluide de reprise n'est rien d'autre qu'un fluide de complétion puisqu'on lui demande les mêmes qualités, en particulier :

- Assurer la sécurité du puits par sa pression hydrostatique ;
- Remonter les débris si du reforage ou des fraisages sont envisagés ;
- Ne pas endommager la formation ;
- Ne pas « perdre » dans la formation.

Après avoir récupéré les sécurités (les bouchons) préalablement mises en place dans le tubing pour permettre l'amenée de l'appareil, ce fluide de reprise est mis en place dans le puits soit par circulation soit par esquiche (squeeze), enfin la stabilité du puits est observée. [1]

II.3.5.5 Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs :

Le fluide de reprise assurant la stabilité du puits, on peut se contenter en général d'une seule barrière mécanique (bouchon de fond de préférence et/ou SCSSV et/ou BPV).

On peut alors démonter l'arbre de Noël au niveau de la tête de suspension du tubing (tubing head spool) et la remplacer par les obturateurs (BOP) que l'on teste bien entendu. Cette opération doit être réalisée le plus rapidement possible. Il faut donc sensibiliser le personnel, avoir tout le matériel prêt, disposer de moyens de manutention et de levage adaptés, vérifier l'état des boulons de la tête de puits, ... [5]

II.4 Outils d'instrumentation :

Pour réaliser certaines phases de dés équipement du puits ou lorsqu'il s'agit d'une Instrumentation (suite à une intervention « malheureuse » qui s'est traduite par un poisson laissé dans le puits), des outils spéciaux dits outils d'instrumentation sont nécessaires.

Ils sont extrêmement nombreux et variables, aussi nous nous limitons à en citer les principales familles (pour plus de détails, se référer à un ouvrage sur le forage ou sur les instrumentations en cours de forage). [5]

En fonction du problème qui se pose et des « informations » dont on dispose et après descente éventuelle d'une empreinte, on utilise en particulier :

- ❖ Des outils de repêchage à prise externe tels que : les cloches taraudées (die collars), les overshot (cloches de repêchage) s'il s'agit de « coiffer » un tubulaire, Ou encore les Junk catcher (carottier de repêchage) s'il s'agit de récupérer de petits morceaux de ferraille ;

Des outils de repêchage à prise interne tels que les releasing spears (harpon de repêchage) ou les tarauds (taperstaps)

- ❖ Des outils de battage tels que les coulisses mécaniques (bumpersubs) ou hydrauliques (hydraulic jars) auxquelles on peut adjoindre des accélérateurs (jar Accelerator ou intensifier)

- ❖ Des outils de fraisage (milling tools)

- ❖ Des outils de dévissage et de coupe du tubing ou du cuvelage tels que les (reversing tool) (outil inverseur de rotation), les tarauds à gauche ou la technique du back off shooting (dévissage à l'explosif), les outils de coupe mécanique (section Mill), hydraulique (jetting)ou à l'explosif...

- ❖ Des joints de sécurité (safety joints) permettant de déconnecter la garniture d'intervention ce niveau si le poisson reste coincé.

Conclusion :

Le travail au câble est la descente d'un câble d'acier composer d'un train. Ce train est différent selon l'opération, chaque opération est caractérisée avec un train spécifique. Il existe des outils qui déterminent la nature de l'opération soit nettoyage, repêchage ou un échantillonnage ...etc. Et d'autre coté ils existent des équipements pour freiner la corrosion dans les réseaux de collecte et au fond de puits. Les interventions lourdes sur les puits sont plus importantes que les autres interventions parce qu'ils résoudre des problèmes majorcha qu'intervention lourde est efficace selon les outils utiliser et l'effet contre les problèmes.

Chapitre III :

**Etude de cas Houd Berkaoui
(puits OKN 431)**

Introduction

Dans ce chapitre, on va présenter la première cas études sur chantier dans lesquels nous utilisons les méthodes et moyens d'intervention dans le puits avec des techniques déférents ou ils existent des phénomènes qui arrêter la production de puits ou bien crée une forte diminution de productivité ; et pour la résoudre on va intervenir dans le puits avec opération efficace, le puits en question a un top sédiment élevé et une partie des perforations est bouchée par le sel ce qui provoque une chute de son débit de production ; on va nettoyer et démarrer le puits avec unité de coiled tubing .

III.1 Présentation de la région d'étude :

III.1.1 Situation géographique :

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

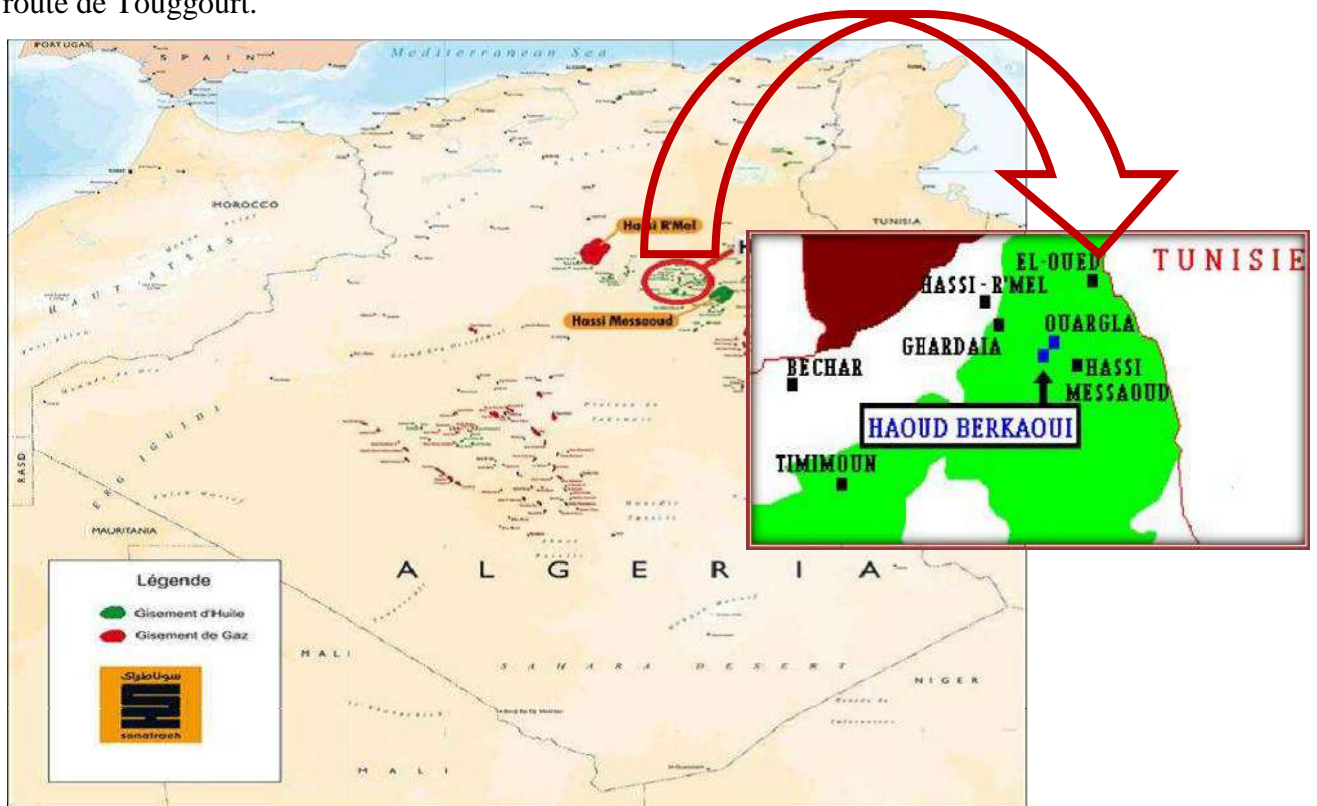


Figure III-1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui

III.1.2 Situation géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquis au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (HassiR'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. 2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est.

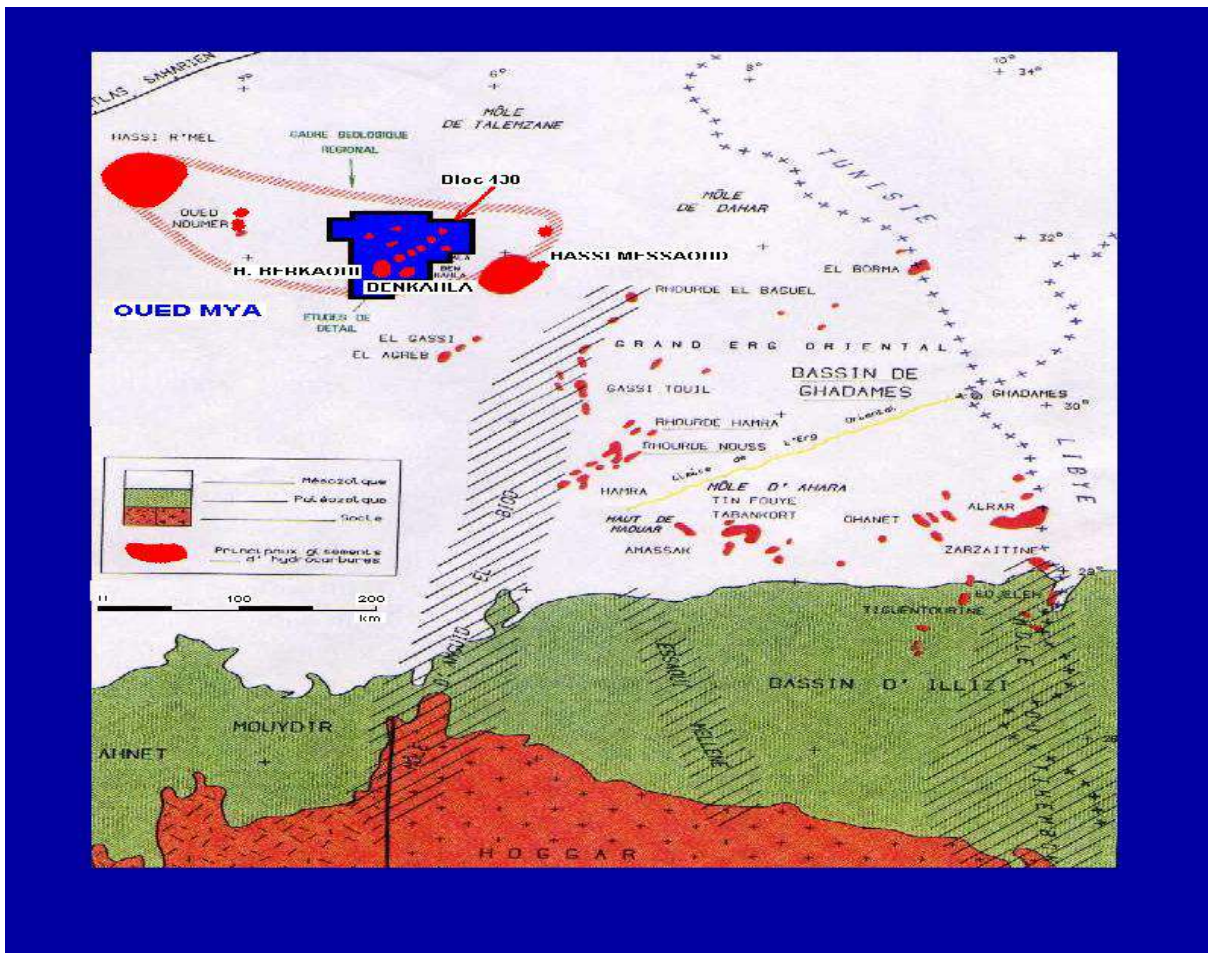


Figure III-2 : Situation géologique de HBK

III.1.3 Les champs de la région :

Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km², dont les principaux sont :

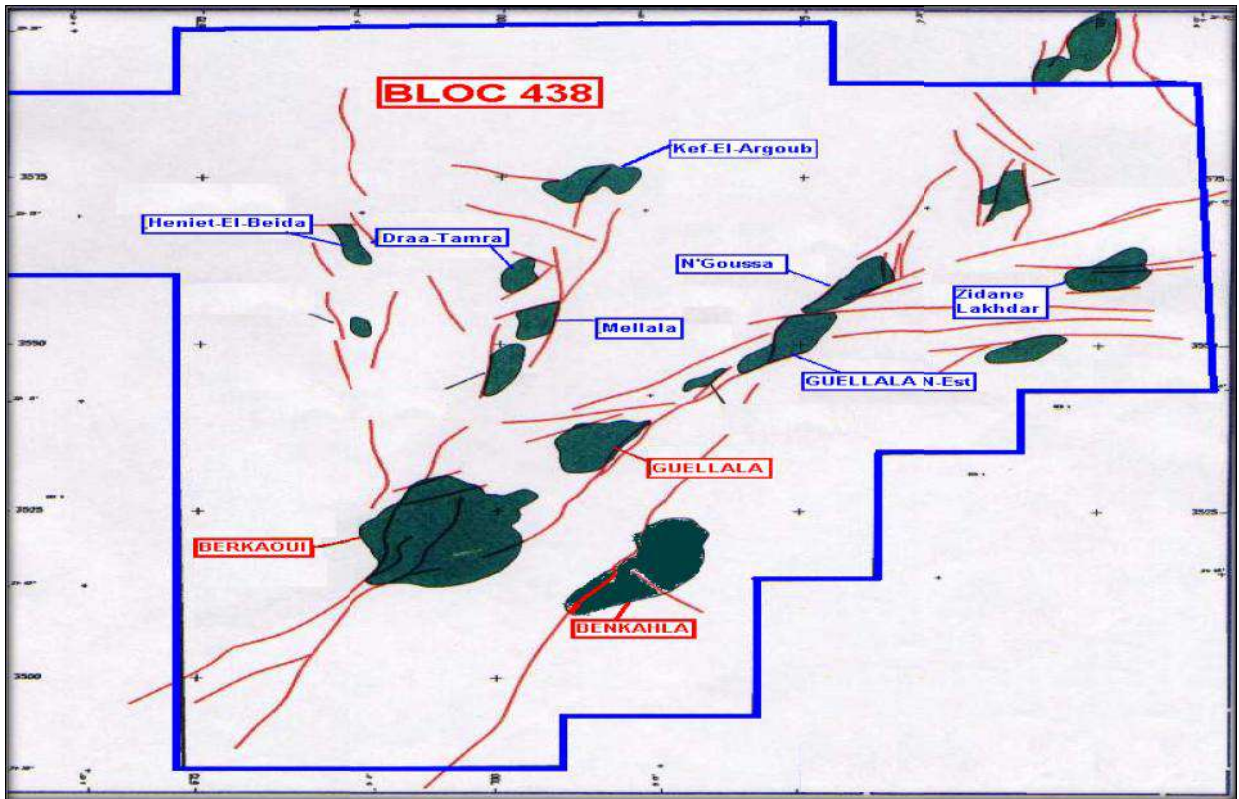


Figure III-3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui

➤ **Champ de Haoud Berkaoui :**

Le gisement de Haoud Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions st^m d'huile ; la profondeur moyenne est de 3550 m. Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones).

➤ **Champ de Benkahla (BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de mer. Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

➤ **Champ de Guellala (GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01.

Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973.

La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

✓ **Les champs périphériques :**

Ils sont nombreux, on peut citer :

- HANIET EL BAIDA (HEB).
- DRAA TAMRA (DRT).
- KEF EL AGROUB (KG).
- N'GOOSSA (N'GS)
- MELLALA (MEL).
- GUELLALA NORD EST (GLANE)

Les caractéristiques pétro-physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau (1) :

Tableau III-1 : caractéristiques pétro-physiques des champs de Haoud Berkaoui.

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

III.1.4 Les activités principales à Haoud Berkaoui :

- La production d'huile.
- La production de gaz :
 - Gaz de vente.
 - Gaz-lift.
- L'Injection d'eau.

III.1.5 Les problèmes techniques d'exploitation :

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître
Déplétion de réservoir.

- ❖ Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- ❖ Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- ❖ Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

III.1.6 Les actions prises sont :

- ❖ La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.
- ❖ Les déviations (SideTrack) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.

- ❖ Les opérations d'acidification pour la stimulation du réservoir.
- ❖ Les opérations de fracturation (SKIN BY PASS).
- ❖ Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés.

III.1.7 La Source de sel dans HBK

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Haoud Berkaoui un des principaux problèmes d'exploitation. Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (Na Cl). Pour remédier aux conséquences liées au dépôt de sel, des divers technique préventives et curatives ont été appliquées dont on cite :

- ❖ Le travail au câble
- ❖ Lavage à l'eau (périodiquement ou continu)
- ❖ Lavage de la crépine et des perfos avec jetting (CTU)

Malgré l'injection continu de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits. A Haoud Berkaoui les principaux dépôts se trouvent :

- ❖ Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- ❖ Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- ❖ Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.
- ❖ Au niveau de la duse réglable.
- ❖ Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.

III.1.8 Les méthodes de traitements dans HBK

Les traitements curatifs ce sont des opérations des nettoyages des puits par :

- Travail au câble
- Lavage à l'eau
- Snubbing
- Coiled tubing
- Traitement à l'acide dans le cas des dépôts carbonates

III.1.9 Les méthodes le plus efficace dans HBK

- Travail au câble
- Coiled tubing

III.2 Opération de CT (opération de traitement)

Dans cette partie, on va expliquer le déroulement de l'opération de va nettoyer et démarrer le puits avec coild tubing

III.3 Critique de choix de puits

- ✓ La disponibilité des informations sur le puits OKN431
- ✓ La nouveauté de ces informations
- ✓ Traitement du nettoyage dans le cas des dépôts sels

III.4 Historique du puits :

Le puits OKN431 est un puits producteur d'huile vertical foré en 10/10/1989 (date fin De forage) à une profondeur de 3539 m dans le champ de Haoud Berkaoui

Statut : PPH-GLC avec système de dessalage

Complétion : Liner 4''½ x 3''½ + Tbg 3''½ x 2''7/8.

Réservoir : SI

Type de formation : Sandstone

Débit : 4 m3/h (avant bouchage)

Débit : 1.44 m3/h (après bouchage).

Salinité : 1285 ml/L

Tableau 2 : Intervalles de perforation de puits

N°	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3464,30 @ 3468.30	4
2	3473,00 @ 3476.00	3
3	3481.50 @ 3483.70	2.2
4	3486.50 @ 3487.50	1
5	3495.30 @ 3496.30	1
6	3499.40 @ 3503.80	4.40
Total perforé		11.20

Milieu des dessalages de SI =3484.05 m.

➤ Pression réservoir :

PFS = 169.31kgf/cm² @ 3490 m, (PFS du 07/03/2021).

➤ Contrôle Wire Line :

➤ Le 06/04/2022 avec un GC 64 mm libre, TS à 3492m

➤ Fiche technique du puits : Veuillez vérifier l'Annexe

III.4.1 Objectif de l'opération :

L'objectif principal de l'intervention est de nettoyer les perfos (3464.30– 3503.80 m) (+/-5m). Pour enlever les endommagements qui se situent aux niveaux des perfos et dans les zones autour des perfos, et qui bloquent l'écoulement de l'huile

III.4.2 Procédure de l'opération :

- Nettoyage du Tubing et Liner, jusqu'au fond du puits. En utilisant un outil de Jetting à haute pression l'Eau Traitée, en plusieurs passes, en face de l'intervalle des perforations (3464.30– 3503.80 m) (+/-5m).
- Kick off du puits.

III.4.3 Programme de traitement :

1. Vérifier le circuit allant de la tête de puits, jusqu'au la torche.
2. Installer l'équipement de NESR.
3. Mettre en place les unités, de Coiled Tubing, de pompage des fluides, d'azote, et des citernes de fluides.
4. Réunion de sécurité des opérateurs NESR en présence du superviseur SONATRACH, et information du personnel sur les consignes de sécurité, à savoir :
 - Sécurité sur site, et aux alentours des équipements
 - Revue du programme du traitement
 - Pression maximale durant les tests et le traitement.
 - Mixage et manutention des produits chimiques.
 - Plan d'urgence
5. Équiper les annulaires avec des manomètres étalonnés.
6. Mettre en place une duse adéquate, pour faciliter l'évacuation des fluides et sédiments.

III.4.4 Monter la BHA et l'ensemble des équipements :

1. Tester le jetting Nozzle tool en surface, avec l'eau.
2. Tester le CT, BOP, Swab valve et stripper à 5000 psi, pendant 15 minutes.
3. Ouvrir le puits sur Collecte.
4. Entamer la descente du CT à 3 m/min jusqu'au passage des éléments de la tête de puits, puis augmenter la vitesse à 15 m/min, en pompant de l'eau traitée nitrifiée, débit minimum de 0,3 bpm et N2 à 20 lpm, et ce, jusqu'5 m au-dessus du SPM1, soit à 1298 m.
5. CT @ 1298 m, commencer le Jetting face des SPM's, (+/- 5 m), avec de l'eau traitée à un débit de 1bpm, nitrifiée à 25 lpm. Voir tableau ci-dessous.

Tableau III.3 : Les séquences des passes

SPM	Cote	Nombre des passes	Intervalle
SPM 1	1303.33 m	1	1298 m à 1308 m
SPM 2	1854.08 m	1	1849 m à 1859 m
SPM3	2463.88 m	1	2458 m à 2468 m
CCV (vanne d'accès d'eau)	2805.63 m	1	2800 m à 2810 m
PAV (vanne d'injection d'eau)	2819.13 m	3	2814 m à 2824 m

NB : • La vitesse de descente du CT et les débits seront ajustés selon l'avancement.

- Vérifier régulièrement le poids pendant la descente et faire des pulls test tous les 500 (m).
- Réduire la vitesse du CT et Augmenter le débit d'injection, en passant aux abords des restrictions :
- Réduction 2"7/8 @ 2799.95 m
- Siège "X" 2"7/8 @ 3312.30m
- Sabot 2"7/8 @ 3322.07 m.
- En cas de friction pendant la descente, réduire le débit d'azote, et augmenter le débit de pompage

6. Continuer la descente jusqu' {3480 m, soit 12 m au-dessus du Top sédiments (3492 m).

7. CT @ 3480 m, réduire la vitesse à 3 -5 m/min, diminuer le débit d'azote, et augmenter le débit de pompage de l'eau traitée 1 bpm nitrifié à 25 Lpm, jusqu' à la libération du passage.

8. Ouvrir le puits sur torche une fois les sédiments arrivent en surface.

9. Continuer la descente CT avec pompage de l'eau traitée nitrifiée a débit adéquat jusqu'au fond, soit {3539.00 m

NB : **Ajuster la vitesse du CT et les débits de pompage selon l'avancement, jusqu'au fond.**

10. Remonter le CT à 3510 m (7 m au-dessous du Bas-perfs), commencer le nettoyage des perforations en pompant de l'eau traitée nitrifiée ,1.2 bpm nitrifié à 30 LPM, en faisant des Jetting à haut pression, en plusieurs passes à 4 m/min, le long de l'intervalle des perforations (+/- 5 m), soit de 3460 m @ 3510 m.

NB : Ajuster la vitesse du CT et le débit de pompage afin de couvrir l'intervalle des perforations de la série inférieure (SI), soit de 3464.30m @ 3503.80 m.

11. Redescendre le CT au fond, positionner à 3538.0 m (soit 1 m du fond), et pomper un bouchon de 1 m³ de gel à débit maximum 1,2 bpm nitrifiée à 20 lpm, suivi de 1 m³ d'azote débit max de 50 lpm, jusqu' à l'évacuation totale des sédiments et des fluides du traitement.

12. S'assurer du retour des sédiments sur torche jusqu'à avoir un retour clair.

13. Une fois, tous les fluides pompés sont évacués en surface, réduire le débit d'N2 a 20 lpm, et entamer la remontée du Coiled Tubing jusqu' au 2800 m.

14. CT à 2800 m, initier un kick off en pompant de l'azote (20-25 lpm) Continuer le kick off jusqu'au démarrage du puits.

NB : Ajuster la profondeur du CT et le débit d'azote en fonction de la réaction du puits.

15. démarrage du puits, remonter le CT en surface, tout en pompant de l'azote à faible débit (10-15lpm).

16. Si le puits se maintient, le remettre sur collecte (avec une Duse adéquate). Et mettre en service le gaz lift (Aviser le service Essais et mesure).

17. Rig down, et sécuriser le puits, tout en laissant la plate-forme propre.

III.4.5 Composition des fluides :

Tableau III.4 : Composition des fluides

Eau traité	NH4CL	2%	Volume d'entrée m3:		54.0 m3	339.6 bbls
Additive	Description	Composition Per 1000 litre		Volume requise		
Eau	Eau fraiche	993	Liter	26348	liter	
NH4CL	Le sel	20	Kg	540	Kg	

Pilule de gel

Pilule de gel		Volume m3 d'entrée :		1.0 m3	6.3 bbls
Additive	Description	Composition Per 1000 litre		volume requise	
Eau	Eau fraiche	993	liter	993	Liter
NWG 06	L'agent gélifiant	6	Kg	6	Kg
KCL	Le sel	20	Kg	20	Kg

Nitrogène Liquide : 12 m³

III.4.6 Analyse des résultats :

Une augmentation de 2.76 m³/h a été observée après les interventions étudiées du puits OKN431. Cela a été fait en utilisant le Coiled Tubing, et à partir de là, nous concluons que l'opération est efficace.

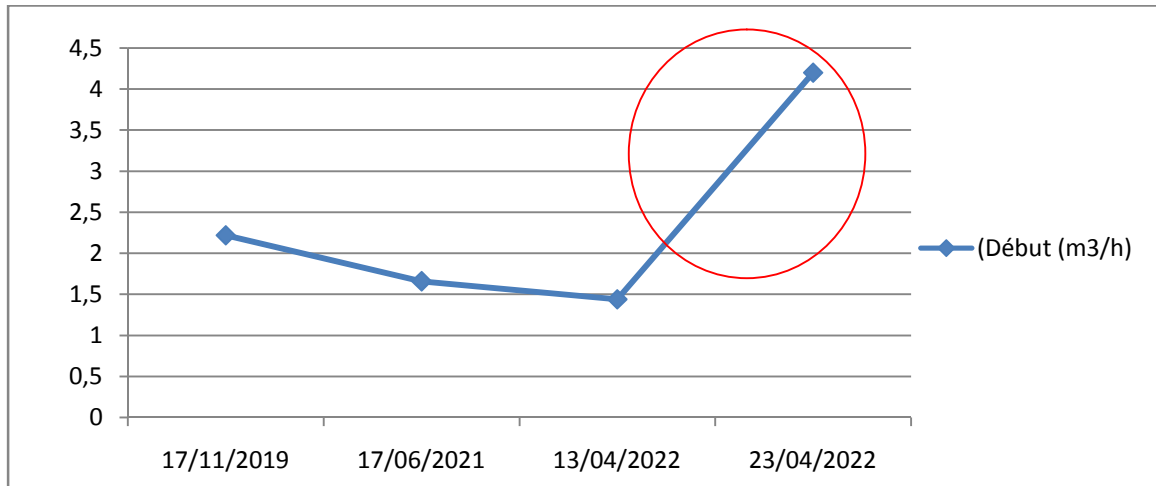


Figure III-4 : l'évaluation du débit de puits OKN431

N.B : le jour de l'opération est 13/04/2022.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu comment les moyens d'intervention dans le puits sont utilisés sur le terrain, et pas seulement comme équipement et on a vu que les moyens d'intervention servent de résoudre les problèmes liés à la production. Nous avons utilisé l'unité coiled tubing pour nettoyer et démarrer le puits et suivi le déroulement du processus de l'opération, qui a été réalisé de manière bien détaillée. Où la procédure s'est achevée avec des résultats satisfaisants. La production de puits est passée de 1.44 à 4 mètres cubes, et tout cela dans le respect des règles de sécurité pour les personnes et l'environnement.

Chapitre IV :

Etude de cas Groupement

TFT (puits TFTW 701)

Introduction

Tout au long de la vie du puits, des moyens d'intervention sont utilisés pour maintenir la continuité de sa production, et lorsque sa production s'arrête, il doit être abandonné selon les règles d'abandon aux autorités. Dans ce chapitre, nous allons étudier la procédure d'abandonner le puits TFTW 701 à l'aide des unités d'intervention coiled tubing, wire line et work over

IV.1 Deuxième cas puits TFTW 701(région TFT) :

Intervenir sur un puits pour l'abandonner ; après avoir foré le puits et fait plusieurs tentatives de démarrer le puits en production, et ils n'ont pas réussi, il a été décidé d'abandonner le puits, on utilise le work over, slick line et coiled tubing avec un programme bien détaillé de chaque intervention.

IV.2 Historique de champ :

Le gaz cap de Tin Fouyé Tabankort a été découvert en 1961 par le sondage de TFE-1. Le pétrole a été trouvé en 1965 avec le forage TFEZ. En 1996, une association entre Sonatrach, Total et Repsol a été créée pour l'exploration, le développement et l'exploitation du gaz cap ou gaz à condensat du bloc 238 à TFT.

Le développement du gaz cap a commencé depuis 1996 pour le forage de 82 puits de gaz et la construction de deux trains de traitement avec une capacité de 10 millions de Standard m³ chacun.

Le bloc 238 est en exploitation par l'association GTFT (Sonatrach-Total-Repsol) par un contrat de partage de production selon la loi 86-14 selon la Règle (51-49). Le bloc a été mis en production le 22 mars 1999, dont les dates et faits marquants sont consignés comme suite :

- Date d'entrée en vigueur 30 Juin 1996
- Durée du contrat 20 ans + 05 années prorogation
- Date de mise en production phase 1 : 18 Mars 1999
- Date de mise en production phase 2 (Boosting) : Mai -2010
- Date d'expiration du contrat 18 Mars 2019(prolongé au début de l'année 2019)
- Capacité de production Design 20 Million Sm³/J
- Taux de participation d'investissement entre Sonatrach-Total

Le gisement de gaz TFT se trouve au niveau du réservoir ordovicien avec un gisement de gaz humide très riche en condensat [9].

IV.2.1 Situation géographique :

Le périmètre Tin Fouyé Tabankort (TFT) couvre 1200 km dans la région du Tinrhert dans le Sahara algérien, dans la wilaya d'Illizi, Il est situé le long de la route nationale N3, à environ

1350 km au sud-est d'Alger, 380 km au sud-est d'Hassi Messaoud, et environ 200 km à l'ouest d'In Aménas, dans la commune de Bordj Omar Driss elle-même située à une centaine de kilomètres à l'ouest du périmètre, Cette zone est déjà développée pour l'exploitation des hydrocarbures, avec notamment le gisement de gaz de TFT, un réservoir de gaz présent dans des formations de grès ordoviciens, en production depuis avril 1999.

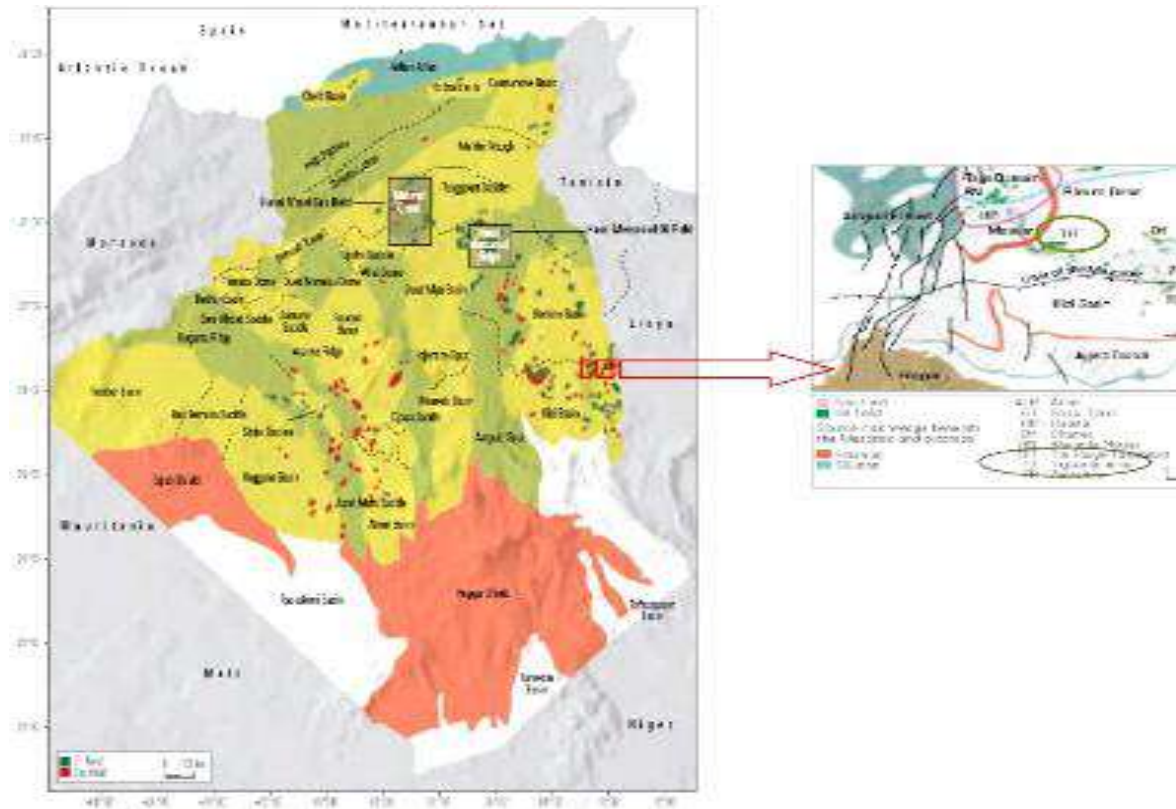


Figure IV.1 : Situation géographique du GTFT

IV.2.2 Développement et capacité du champ :

IV.2.1.1 Roche mère et genèse des hydrocarbures :

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate-forme saharienne, Cette source est représentée par les argiles noires, très riches en matière organique.

Dans le gisement de gaz TFT, la roche mère, représentée par les argiles du silurien, qui a généré les hydrocarbures de l'ordovicien, Elle joue aussi le rôle de roche couverture dont l'épaisseur varie de 170m à 200m.

IV.2.1.2 Description du réservoir

Le gisement de Tin Fouye Tabankourt fait partie d'un anticlinorium complexe d'extension régionale, comportant des structures alignées le long d'accidents majeurs, Le réservoir est recoupé par des failles d'orientation diverses qui délimitent des compartiments d'orientation subméridienne, Les rejets des accidents majeurs sont importants, Ces failles sont

généralement sub-verticales, de type normal et parfois inverse, Les formations rencontrées vont du PRECAMBRIEN au CRETACE avec le réservoir ORDOVICIEN, très fissuré et très hétérogènes, dont la couverture est assuré par une couche argileuse d'environ 2000m de puissance [10].

Le gisement de gaz TFT est un gisement avec un gas humide très riche en condensât,

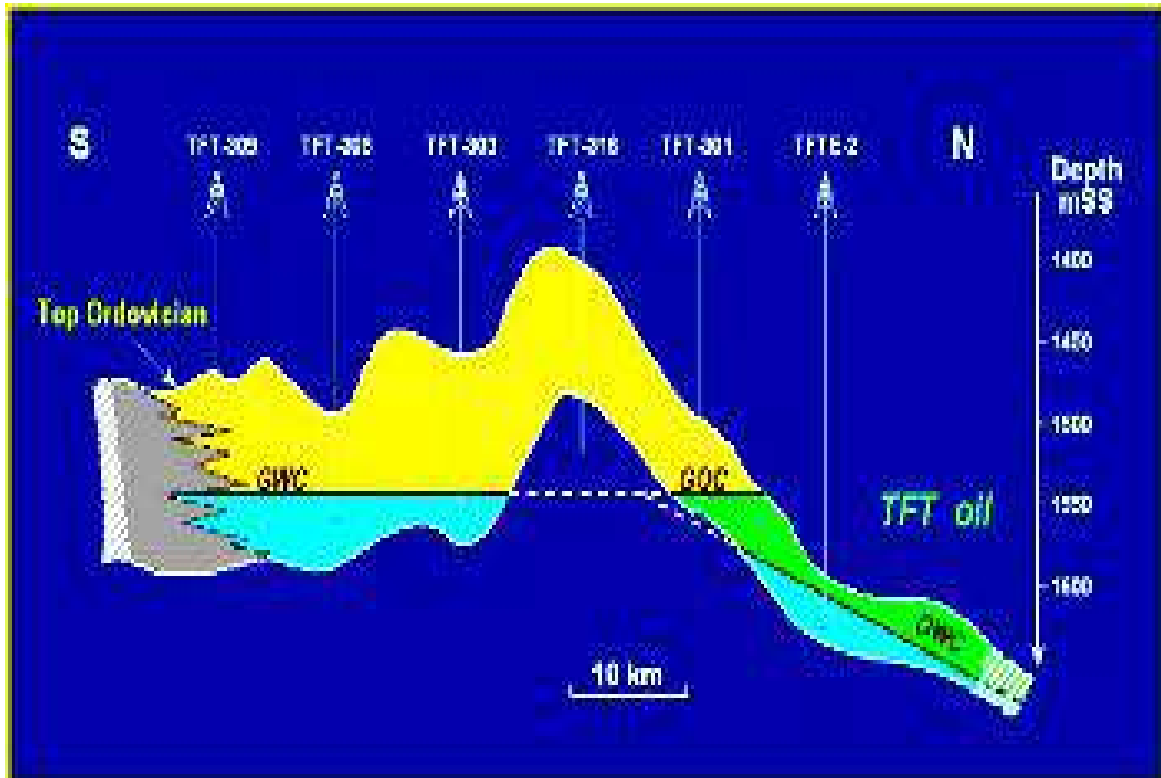


Figure IV.2 : coup de réservoir [11]

IV.2.1.3 Puits producteurs du gaz :

L'association GTFT dispose de 110 puits, dont 86 puits au niveau de la zone centre du réservoir et 21 puits au niveau de la zone Ouest. Actuellement que 71 puits qui sont en production reliés à l'unité de traitement par 7 trunk lines, et chaque trunk line regroupe un certain nombre de puits en fonction de la disposition et l'emplacement du puits.

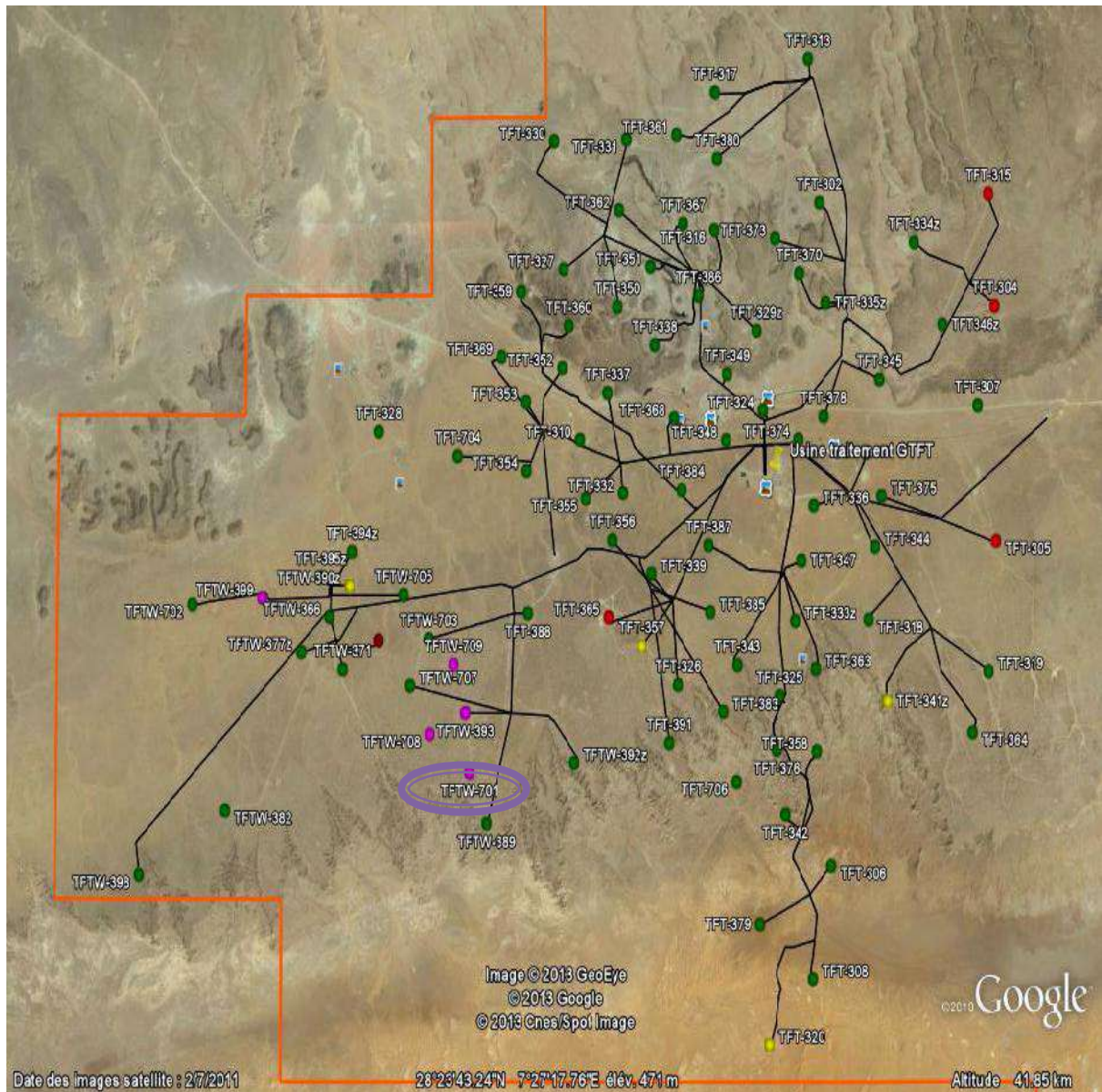


Figure IV.3 : Cartographie des puits producteurs du gaz de GTFT

IV.2.1.4 Forage et complétion des puits :

Les forages sur le champ de TFT ont été réalisés par ENAFOR dans la phase deux, la société de forage nationale algérienne, Ils sont réalisés au moyen d'un appareil de forage, opérant typiquement un à deux mois par point de forage, Sur le champ de TFT, les forages sont uniquement réalisés en utilisant des boues à base d'eau - ce qui permet de décharger les déblais de forage sur site dans une fosse, qui, une fois sèche, est remblayée sous la plateforme finale du puits, Les autres rejets environnementaux associés au forage sont principalement liés à la consommation de carburant des générateurs et des moteurs de la plateforme de forage, et au torchage d'hydrocarbures pendant les essais de puits.

Le forage d'un puits type dans la Région de GTFT est réalisé en général en trois (03) phases successives.

1 - Première phase

Forage en diamètre 17'' ½ de 0 à 150 m, descente d'un tubage de diamètre 13'' 3/8 cimenté jusqu'en surface.

2 - Deuxième phase dénommée aussi intermédiaire

Forage en diamètre 12'' ½ de 150 à 1400 m et descente d'un casing 9'' 5/8 cimenté en deux (02) étages jusqu'en surface.

3 - Troisième phase appelée aussi phase finale

Forage en 8'' ½ de 1400 à 2152 m et descente d'un tubage 7'' cimenté jusqu'à 950 m au-dessus du sabot 9'' 5/8.

Sur le périmètre GTFT, il existe 110 puits dont 104 puits sont sous la responsabilité directe et exploités par GTFT, 03 puits sous la responsabilité de SH_TFT/DP et 03 puits sans statut [10]

IV.3 Opération de Work over :

Dans le (2eme cas) ; intervenir un puits avec opération de work over pour Abandon définitif en obturant le puits avec 4 bouchons de ciment.

IV.3.1 Données générales :

➤ Coordonnées du puits :

UTM	Altitudes
X : 344 800,02	Z sol : 496,49m
Y : 3 135 049,98	Z table : 503,59 m

➤ Localisation :

Le puits TFTW 701 : est situé dans la partie ouest du Gas Cap du champ de TFT, il est distant de 1700m du puits TFTW 389 et de 1820m de TFTW 393.

➤ Objectif :

Abandon définitif en obturant le puits avec 4 bouchons de ciment : un 1^{er} bouchon en face des perfos, posé au coiled tubing, un 2^{eme} au-dessus du packer à 1911 m, un 3^{eme} à cheval du sabot 13 3/8'' et un dernier bouchon de surface. Une restauration de ciment de l'EA 9''5/8 x 13''3/8.

➤ Forage :

Forage : du 28/12/2006 au 31/01/2007

Durée : 35 jours

Appareil : ENF 14 (ENAFOR) Oil Well 840E

➤ **Production :**

Ce puits n'a jamais produit et ce malgré les différentes tentatives de stimulation. Recommandation de l'abandonner.

IV.3.2 Interventions sur le puits :

Fracturation hydraulique en Mars 2007. (Opération interrompue suite screen out), propagation de la fracture vers le bas (faible gradient de fracturation : 0,6 à 0,9 psi/ft), communication avec le plan d'eau, cette communication est confirmée par les puits du pattern. Le puits n'a pas démarré. WHP=38 bars.

Recommandation de perforations et fracturation hydraulique dans l'unité IV-3 et une partie de l'unité IV-2 (10m sous les perforations existantes), rejetée à cause de la mauvaise cimentation du Silurien.

Avril 2007 : Kick off à l'azote : Négatif.

Mai 2007 : Dégorgement.

Mai 2008 : Gradient de pression.

Décembre 2008 : Dégorgement.

Février 2013 : Pose d'un Plug RF. La pression en tête était de 135 bars.

Bouchon de Ciment Effectué par Coiled Tubing :

Le 12 Janvier 2016 le puits a été neutralisé et Un bouchon de ciment de 2.5 m³ a été posé et squeezé dans les perfs par BJSP. Le CTU a topé à la cote de 1957 m soit à 39m au-dessus des tops perfs.

IV.3.3 Règles d'abandon :

Il s'agit d'un abandon définitif d'un puits dont les caractéristiques du réservoir sont mauvaises, il est classé dans la catégorie 2 du décret 94-43 Chapitre VI Article 161 relatif à l'abandon des puits. La disposition des bouchons de ciment se fera comme suit :

✓ Pose d'un bouchon de ciment en face des perforations et squeeze. Après le squeeze il faut garder une hauteur de ciment au-dessus des perforations. Ce ciment doit être testé en compression et en pression.

✓ Pose d'un bouchon de ciment au-dessus du Packer de production pour renforcer l'isolation des perforations. Il faut noter que ces perforations ont subi une fracturation hydraulique, elles ont donc été fragilisées et de ce fait le ciment en face des perfos pourrait partir dans la formation.

✓ Pose d'un bouchon de ciment de 200m de hauteur à cheval au niveau du sabot du casing précédent (casing 13 3/8). Ainsi et avec le ciment présent dans l'entrefer 13 3/8 - 9 5/8 (les

résultats du CBL montrent une bonne qualité de ciment dans l'entre fer), il reconstitue la barrière de la série argileuse.

✓ Pose d'un bouchon de ciment de 500m de hauteur en surface. Ce Bouchon couvrira la partie supérieure du puits. Dans le cas où le ciment dans l'EA 9 5/8 – 13 3/8 n'est pas au jour, le tubage 9 5/8 sera coupé ou à défaut percé pour y balancer le ciment derrière. Ce bouchon constituera la barrière de protection des niveaux aquifères de surface.

✓ Pose d'une plaque d'identification du puits.

➤ **Remarque sur le programme d'abandonné :**

Le BC : N°1 pourra être posé avant même de remonter la complétion au moyen du coiled tubing si une unité est disponible. Mais dans ce cas il faut poser un autre bouchon au-dessus du Packer de production et le toper. L'autre option c'est de remonter la complétion et fraiser le packer puis poser un bouchon de ciment de façon à couvrir 100m au minimum au-dessus des perforations.

IV.3.4 Programme d'abandon :

IV.3.4.1 Préparation du puits avant l'arrivée du Rig

➤ **Equipements Nécessaires**

- Unité Slick-line. Société Schlumberger.
- Perforateur pour tubing 41/2''. Société Schlumberger.
- Unité de cimentation et pompage. Société BJSP.
- Unité Coiled Tubing. Société BJSP [13].
- Camion-citerne eau. Société BJSP [13].
- Eau Douce. Société BJSP.
- Saumure d : 1. 03. Société AVA.

IV.3.4.2 Opération de Neutralisation Et Pose du Premier Bouchon (BC N°1) :

➤ **Déroulement Des Operations**

Remarque : Un plug a été posé en date du 12 / 02 / 2013.

- Safety meeting.
- Retire le plug RF.
- Descendre avec le coiled tubing 13/4'' à 2050 m (plus bas que les perfos.).
- Circuler 1,5 le volume intérieur puits avec de l'eau douce et s'assurer que le fluide est homogène.
- Fermer le BOP du coiled tubing et réaliser un test d'injectivité des perfos.
- Safety meeting.

- Placer un bouchon de ciment de 2 m³ d : 1,90 en face des perfos (Le volume de ciment sera calculé en fonction du test d'injectivité (si les perfos absorbent il faut augmenter ce volume).
- Remonter le CTU à 1900 m et circuler un Bottom up pour nettoyer le CTU. Essayer de squeezer. Laisser une garde de ciment de 50 m minimum au-dessus des perfos.
- Observer un temps de prise de ciment de 12h.
- Toper le ciment et le tester en pression à 1000 psi.
- (Surveiller les pressions des EA1 et EA2 pour voir s'il y a communication)
- Remonter le CTU au jour.
- Placer la BPV.
- Démobiliser le CTU.

➤ **Perforation du tubing 4 1/2'', mise en place du fluide de complétion.**

Après avoir fait une lecture sur les Manomètres. S'il s'avère que le puits est stable, on doit procéder chronologiquement de la manière suivante :

- Safety meeting.
- Fabrication fluide de complétion saumure d=1.03
- Connexion de la tête de puits avec l'unité de pompage avec chiksans
- Retrait de la BPV
- Test du circuit de pompage a 5000 Psi pendant 15 minutes
- Installation des équipements Slick-line pour début opération de punching.
- Descente outil Perforateur
- Ajustage du perforateur à la cote de 1.5 m au-dessus du Nipple R
- Ouvrir toutes les vannes du circuit de retour du fluide de complétion vers Bourbier (vanne latérale 21/16'' de la Tubing Head + choke manifold)
- Gonfler ou mettre en pression l'intérieur tubing 4 1/2'' 13.50 # NV à 10 bar (Cette delta P évitera au train Slick-line de ne pas être éjecté sous l'effet du Perforation et sera un bon indice pour nous indiquer que le Perforation a été réalisée car il y aura un back flow de l'intérieur tubing vers l'annulaire 4 1/2'' x 9 5/8''.)
- Procéder à l'opération de perforation du tubing
- Apres fin de l'opération
- Remonter perforateur en surface
- Démontage SAS Slick-line et remise en place du bonnet du top cap.
- Test des perfos par injection direct tubing retour par sortie latérale tubing Head si OK

- Procéder à la mise en place du fluide de Workover (saumure d : 1,03) par pompage direct (intérieur tubing) par la vanne latérale de l'arbre de Noël et retour d'eau douce par la sortie latérale de la Tubing Head vers le bournier.
- S'assurer que le volume Total du puits a été circulé
- Arrêt du pompage
- Mise en place de la BPV.
- Fermeture de toutes les vannes de la tête de puits.
- Démontage des équipements pompage
- Le puits reste en observation et contrôle jusqu'à l'arrivée de l'appareil.

➤ **Etat du puits avant l'arrivée du Rig.**

- WHP: 00 BAR
- PEA N°1:00 PSI
- PEA N°2:00 PSI
- Bouchon de ciment en face des perfos
- Ciment squeeze à l'intérieur des perfos
- Tubing 4 1/2" 13.50# New Vam Peforé (puncher)
- Communication entre tubing 4 1/2 et casing 7" 29# N80 New Vam
- Tubing 4 1/2" + espace annulaire tubing 4 1/2 et 7" sous fluide de complétion Saumure d=1.03sg
- BPV en Place au niveau de la tubing hanger

IV.3.4.3 Préparation de la tête de puits pour Montage du Rig :

- Safety meeting
- Vérification de toutes les pressions,
- Si le puits est stable et toutes les pressions à zéro, on commence à débrider à partir de la deuxième vanne maitresse tout équipement récupéré est réintégré sur base GTFT.
- Ouvrir la première vanne maitresse.
- Retrait BPV et mise en place Two Way Check Valve (TWCV).
- Montage du Rig (substructure) sur puits.
- Démontage de la 1ère vanne maitresse
- Démontage de l'adaptateur 11" 5K x 4 1/2" 5K
- Vérification du filetage 4 1/2" New vam de la tubing hanger.
- Ouvrir les pointeaux de la Tubing Head.

- Procédera l'empilage des BOP: Blind rams + pipe rams +Mud cross + Annular preventer 11''x 5000.
- Raccordement du circuit well control.
- Faire un essai fonctionnel des BOP pour s'assurer que tous les raccords des conduites d'huile sont corrects.
- Remplir les bacs à eau.
- Procéder au Rig acceptante.
- Si l'opération du Rig acceptante est positive et qu'aucune réserve n'est ouvert.

IV.3.4.4 Début des opérations avec le Rig et remontée de la complétion

➤ Test Des BOP

- Mise en Place du Stack BOP
- Descente tubing de manutention 4 1/2'' 13.50# New Vam et le visser sur l'olive (tubing Hanger).
- Fermeture pipe rams sur tubing 4 1/2'' 13.50# NV pour un temps de 15 minute,
- Ouverture des vannes : HCR + Gate valve + toutes les vannes du manifold et le porte duse en position ouverte à l'exception des vannes donnant sur la chambre de décompression ; celles-ci doivent être fermées (pression de service de la chambre de décompression : 3000 Psi.)
- Test pipe rams à 5000 psi Marquer une observation de 15 mn, si c'est bon, on purge la ligne de test et ouvrir le pipe rams.
- Test de l'obturateur à membrane ; fermeture sur tubing de manoeuvre 4 1/2'' 13.50# NV et on monte en pression par paliers jusqu'à 1500 Psi. Observation de 15 mn, si c'est bon, on purge et on ouvre l'obturateur à membrane.
- Vérification des commandes du panel du plancher.
- Si tous les tests des BOP sont positifs continuer.

IV.3.4.5 Dé-ancrage de la Tubing Hanger et Dévissage du RatchLatch :

➤ Equipements Nécessaires

- Clé Automatique. Société AIFG.
- Lay Down Machine. Société AIFG.
- Unité Slick-line. Société Haliburton (contingence)
- Unité Wire-line Equipée D'outils de coupe. Société Schlumberger (contingence)
- Joint de manoeuvre 4 1/2'' NV Pin x Box. Société GTFT
- Cales plus grip pour tubing 4 1/2'' 13Cr. Société AIFG

➤ **Déroulement Des Operations**

- Safety meeting.
- Décollage de l'olive.
- Dévissage du ratchlatch, Remettre la garniture au point neutre et appliqué progressivement un couple à droite pour dévisser le ratchlatch 12 à 15 tours.
- Tenir compte de la compression sur le tubing 4 ½'' 13.50# NV 10 Ton.
- Calcul du point neutre : Poids apparent du tubing + 2 ou 3 tonnes over pull.
- Si le désencrage est positif, remonter l'olive à un 1 mètre de la table.
- Poser le train de tubing sur slip dévisser le tube de manœuvre 4 ½'' + l'olive, et récupérer la TWCV visser un manchon 4''1/2 sur le premier tubing + la vanne de circulation (4 ½'' New VAM x Weco + vanne 2 '' Hammer).
- Montage de la ligne de circulation et test de cette dernière à 5000 Psi. Fermeture pipe rams sur tubing 4 ½'' 13.50# N80 New Vam.
- Circuler à travers la Duse 2 fois le volume du puits pour homogénéiser le fluide et s'assurer qu'il n'y a plus de gaz.
- Marquer un temps d'observation de 30 mn si le puits est stable.
- Commencer la remontée du tubing 4 ½'' 13.50# NV en remplissant le puits en utilisant le trip tank, une trip sheet doit être remplie par le driller au fur et à mesure qu'il remonte.

Cas de désencrage mécanique du RatchLatch Négatif (contingence) :

- Safety meeting.
- Descendre au Slick-line un Gauge Cutter a travers du 4 ½" 13.50# N80 New Vam tubing jusqu'au top du Nipple R.
- Descente du Chemical Cutter SCHLUMBERGER avec CCL, coupe du tubing 4 1/2" 13.50# NV à 2 mètres au-dessus du RNipple, contrôler le poids au crochet.
- Apres fin de coupe.
- Circuler avec le fluide de work-over deux fois le volume du puits sous Choke Manifold (duse complètement ouverte) en contrôlant si le puits est stable (pertes ou gain).
- Conditionner le fluide de work-over si nécessaire pour avoir une densité homogène à 1.03 sg.
- Remontée de la complétion comme ci-dessus.

Remarque :

- ✓ Tous les tubings remontés doivent être protégés par des protecteurs mâles et femelles.

✓ La manutention des tubings doit être faite avec des équipements conçus pour le 13% Cr (cales+Grip).

✓ Dégerbage par Lay down machine.

IV.3.4.6 Pose bouchon de ciment (BC N°2) :

- Cote de pose du bouchon de ciment : 1911 m (Cote Packer).
- Capacité du CSG 7'' : 19,38 l / m.
- Capacité des DP 3 ½'' : 3,82 l / m.
- Volume acier des DP 3 ½'' : 2,79 l / m.
- Volume du Bouchon de Ciment (d : 1,90) : 2,5 m³.
- Volume spacer (queue)

➤ **Equipements Nécessaires**

- Scraper 7''. Société Schlumberger.
- Unit de pompage de ciment. Société BJSP.
- Bach Mixer. Société BJSP.
- Fluide de complétion. Société AVA.
- Outil 6'' Tricône. Société GTFT.

➤ **Déroulement Des Operations**

- Safety meeting.
- Test des BOP utiliser le tester cup.
- Test pipe rams à 5000 psi Marquer une observation de 15 mn, si c'est bon, on purge la ligne de test et ouvrir le pipe rams.
- Test de l'obturateur à membrane ; fermeture sur Drill pipe de manœuvre 3 ½'' et on monte en pression par paliers jusqu'à 1500 Psi. Observation de 15 mn, si c'est bon, on purge et on ouvre l'obturateur à membrane
- Descendre Scraper 7'', 29 lbs/ft et Scraper jusqu'à 1911 m avec 06 DC 4 ¾'' + DP 3 ½'' (Scraper en deux passes les derniers cent mètres : de 1811 m à 1911m).
- Remonter Scraper 7'' au jour.
- Descendre avec DP 3½'' open end jusqu'au top du packer théorique (1911m).
- Circuler un Botton up (volume annulaire 7''X DP 3''1/2) au minimum et s'assurer qu'il n'y a plus de gaz dans le puits.
- Pomper un bouchon laveur
- Pomper 2,5 m³ de laitier de ciment d : 1,90. Selon programme établi par BJSP
- Pomper spacer (d'équilibre).

- Chasser à l'équilibre selon le programme BJSP

Remarque : Attendre au moins 24 heures pour toper bouchon de ciment (BJSP programme)

- Remonter des DP 3½'' sur 100 m ; à la cote : 1782 m. Fermeture sur tiges (Pipe Rams)
- Circulation en inverse avec un débit stable de 500 l/mn, continuer à circuler en inverse le volume intérieur des tiges pour évacuation des bouchons et l'excédent de ciment.
- Remonter les DP 3½'' nues au jour.

➤ **Test de la consistance du Bouchon de ciment en poids et en pression**

- Descendre avec un outil 6'' Tricône à 3 m du top théorique du bouchon de ciment 1782 m, Circuler pour s'assurer que l'outil 6'' Tricônes n'est pas bouché (probabilité d'avoir raclé du ciment pendant la descente.
- Descendre pour toper le ciment à 1782 m en circulation avec un débit réduit (toper après de 24 heures du travail de pompage de ciment)
- Tester la consistance du Bouchon de ciment à 5 tonnes de poids
- Tester a 1000 psi de pression (fermeture sur tige et pompage à 1000 PSI).
- Surveiller la pression de l'EA : 9 5/8'' x 13 3/8'' s'il n'y a pas communication.
- Pomper 04 m3 de fluide de complétion traité à l'anticorrosif (volume piégé entre les bouchons BC2 et BC3.
- Remonter outil 6'' Tricône au jour.

IV.3.4.7 Pose bouchon de ciment (BC N°3) :

- Cote de pose du bouchon de ciment : 1478 m.
- Capacité CSG 9 5/8'' : 38,19 l / m. [12]
- Capacité DP 3½'' : 3,82 l m. [12]
- Volume acier DP 3½'' : 2,79 l / m.
- Volume laitier de ciment (d : 1,90) : 8 m3
- Volume Bouchon Visqueux
- Volume spacer (queue).

➤ **Equipements Nécessaires**

- Scraper 9''5/8. Société Schlumberger.
- Unit de pompage de ciment. Société BJSP.
- Bach Mixer. Société BJSP.
- Produit Pour Bouchon Hi-Vis. Société AVA
- Fluide de complétion. Société AVA

- Outil 6'' Tricône. Société GTFT

➤ **Déroulement Des Operations**

- Safety meeting.
- Descendre Scraper 95/8'', 47 lbs/ft à 1478 m (Scraper en deux passes les derniers 200 m : de 1257m à 1478 m).
- Remonter Scraper.
- Descendre avec DP 3½'' à la cote 1580 m cote pour la pose du Bouchon visqueux
- Pomper un bouchon visqueux traité avec un agent anti corrosif de 100 m de hauteur (ce bouchon doit être gélifié avec des gels qui ne casseront pas en statique et qui empêchera le bouchon de migrer par gravité).
- Remonter les DP 3 ½'' à 1478 m (cote du Troisième bouchon), ce bouchon est positionné à cheval du sabot du casing 13 3/8'' 64# K 55 BTC à l'intérieur du 9 5/8'' 47# N80 HSC.
- Pomper Bouchon laveur selon Programme BJSP.
- Pomper 8 m3 de laitier de ciment d : 1,90, selon programme BJSP.
- Chasser à l'équilibre avec de l'eau selon programme BJSP

Remarque : Attendre au moins 24 heures pour toper bouchon de ciment (BJSP programme)

- Remonter tiges nues à 1257 m. Fermeture sur tiges (pipe rams)
- Circuler en inverse avec un débit stable de 500 l / mn pour évacuer l'excédent de ciment plus le bouchon
- Remonter les tiges au jour et dégerber l'excédent

➤ **Test de la consistance du Bouchon de ciment en poids et en pression**

- Descendre un outil 6'' jusqu'au top théorique 1269 m, rester à 3 m au-dessus de ce top. (Toper après de 24 heures du travail de pompage de ciment)
- Tester la consistance du Bouchon de ciment à 5 tonnes de poids
- Tester a 1000 psi de pression (fermeture sur tige et pompage à 1000 PSI).
- Surveiller l'EA 9 5/8'' x 13 3/8'' s'il n'y a pas de communication.
- Remonter outil 6'' au jour.

IV.3.4.8 Restauration de la cimentation du casing 9''5/8'' :

➤ **Equipements Nécessaires**

- Scraper 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Bridge plug 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Setting Tool Pour Bridge plug 9 5/8''. Société Schlumberger.

- Section Mill 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Scraper Magnet 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Cément Retainer 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Setting Tool Pour Cement Retainer 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Stinger pour Cément Retainer 9 5/8''. Société Schlumberger.
- Unit de pompage de ciment. Société BJSP.
- Bach Mixer. Société BJSP.
- Fluide de complétion saumure d=1.03sg. Société AVA

➤ **Déroulement Des Operations**

- Safety meeting.
- Descendre Scraper 9 5/8'' jusqu'à 930 m (Scraper en deux passes de 920 m à 930m).
- Pose d'un bridge plug 9 5/8'' à 10 m plus Haut que le top théorique du ciment 940 m dans l'annulaire 9 5/8'' X 13 3/8'', La pose d'un bridge plug évitera la contamination du ciment.
- On ouvre une fenêtre dans le casing 9 5/8'' au moyen d'un section Mill 9 5/8'' par fraisage systématique de 930+/- 0.5 m.
- Remonter le section Mill au jour.
- Descendre un Scraper Magnet 8 1/8'' à travers la fenêtre pour récupérer la ferraille générée par le fraisage.
- Remonter Scraper Magnet au jour.
- Descendre les DP 3 1/2'' nues à la cote de la fenêtre 930 m.
- Fermer le pipe rams et circuler l'EA 9 5/8'' x 13 5/8'' à travers le choc manifold (l'utilisation du dégazeur sera conditionnée par le pourcentage de gaz.), circuler jusqu'à avoir au retour un fluide homogène.
- Remonter les DP 3 1/2'' au jour.
- Pose d'un Cément Retainer 9 5/8'' à 920 m soit à 10 m plus haut que la cote de la fenêtre 930 m.
- Descendre le Stinger 9 5/8'' avec les DP 3 1/2'' utilisation de la tête de cimentation est recommandée.
- Ancrer le Stinger dans le Cément Retainer et circuler deux cycles à travers l'EA 9 5/8'' x 13 3/8'' (Bien surveiller l'AE 9 5/8'' x DP 3 1/2'' ; s'il y a retour c'est que la connexion Stinger /Cément Retainer est défailante, il faut remonter et changer les chevron-seals du Stinger ou le changer carrément car l'opérateur doit avoir dans son coffret des spare parts parmi lesquels se trouvent les chevrons-seals du Stinger).

- Pomper le laitier de ciment d =1,90 jusqu'à avoir le retour en surface par la sortie 2 1/16'' de l'EA 9 5/8'' x 13 3/8''.
- Fermer l'EA 9 5/8'' x 13 3/8''.
- Procéder au squeeze du ciment par hésitation jusqu'à ce que la remontée de pression devienne instantanée (ne pas dépasser 1000 psi : pression de test de l'annulaire).
- Désancrer le Stinger, dégager 1 m et voir ; s'il y a un back flow cela signifie que le flapper du Cément Retainer ne s'est pas refermé, dans ce cas fermer sur tiges (pipe rams) , estimer le gain de retour dans le bac à boue , pomper le volume de gain ou légèrement supérieur , fermer au niveau de la tête de cimentation sans purger la pression afin de contrecarrer la pression hydrostatique de l'EA 9 5/8x13 3/8'' , pendant l'attente prise de ciment cette pression en tête des DP 3 1/2'' décroitra au fur et à mesure que le ciment prendra jusqu'à ce qu'elle deviennent nulle. Si c'est bon, fermer le pipe rams et circuler en inverse pour nettoyer l'intérieur des DP 3 1/2''.
- Remonter Stinger au jour.

NB : Appliquer la Procédure proposée par BJSP pour les deux cas si la formation absorbe et dans Le Cas Négatif.

IV.3.4.9 Pose bouchon de ciment (BC N°4) de Surface :

➤ Equipements Nécessaires

- Unité de pompage de ciment. Société BJSP [13].
- Bach Mixer. Société BJSP.
- Fluide Visqueux et Agent anticorrosif. Société AVA.
- Outil 6'' Tricône. Société GTFT.

➤ Déroulement Des Operations

1ere Etape

- Safety meeting.
- Descente DP 3 1/2'' nues au top du Cément Retainer soit à 920 m.
- Pomper un bouchon de 15 m3 de fluide additionné avec un agent anticorrosif.
- Remonter les tiges à la cote 528 m.
- Pomper un bouchon visqueux traité avec un agent anti corrosif de 100 m de hauteur (ce bouchon doit être gélifié avec des gels qui ne casseront pas en statique et qui empêchera le bouchon de migrer par gravité).
- Remonter tiges DP 3 1/2'' à 434 m
- Pomper Bouchon laveur

- Pomper 8 m³ de laitier d : 1,90 accéléré au CaCl₂.
- Chasser à l'équilibre selon BJSP Programme [13].

Remarque : Attendre au moins 24 heures pour toper bouchon le ciment (BJSP programme)

- Remonter des DP3 ½'' nues à 224 m.
- Circuler en inverse pour nettoyer l'intérieur des tiges.
- Remonter des tiges au jour.
- **Test de la consistance du Bouchon de ciment en poids et en pression**
- Descendre un outil 8 1/2'' Tricône, rester à 3 m du top ciment, circuler pour s'assurer que l'outil n'est bouché (toper après de 24 heures du travail de pompage de ciment).
- Tester la consistance du ciment à 5 tonnes en circulation a débit réduit.
- Fermer sur tiges et tester le ciment à 700 psi tout en surveillant l'évolution des pressions dans l'EA 95/8'' x 13 5/8''.
- Remonter outil au jour.

2eme Etape

- Descendre les tiges nues jusqu'au top du bouchon de ciment soit à 224 m
- Pomper 7 m³ de ciment à l'équilibre d : 1,03 selon programme BJSP.
- Remonter DP 3 ½'' au jour.
- Dégerbage garniture dans le mouse Hole.

IV.3.4.10 Restauration du ciment de l'espace annulaire 13 3/8'' x 18 5/8'' à partir de la surface

➤ **Equipements Nécessaires**

- Unit de pompage de ciment. Société BJSP
- Bach Mixer. Société BJSP

➤ **Déroulement Des Operations**

- Safety meeting.
- Connecter l'unité de cimentation sur la vanne 2''1/16 latérale casing Head
- Tester en pression l'espace annulaire 133/8'' 68# K55 BTC x 18 5/8'' 87.5 # K55 BTC à 50psi pour 15 minutes [12].
- S'il y a absorption injecter du ciment par annulaire.
- Démontage des équipements de surface.
- Démontage des BOP.
- Démontage du spool 13 3/8'' 3k x 11 5k.

- Couper la partie du casing 9 5/8'' qui dépasse la bride 13 3/8''.
- Placer une bride pleine contre celle-ci.
- Marquer (poinçonnage) le nom du puits sur cette plaque.
- Placer un panneau près de la cave avec le nom du puits.
- Nettoyage cave et ses abords.
- Démontage Rig.
- DTM sur TFTW 708.

Conclusion :

Nous avons vu dans ce chapitre un enchaînement d'un processus important dans la vie du puits, qui est son abandon, qui a été réalisé à l'aide des moyens d'intervention principales dans le puits, selon une méthode de travail détaillée et étudiée avec un matériel inspecté et personnel qualifiés, avec le respect de toutes les règles de sécurité pour les personnes et l'environnement, L'opération s'est déroulée dans de bonnes conditions et a atteint ses objectifs.



Conclusion générale

Les interventions sur les puits sont plus importantes à cause de résoudre de toutes les problèmes qui arrête la production soit à côté de défaillance des équipements ou de maintenir le puits contre les obstacles au cours de production selon les paramètres mesurer soit au fond ou dans la surface.

Le travail au câble est la descende d'un câble d'acier composer un train ce train est différents selon l'opération donc chaque opération caractériser avec un train spécifique, les interventions lourdes sur les puits et plus importants que les autres puits que résoudre des problèmes major chaque intervention lourde est efficace que l'autre selon les outils utiliser et l'effet contre les problèmes.

Dans la première étude de cas au puits OKN 431, nous avons utilisé l'unité d'intervention coiled tubing pour résoudre les problèmes de sel et colmatage de la perforation avec une procédure d'opération bien définis et le débit de puits avant l'intervention était de 1.44 m³/h et après l'intervention 4m³/h.

Dans le deuxième cas d'étude sur le puits TFTW701, l'intervention a été un abandon définitif de puits parce que ce puits n'a jamais été produit malgré diverses tentatives de stimulation recommandation de l'abandonner fermant le puits avec quatre bouchons de ciment et la restauration des ciments des phases 9 5/8'' et 13 3/8'' jusqu'au surface avec des unités d'intervention work over, coiled tubing et wire line en respectant les règlements de l'abandon des autorités.

Les deux opérations ont été réussies malgré les nombreuses interventions lors de celles-ci, et cela est dû à l'expérience des superviseurs et opérateurs et à leur respect de la méthode et procédure de déroulement de chaque étape de travail et le respect des règles de sécurité et d'environnement

Toutes les interventions précédentes sont utilisées dans les puits soit gas ou pétrole selon les types et le but de l'opération dans toute la durée de production des puits et aussi lorsque sa production s'arrête, cas de l'abandon

En fin les interventions sur les puits producteurs ou mort peuvent résoudre plusieurs problèmes dans les puits mais le développement du mécanisme utilisé dans les interventions crée une hausse des prix et frais.




Bibliographique

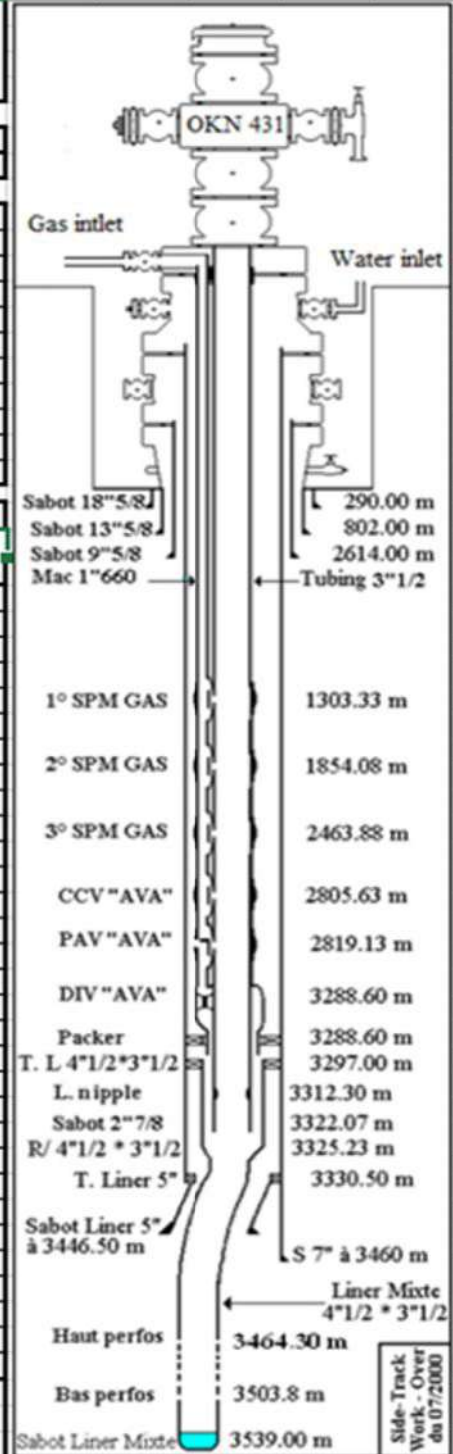
- [1] Denis Perrin. – Technique d’exploitation pétrolière la production fond, Edition Technique (1995). (Page 267-318)
- [2] Drilling& Production Engineering (Well intervention), institut Algerian de pétrole (Mai 2016). (Page 1-66)
- [3] Généralité sur Coiled tubing, mémoire de master. (Page 100-120)
- [4] Généralités sur le work over, EniCorporate University. (Page 1-15)
- [6] Généralité sur les intervention sur des puits mémoire de master.2017/2018
- [7] Généralité sur wire line , mémoire de master. (Page 39-40)
- [8] Rapport de formation a haoud berkaoui 2011/2012 [9] Robert F. Mitchell, – Petroleum Engineering Handbook Drilling Engineering(Coiled-Tubing Well Intervention and Drilling Operations Alex Sas-Jaworsky, II, SASIndustries Inc., Curtis Blount, Conoco-Phillips, and Steve M. Tipton, U. of Tulsa),Edition technique (2006). (Page 25-70) [10] Slick line training Manuel, Schlumberger (Novembre 2003). (Page 9-50)
- [9] Archive de groupement Tin Fouyé Tabankort
- [10] Document de département engineering de production
- [11] Document et donnés de département exploitation
- [12] Formulaire de producteur
- [13] Document de BJSP et de Schlumberger (société de service)



Les Annexe

Fiche technique du puits OKN-431 1362252589

	ONATRAC Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section:	<h1 style="margin: 0;">OKN 431</h1>			
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Tête de puits FMC série 5000 psi					
Designation	Const.	Type	Dimension	Observ	
Top cap		ACME	3" 1/8		
Vanne de curage			3" 1/8		
Bride Filtrée			3" 1/8		
2 Vannes latérales			3" 1/8		
Porte Duse			3" 1/8		
Croix			3" 1/8 x 3" 1/8		
2 Vannes Maîtresses			3" 1/8		
Adapteur			9" x 3" 1/8 x 1" 6/60		
Vannes Injection Gas			2" 1/16		
Tubing Head			11" x 9" x 5000		
2 Vannes latérales (2" LP + water inlet)			2" 1/16		
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Const.	Type	Long (m)	Cl/pond-m	Cl/ Elec-m
HTR			7,41	7,41	
Olive de suspension	FMC	Monoblo	0,29	7,70	
1 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	9,42	17,12	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	N80	0,98	18,10	
1 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	9,42	27,52	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	0,98	28,50	
133 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	1276,41	1304,91	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	N80	3,96	1308,87	
1ère SPM gaz	AVA	Gas-lift	3,05	1311,92	1303,33
14 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	N80	134,41	1446,33	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	6,00	1452,33	
42 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	403,32	1855,65	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	3,97	1859,62	
2ème SPM gaz	AVA	Gas-lift	3,05	1862,67	1854,08
63 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	604,79	2467,46	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	1,96	2469,42	
3ème SPM gaz	AVA	Gas-lift	3,05	2472,47	2463,88
35 Tbg 3" 1/2 N Vam	Sumita	9,20 #	335,48	2807,95	
Réduction			0,14	2808,09	2799,95
1 Pp joint 2" 7/8 N Vam	Sumita	6,40 #	3,05	2811,14	
CCV	AVA	Gas-lift	3,08	2814,22	2805,63
1 Tubing 3" 1/2 N Vam	Sumita	N80	9,61	2823,83	
PAV	AVA	Accès	3,89	2827,72	2819,13
48 Tbg 2" 4/8 N Vam	Sumita	6,40 #	462,12	3289,84	
1 Pp joint 3" 1/2 N Vam	Sumita	6,40 #	3,05	3292,89	
DIV (Top Packer)	AVA	Injeau	4,30	3297,19	3288,60
Locator Seal Unit	AVA	LSU	4,18	3301,37	
2 Tbg 2" 7/8 N Vam	Sumita	6,40 #	19,23	3320,60	
Nipple 2" 7/8 N Va	OTIS	" X"	0,29	3320,89	3312,30
1 Tbg 2" 7/8 N Vam	Sumita	6,40 #	9,62	3330,51	
Sabot 2" 7/8 N Va			0,15	3330,66	3322,07
PERFORATIONS - (m)					
3464,30	@	3468,30	m =	4,00	
3473,00	@	3476,00	m =	3,00	
3481,50	@	3483,70	m =	2,20	
3486,50	@	3487,50	m =	1,00	
3495,30	@	3496,30	m =	1,00	
3499,40	@	3503,80	m =	4,40	
Soit au total :				11,20	m



Gas inlet

Water inlet

Sabot 18" 5/8

Sabot 13" 5/8

Sabot 9" 5/8

Mac 1" 6/60

Tubing 3" 1/2

1° SPM GAS 1303.33 m

2° SPM GAS 1854.08 m

3° SPM GAS 2463.88 m

CCV "AVA" 2805.63 m

PAV "AVA" 2819.13 m

DIV "AVA" 3288.60 m

Packer 3288.60 m

T. L. 4" 1/2 * 3" 1/2 3297.00 m

L. nipple 3312.30 m

Sabot 2" 7/8 3322.07 m

R/ 4" 1/2 * 3" 1/2 3325.23 m

T. Liner 5" 3330.50 m

Sabot Liner 5" à 3446.50 m

S 7" à 3460 m

Liner Mixte 4" 1/2 * 3" 1/2

Haut perfos 3464.30 m

Bas perfos 3503.8 m

Sabot Liner Mixte 3539.00 m

Side-Track Work - Over du 07/2000

Complétion réalisée le : 10/ 10/ 1989	réalisée par HAMOUCHE Work - Over le 18/ 07/ 2000
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil ENF 4.& sont des côtes SPE	

Diagramme de puits tft-701

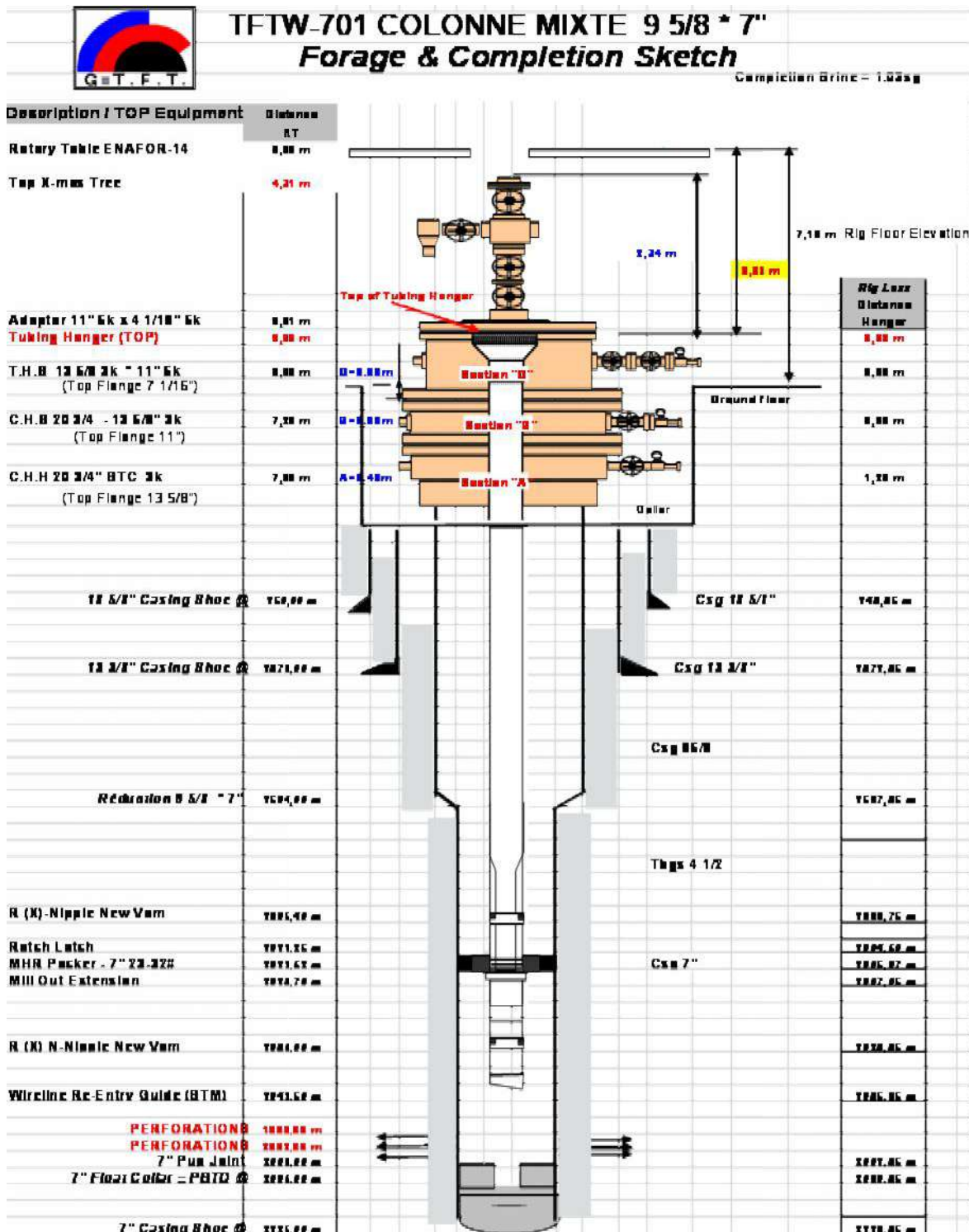
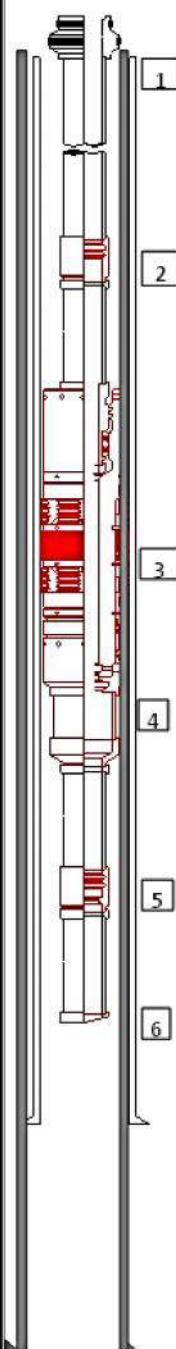


Diagramme de complétion puits TFT-701 :



TFT-ALGERIA
WELL: TFTw 701

January 28 th, 2007
Company representative: k.Bendahmane, A.Chouiah
Halliburton Rep. Lazhar Djeflal, S Smadhi
Casing: 7", 29#, N80, New Vam/ Top vam
Tubing: 4 1/2" 13,5 #, N80 New Vam 13%Cr
Horizontal Kick-off point: N/A
TUBING SET WITH 12 TONS OF COMPRESSION.
PACKER (MID-ELEMENT) SET @ 1924 m

HALLIBURTON

Rig: Enafor 14
Compression on packer 10 tons
Completion fluid: 1.03 kg/l(H₂O+inhibitor).
RATCH LATCH RIGHT HAND TURN TO
RELEASE (15 TURNS AT SURFACE)
7" Casing shoe @ 2125 m

ITEM	DESCRIPTION	LD.	O.D.	LENGTH	DEPTH
		[inch]	[inch]	[m]	[m]
	Note: All depths are from RKB !				
	ELEVATION			6,500	0,000
1	Tubing Hanger FMC type TC-1A (Distance to tie down bolts) Assy :6265518153 F371132.5 4 1/2", 13,5#, N/V, L-80 13 CR, Pup Joint	3,985	10,820	0,535	6,500
		3,920	4,500	1,962	7,035
	Total length adjusted for 0.8 for compression			-0,697	8,997
	Total length adjusted Elongation			0,000	8,300
	TBG 4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Joint #4 to Joint 204	3,920	4,862	1884,140	8,300
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	2,965	1892,440
2	3,688" R Nipple 13,5#, N/V 13 CR P/N : 101023669 / 11R36840 ; SN : 1371502	3,688	4,980	0,359	1895,405
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	2,965	1895,804
	TBG 4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Joint #3	3,920	4,862	9,440	1898,769
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	3,041	1908,209
	Ratch Latch P/N : 101275088 / 213RLN7042-F ; SN : 1483814	3,881	5,290	0,573	1911,250
3	MHR Packer, 7" 23 - 32#, 13cr P/N : 101276156 / 212MHR7044-F ; SN : 1483810	3,875	5,875	1,815	1911,823
	Mill Out Extention, 5" 18# New Vampin x pin P/N : 101044561 / 212N7125 ; SN : HT2-61164	4,276	5,050	1,660	1913,638
4	X-over 5", 18# New Vam box X 4 1/2" 13,5# New Vam pin. P/N : 101083025 / 92BPCS4007 ; SN : 1482024	3,900	5,610	0,256	1915,298
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	2,059	1915,554
	TBG 4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Joint #2	3,920	4,862	9,510	1917,613
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	2,964	1927,123
5	3,688" RN Nipple 4 1/2" 13,5#, N/V, 13 CR P/N : 101023517 / 11RN36855 ; SN : 1371501	3,456	4,980	0,406	1930,087
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Pup Joint	3,920	4,862	2,503	1930,493
	4 1/2", 13,5#, N/V, N-80 13 CR, Joint#1	3,920	4,862	9,500	1932,996
6	Wireline Re-entry Guide 4 1/2", 13,5#, N/V, 13 CR. P/N : 101044072 / 212M340 ; SN : 1294194	3,984	5,875	0,210	1942,496
	END OF TUBING (Bottom WEG)				1942,706

Driller depth to R-Nipple = 1910,102 m RN-Nipple = 1930,087 m
Slickline depth to R-Nipple = 1909 m RN-Nipple = 1932.000m

Passation de puits TFTW 701 au Département EP GTTFT

Diagramme prévu d'abandon

