

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Hydrocarbures, des Energies
Renouvelable, des Sciences de la Terre et
l'Univers



Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master Professionnel

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Pétrolier

Spécialité : Production - Professionnel -

Présenté par : Saadallah Okba et Slimani Slimane

Thème

Étude des différents moyens et techniques d'intervention sur des puits producteurs (huile ET GAZ) champ sud (Groupement TFT et Rhourd nous)

Soutenu le 28/05/2017

Devant le jury composé de :

Président
Examineur
Rapporteur

Mr Rmitha Abd Raouf
Mr Brahmia nabil
Mr Hamzioui louanes

Université Ouargla
Université Ouargla
Université Ouargla

Remerciement

Ce mémoire a été réalisé grâce à l'aide fournie par plusieurs des ingénieurs de l'information et la recherche, Je tiens à exprimer ma gratitude et ses remerciements au professeur et l'encadreur Hamzioui Louanes Pour toute l'aide à la fois en termes de fourniture des conférences et des leçons et de nous fournir des informations utiles et d'autres.

Je tiens à remercier tous les amis me soutenu et si le mot Et aussi un grand merci à tous les enseignants au cours de ces années d'études.

Un dernier recours et je remercie mes parents pour leur soutien pour moi et mes frères et tous mes parents pour les encourager à moi des mots sont tout optimiste brillant avenir.

Merci beaucoup

Saadallah Okba et Slimani Slimane

Dédicace

Que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes chers frères.

A toute ma grande famille,

A Mes profs pour leurs aides.

A mes meilleurs amis ainsi tous mes amis de classe.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Saadallah Okba

SOMMAIRE	
INTRODUCTION	01
CHAPITRE 01 : LES INTERVENTIONS SUR LE PUIT	
I. Introduction.....	02
II. Les Principaux Types d'interventions.....	03
1. Opérations de mesure.....	04
1.1. En tête de puits.....	04
1.2. Dans le tubing.....	04
1.3. En fond du puits.....	04
2. Opérations d'entretien.....	05
2.1. Interventions sur la tête de puits.....	05
2.2. Interventions au niveau du tubing et de son équipement.....	05
2.3. Interventions en fond de puits et sur la liaison couche-trou.....	05
3. Operations de reconditionnement ou de reprise.....	06
3.1. Défaillance des équipements.....	06
3.2. Modification Des Conditions d'exploitation.....	07
3.3. Réparation ou modification de la liaison couche-trou.....	07
3.4. Changement De l'objectif Du Puits.....	07
3.5. Instrumentation.....	08
III. Causes d'intervention sur puits	08
IV. Conclusion.....	09
CHAPITRE 02 : INTERVENTIONS LEGERES SUR PUIT EN PRESSION	
I. Introduction.....	09
1. Définition.....	09
2. Principe Et Domaine d'application.....	09
3. Les conditions affectant le travail au câble.....	10
4. Les opérations de travail au câble.....	11
5. Travail au câble mono brin (slick line).....	11
6. Equipement de surface.....	11
6.1. Composition De l'unité Wire Line.....	11
6.2. Equipement de contrôle de pression et accessoires.....	13
7. Le train de travail au câble.....	15
8. Les outils de travail au câble.....	17
8.1. Les outils de pose et repêchage.....	17
8.2. Les porte-outils (mandrel), les outils de fond et autres outils.....	17
8.3. Les Outils De Contrôle Et d'entretien.....	18
8.4. Les Outils d'instrumentations.....	19
II. Le pompage.....	20
III. Conclusion.....	20
CHAPITRE 03 : INTERVENTIONS LOURDES SUR PUIT EN PRESSION	
I. Le coiled tubing.....	21

1. Principe Et Domaine d'application.....	21
2. Caractéristiques du coiled tubing.....	22
2.1. Avantages de Coiled Tubing.....	22
2.2. Inconvénients de l'utilisation de Coiled Tubing.....	23
2.3. Forces appliquées au Coiled Tubing.....	23
2.4. Les moments de déformation critique de Tubing durant la manœuvre.....	23
3. Les équipements de surface.....	23
1.1. Cabine de contrôle.....	24
1.2. Le tube.....	24
1.3. Le tambour.....	25
1.4. Groupe de puissance.....	25
1.5. L'injecteur.....	26
1.6. Col de cygne (goose neck ou Guide Arch).....	26
1.7. L'ensemble de sécurité.....	26
1.8. Équipements complémentaires de surface.....	27
1.9. Contrôleur tubing.....	27
4. Accessoires de fond.....	27
1.1. Clapet anti-retour (check valves).....	27
1.2. Shear sub (boss).....	28
1.3. Embouts de jetting.....	28
1.4. Roto jet (jet blaster).....	28
1.5. Centreurs.....	28
1.6. Centreur a lames élastique.....	28
1.7. Centreur rigide.....	28
1.8. Cloche de repêchage.....	28
1.9. Barres de charge (espacer bar).....	28
1.10. Moteur de fond.....	29
II. Le snubbing.....	29
1. Principe et domaine d'application.....	29
2. Description du matériel.....	30
3. Equipements de snubbing.....	31
3.1. Equipements de surface.....	31
3.2. Equipement de fond.....	37
III. Interventions sur les puits tués (work over).....	38
1. Définition de Work Over.....	38
2. But de Work Over.....	39
3. Conditions requises pour une opération de work Over.....	39
4. Moyens d'interventions sur puits tués.....	40
5. Déroulement général d'une intervention.....	41
5.1. Préparation du puits (avant l'arrivée de l'unité d'intervention).....	41
5.2. Mise en sécurité du puits (avant installation de l'unité d'intervention).....	41
5.3. Mise en place de l'unité d'intervention.....	41

5.4. Neutralisation du puits.....	42
5.5. Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs.....	42
6. Outils d'instrumentation.....	43
7. Conclusion.....	43
CHAPITRE 04 : ETUDE DE CAS	
Introduction.....	45
1. Opération de Wireline (SIM LOCK INTERVENTION)	45
1.1. Informations de puits	45
1.2. Historique D'interventions	45
1.3. Procédure Opérationnel	45
1.4. Cote D'Ancrage SIM Lock	47
1.5. Equipements	47
2. Opération de CT (CT Velocity String Pilot traitement).....	47
2.1. Objectif	47
2.2. But de l'opération	47
2.3. Aperçu de l'opération proposée	48
2.4. Aperçu de l'opération	50
2.5. Mode opératoire.....	52
3. Opération de Work over (Préparation et Réalisation du Médium Radius)..	56
3.1. Introduction	56
3.2. But de l'opération	56
3.3. Intérêt de l'intervention	57
3.4. Détails des Travaux.....	57
Conclusion.....	57
CONCLUSION	
	60

LISTE DES FIGURES	
FIGURE	PAGE
Figure II.1 : Le Travail Au Câble (Wireline)	9
Figure II. 2 : Dispositif De Control D'enroulement Du Câble	12
Figure II. 3 : Tensiomètre	12
Figure II. 4 : Presse Etoupe Et Sas	13
Figure II. 5 : Obturateur De Pression (Bop)	13
Figure II. 6 : Vanne D'égalisation De Pression	14
Figure II. 7 : Adaptateur De tête De Puits	14
Figure II. 8 : Raccord D'injection Des Produits Chimique	14
Figure II. 9 : Tête D'injection De Graisse	15
Figure II. 10 : Essuie Câble (Line Wiper)	15
Figure II. 11 : Le Train De Travail Au Câble	16
Figure II. 12: Exemple D'outils De Repêchage	17
Figure II. 13 : Outils Pour Déterminer Le Tubage	18
Figure II. 14: Les Poire Et Les Couteux Calibreurs	18
Figure III. 1 : Opération De Coiled Tubing	21
Figure III. 2 : Unité De Coiled Tubing Et Unité De Pompage	24
Figure III. 3 : Le Tambour	25
Figure III. 4 : Injecteur	26
Figure III. 5 : Col De Sygne	26
Figure III. 6 : Stipper	26
Figure III. 7 : Obturateur De Pression (Bop)	27
Figure III. 8 : Appareil De Snubbing	29
Figure III. 9 : Les Equipements De Snubbing	31
Figure IV. 1 : Analyse Nodale (Sbhp = 86bars)	48
Figure IV. 2 : Performance De Puits Prévisible Avec 1,75'' CT a 1915m	49
Figure IV. 3 : Performance De Puits Prévisible Avec 2'' CT a 1915m	49
Figure IV. 4 : Séquences D'installation (Velocity String)	51
Figure IV. 5 : Images Pour Le Réglage (Hanger)	56

LISTE DES TABLEAU	
FIGURE	PAGE
TABLEAU IV.1 : puits TFT -329Z	44

LISTE DES TABLEAU

POOH : pull out of the hole

DTS : distributed temperature sensing

DHP: down hole pressure

WHP: well head pressure

DWS:down hole water sink

QA/QC : quality assurance/control

WH : Well Head

BPM: Barrel per minute

DSP: Down hole Sensor Package

RESUME :

Les interventions sur les puits sont différents processus pour traiter les problèmes ce qui faire arrêter la production ou entraver du rendement de la production, 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, 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, elles se divisent en deux catégories : légers ou lourds ; les interventions légères sont les opérations travail au câble (wire line) et les opérations de pompage qui base sur l'utilisations des unités légères et les interventions lourds sont les opérations coiled tubing , snubbing et work over qui base sur l'utilisations des plusieurs unités et des unités lourds (utiliser appareil de forage sur l'opération de work over et unité de snubbing).

Les Mots clés : Intervention, mesure, entretien , wireline,coiled tubing,snubbing, Workover.

ABSTRACT

Interventions on well are different processes to deal with problems that stop production or hinder production efficiency, the term "well operations" refers to all the provisions applicable to the wells themselves and having as their object, on the one hand, knowledge of the evolution of the state of the wells or the deposit and, on the other hand The maintenance or the adaptation of the wells in order to remain in conditions of use as perfect as possible, the interventions that are carried out on a well are numerous and can be grouped together in measurement operations, maintenance operations and repackaging or recovery operations, they fall into two categories: light or heavy; Light interventions are cable work operations and pumping operations that based on light unit uses and heavy operations are coiled tubing, snubbing and work over operations that based on the use of multiple units and heavy units (Use drill rig on the work over operation and snubbing unit).
Keywords: intervention, measurement, maintenance, wireline, coiled tubing, snubbing, workover.

ملخص:

التدخلات على الآبار هي مختلف العمليات المعالجة للمشاكل التي تتسبب في إيقاف الإنتاج وتعيق مردوده ومعنى "التدخلات على الآبار" هي جميع الأحكام التي تنطبق على الآبار من ناحية ومن ناحية أخرى معرفة تطور حالة الآبار والحفاظ عليها وتعديلها للبقاء في مثل هذه الظروف المثالية للإنتاج والاستخدام ، والتدخلات او العمليات على الآبار تصنف الى صنفين تدخلات خفيفة وتدخلات ثقيلة ، التدخلات الخفيفة هي العمليات التي تعتمد على استعمال السلك المعدني، وحدات الضخ ، والتي تعتمد على استعمال وحدات خفيفة، التدخلات الثقيلة هي العمليات المتمثلة في استخدام الأنبوب والتي تعتمد على استعمال عدة وحدات ومنها وحدات تتميز بوزن ثقيل (استعمال وحدة التنقيب في عدة تدخلات).

الكلمات المفتاحية: تدخل، والقياس، صيانة، عملية السلك، عملية الأنابيب الملتفة.

INTRODUCTION

INTRODUCTION :

A un certain moment dans la vie de tous les puits de pétrole et de gaz, les pièces nécessiteront l'entretien, la réparation ou le remplacement, a cette époque, les opérateurs se tournent vers des spécialistes d'intervention.

Les interventions se divisent en deux catégories : légers ou lourds, au cours des interventions légères, les techniciens inférieurs des outils ou des capteurs dans un puits en direct alors que la pression est contenue à la surface dans les interventions lourdes, l'équipe de forage peut arrêter la production a la formation avant de faire des changements majeurs de l'équipement.

Oh bien le personnel de service effectue généralement des interventions légères en utilisant un câble (slickline et wire line) ou tubage enroulé (coiled tubing) ces systèmes permettent aux opérateurs de réduire les risques de blocages de puits potentiels, les opérateurs commandent également des interventions légères pour modifier ou ajuster un équipement de fond tels que des vannes ou des pompes, ou pour recueillir la pression de fond, la température et les données de flux.

Les interventions aussi lourdes appelées (workover) nécessitent l'équipage de plate-forme pour enlever la tête de puits et d'autres barrières de pression du puits pour permettre un accès complet au trou de forage, ces opérations nécessitent une plate-forme pour supprimer et réinstaller l'équipement de tête de puits et d'achèvement.

En règle générale, les interventions lourdes sont utilisées pour remplacer des pièces telles que les de tubes et les pompes qui ne peuvent pas être récupérées par des interventions légères, certaines interventions lourdes sont effectuées pour brancher et abandonner une zone de production d'origine pour reconfigurer le puits pour produire à partir d'une zone secondaire ; ces opérations sont connues sous le nom reconditionnements.

CHAPITRE I : LES INTERVENTIONS SUR LE PUIITS

I. 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.

II. 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 donc 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.

1. Opérations de mesure :

Elles peuvent avoir lieu :

1.1. 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]

1.2. 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]

1.3. 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 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 chaque zone 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]

2. Opérations d'entretien :

2.1. 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]

2.2. 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 subsurface 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]

2.3. 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).

3. Operations de reconditionnement ou de reprise :

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

3.1. Défaillance des équipements :

3.1.1. 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.

3.1.2. Au niveau des sécurités de subsurface :

Ce peut être :

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

3.1.3. 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. [1]

3.1.4. 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 désancrage intempestif du packer,
- Des interventions au travail au câble qui n'ont pas pu être menées à bien : vanne gas-lift coincée, poisson "Wireline", ...

- 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,

3.2. 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]

3.3. 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,
- De restaurer une cimentation pour empêcher des communications entre couches.

3.4. 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 conduit 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. [1]

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]

3.5. Instrumentation :

En essayant de réaliser toutes ces opérations de mesure d'entretien, ou de reprise, des "poissons" peuvent être laissés accidentellement dans le puits. Il s'agit alors d'essayer de les "repêcher". [1]

III. CAUSES D'INTERVENTION SUR PUIT :

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)

IV. 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 SUR PUIITS EN PRESSION

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.

I. LE TRAVAIL AU CÂBLE :

1. Définition :

Le terme (Slick line) fait référence à l'utilisation d'un câble comme moyen de transport d'outils dans le puits

Les opérations de travail au câble emploient différents types d'outils qui doivent être descendus et remontés en toute sécurité ce qui exige l'utilisation des équipements de contrôle appropriés en surface

C'est le procédé de base d'intervention sur les puits en exploitation.

2. Principe et domaine

d'application :

Le travail au câble (wireline) est une technique qui permet d'intervenir dans les puits en exploitation en utilisant une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, placer et repêcher dans le tubing les outils et instruments de mesure nécessaires à une exploitation rationnelle. [1]

Les avantages de cette technique sont importants :

- Interventions dans le tubing sans tuer le puits ; grâce à un sas raccordé à la tête de puits, les opérations peuvent se dérouler sous pression, voire même sans arrêter la production ;
- Rapidité d'exécution grâce à un matériel léger, très mobile, mis en œuvre par deux ou trois opérateurs spécialisés ;
- Économie d'argent, conséquence des deux causes précédentes : Production non ou très peu stoppée,

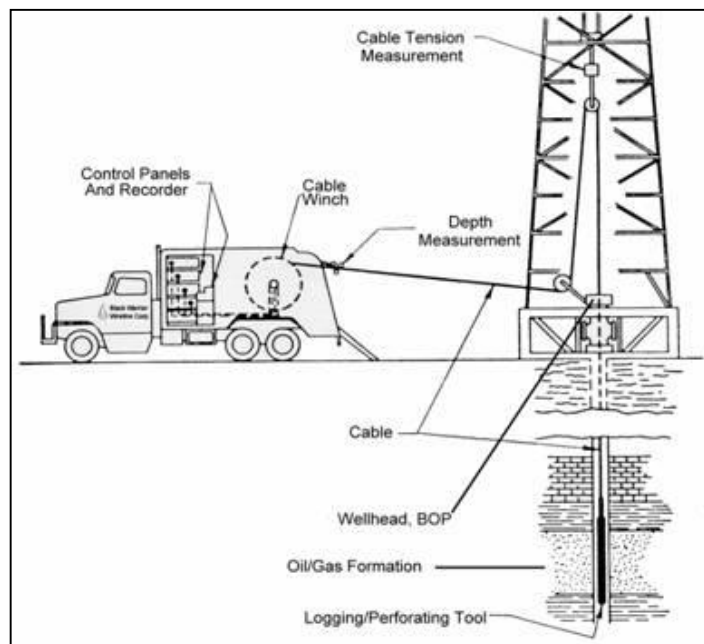


FIGURE II.1 : LE TRAVAIL AU CÂBLE (WIRELINE)

- Couche productrice non endommagée par l'intervention (puits non tué), Moyens matériels et humains simples, donc relativement peu onéreux et de mise en œuvre rapide.

Elle présente toutefois un certain nombre d'inconvénients ou de limitations :

- Le travail demande un personnel très qualifié ;
- Le travail est très hasardeux dans les puits fortement déviés, chargés en sable ou avec effluent visqueux ;
- Le travail est impossible en présence de dépôts durs ;
- Les possibilités offertes par le câble sont limitées (le câble ne peut travailler qu'en traction et à un niveau très modéré, pas de rotation ou de circulation possible).
- On peut classer les principales interventions par travail au câble en trois types :
- Contrôle et nettoyage du tubing ou du fond du puits (diamètre intérieur, corrosion, encrassement, top sédiment, ...) ;
- Opérations de mesure (enregistrement des pression et température de fond, échantillonnage, repérage d'interface, diagraphies de production, ...) ;
- Mise en place ou repêchage d'outils et opérations dans le puits (pose et remontée de vannes de sécurité de subsurface, de duses de fond, de bouchons, de vannes gas lift, ; manœuvres de chemises de circulation ; repêchage ; perforation).

Certains outils descendus dans le puits font appel à un câble électrique ; dans ce cas on parle de travail au câble électrique. [1]

Le matériel de surface et de fond nécessaire fait l'objet des paragraphes suivants.

3. Les Conditions affectant le travail au câble :

Le travail au câble peut être affecté par les conditions de puits suivant :

- La corrosion du tubing
- Présence des sédiments dans le puits
- Dépôts de tartre
- Profil de puits
- La pression
- Diamètres du tubing
- Type de câble et ses spécifications
- Viscosité de fluide dans le puits
- Conception des équipements de puits
- La température (pour les instruments)

4. Les opérations de travail au câble :

- Vérification de drift de la colonne de production
- Vérification d'accumulation de dépôts de cire, Dépôts de tartre
- Corrélation de la profondeur totale ou des perforations
- Pose de bouchons ou dispositifs de flow control
- Ouverture et fermeture des portes latérales coulissantes ou d'autres équipements similaires
- Descente des jauges et enregistreurs de pression et de température
- Diagraphie et perforation

5. Travail au câble mono brin (slick line) :

C'est l'utilisation d'un fil contenu lisse en acier de très haute résistance, les diamètres les plus utilisés sont 0.108'' et 0.125'' (3/16 in. Le plus utilisé), livrés en tourets de 10000 à 30000 pieds. [2]

Les câbles wire line mono brin existent en trois qualités d'acier :

- Ordinaires
- Inoxydables
- Galvanisés

L'API recommande dans le bulletin 9A : la traction maximale est limitée à 50% de la résistance à la rupture de câble [2]

En plus de la résistance requise du câble pour éviter sa rupture, il est nécessaire de maintenir le diamètre du câble aussi petit que possible pour :

- Réduire la charge de son propre poids
- Permettre l'utilisation de poulies et touret de câble de petits diamètres
- Minimiser la section transversale pour réduire l'effet de la pression de la tête de puits

6. Equipement de surface :

6.1. 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. [2]

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 bandes

Accessoires :

- **Dispositif de control d'enroulement/déroulement du câble 'spooling head' :**

Ce dispositif permet le control d'enroulement / déroulement, il est relié au (dephptomètre) dans la cabine. [2]

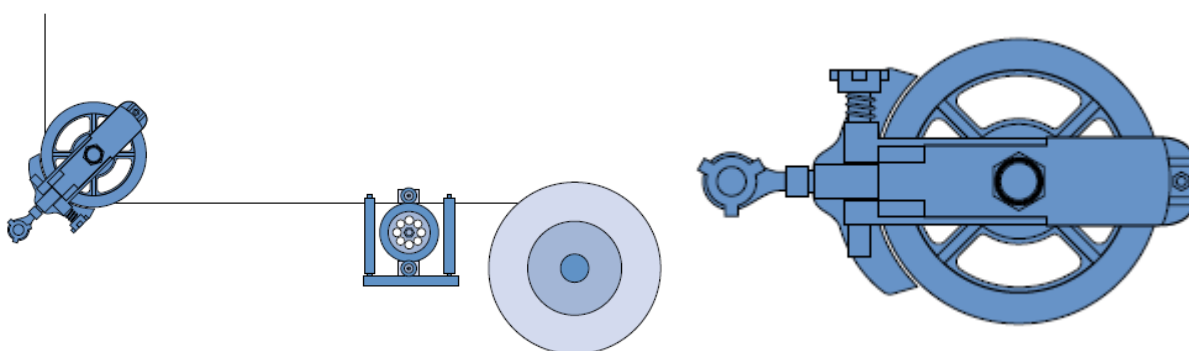


FIGURE II.2 : DISPOSITIF DE CONTROL D'ENROULEMENT DU CABLE

- **Tensiomètre :**

Ce dispositif permet l'attache de la poulie de renvoie à la tête de puits, la tension de câble est transmise à l'indicateur de poids au moyen d'un flexible hydraulique. [2]

- **Le système d'indicateurs de poids :**

Le capteur de poids est attaché à la tête de puits par une chaîne et flexible Haute pression à un pressure gauge. [2]

Le (load cell) est attaché à la poulie et tête de puits avec un angle de 90°.

L'indicateur de poids permet aussi :

- o La localisation du niveau statique
- o Changement de la densité de fluide
- o Battage

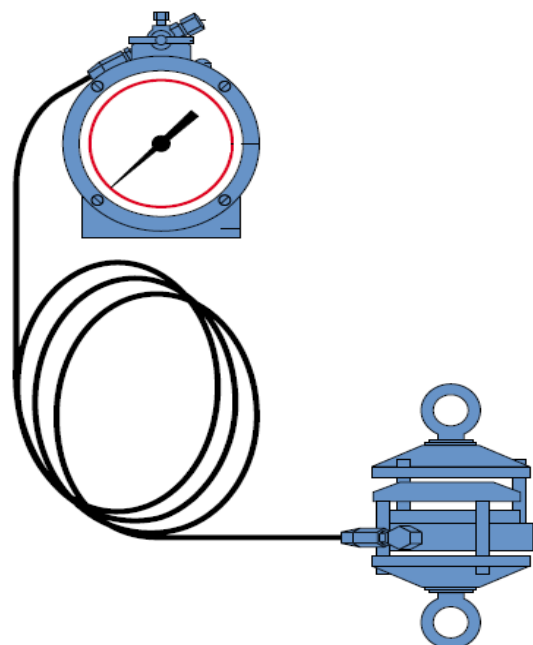


FIGURE II.3 : TENSIOMETRE

- Manipulation des équipements de fond

6.2. Equipement de contrôle de pression et accessoires :

Presse étoupe « stuffing box » :

- Destinée pour le confinement primaire, placé à l'extrémité supérieure du SAS
- Permet le passage de câble en assurant l'étanchéité
- Obture le puits

Se compose de

- Raccord rapide inférieur
- Un corps sur lequel sont montés les éléments d'étanchéité
- Le plongeur (blow out plug)
- La poulie et son support

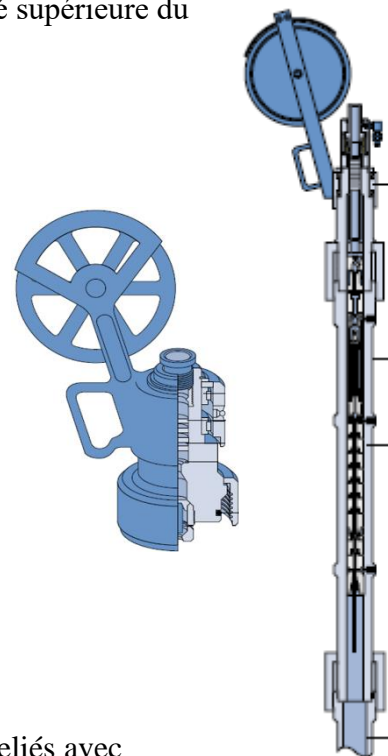


FIGURE II.4 : PRESSE ETOUPE ET SAS

SAS :

- Il est installé entre le presse étoupe et les BOP's,
- Permet le dégerbage de BHA sous pression,
- Se compose de trois sections et plus en acier inoxydable reliés avec filetage ACME
- Longueur standard de chaque section : 8 pieds

Le choix de SAS dépend de :

- Pression max en tête de puits
- Type de fluide
- Diamètres des outils à descendre
- Longueur de BHA

Blowout preventers BOP's :

Il est installé entre la tête de production et le SAS

- Une fois fermé sur le câble, on peut effectuer des réparations en dessus sans la remontée de l'outil
- Les RAM's peuvent être actionnés en manuelle ou hydraulique
- Peuvent se fermés sur un vide
- Les BOP sont une barrière secondaire après le presse étoupe
- Un BOP double peut être utilisé si les procédures de sécurité l'exigent

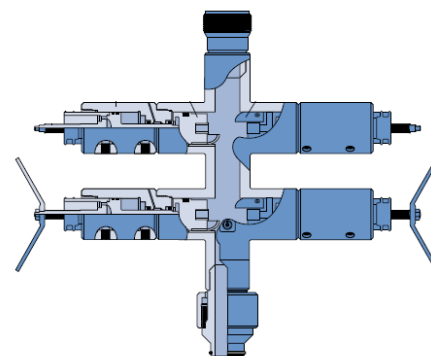


FIGURE II.5 : OBTURATEUR DE PRESSION (BOP)

La fonction primaire du BOP est. :

- Isole la pression de puits sans couper le câble en fermant la master valve.
- Permet un accès pour le cutter du câble au-dessus de bop rams.
- Permet la descente au WL cutter si le câble est coincé dans le puits.
- Permet le 'stripping' si nécessaire

Vanne d'égalisation de pression :

Toutes pressions différentielles agissant sur la surface d'un RAM fermé, crée une force qui rend son ouverture extrêmement difficile.

L'ouverture du RAM sans l'égalisation causera sans endommagement. [2]

Adaptateur de tête de puits 'well head adaptor' :

Il est monté sur le sommet de la tête de production, sur lequel on installe le BOP, le riser. [2]

Trois types d'adaptateur :

- o Raccord rapide/raccord rapide
- o Bride API/raccord rapide
- o Filetage ACME/raccord rapide



FIGURE II.7 : ADAPTATEUR DE TETE DE PUIITS

Raccord d'injection des produits chimique :

Il est placé sous la presse étoupe, il permet l'injection des inhibiteurs de corrosion et des produits antigels sur le câble WL.

Le glycol est injecté pour éviter la formation des hydrates par contre le méthanol pour dissoudre les hydrates déjà formés. [2]

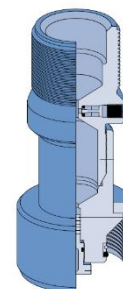


FIGURE II.8 : RACCORD D'INJECTION DES PRODUITS CHIMIQUE

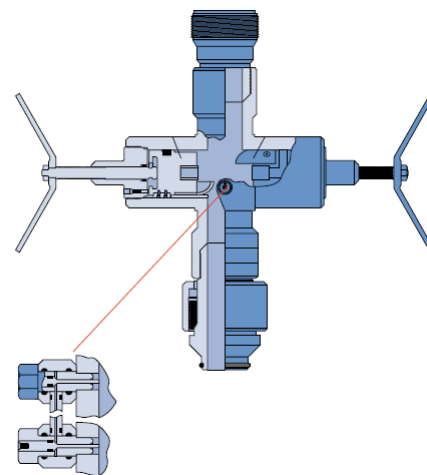


FIGURE II.6 : VANNE D'EGALISATION DE PRESSION

Tool trap :

C'est un dispositif placé sous le SAS, utilisé pour empêcher la chute de train WL dans le puits s'il y a rupture du câble au niveau du rope socket.

Le tool trap est équipé d'un ou deux clapets qui se ferment dès que le train WL est complètement rentré dans le SAS. [2]

Tête d'injection de graisse :

Elle est installée au sommet de SAS, elle est utilisée pour assurer l'étanchéité autour de câble toronné à l'aide de la graisse pompée sous pression. [2]

La tête d'injection est composée des éléments suivants

- Un ensemble de flow tube / sleeves (deux ou plus)
- Un raccord rapide
- Un dispositif d'étanchéité hydraulique
- Un ou plusieurs manchons (tube sleeve coupling)

Le nombre de flow tube / sleeves est fonction de la pression en tête

Clapet anti retour (safety check valve):

Le clapet anti retour est placé sous la tête de graissage, il joue le rôle de plongeur dans le système de la presse étoupe. Quand le câble est à l'intérieur du puits, la bille est positionnée sur le côté.

En cas de rupture du câble, la pression en tête du puits plaque la bille dans son siège et empêche l'écoulement du fluide vers la surface. [2]

Essuie câble (line wiper) :

L'essuie câble est placé au niveau de la poulie de renvoi. Utilisé pour nettoyer à la remontée les câbles de gros diamètres. [2]

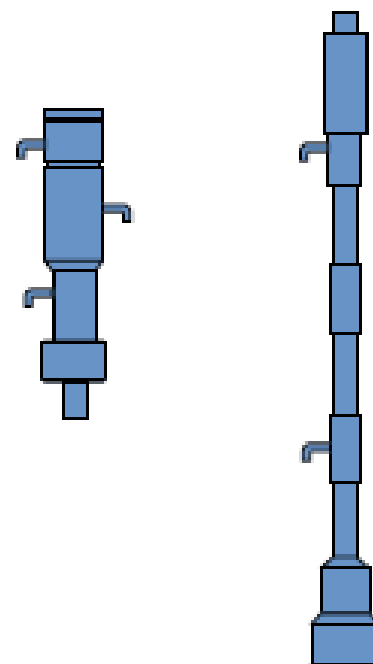


FIGURE II.9 : TÊTE D'INJECTION DE GRAISSE

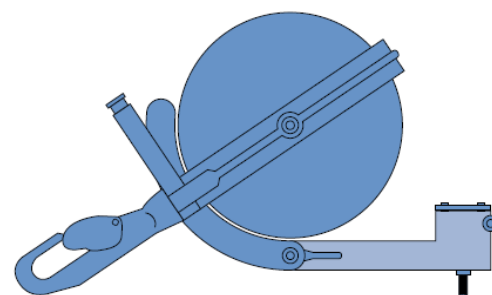


FIGURE II.10 : ESSUIE CÂBLE (LINE WIPER)

7. Le train de travail au câble :

Le train de travail au câble est l'ensemble des outils placés au-dessus des outils spécialisés (outils de contrôle et d'entretien, de pose et de repêchage, d'instrumentation,) qu'il sert à descendre. Il est relié à l'extrémité du câble par un raccord spécial.

Bien que la composition d'un tel train dépende du travail à effectuer et des conditions du puits, le train comporte en général :

- un raccord d'accrochage (rope socket) ;

- des barres de charge (stem) ;
- une coulisse mécanique (spang jar) ;
- une rotule (knuckle joint).

On peut y adjoindre des équipements spécifiques tels qu'un raccord d'attache rapide (quick-lock coupling), une coulisse hydraulique (hydraulic jar), un outil de décentrage (kickover tool), ...

Tous les éléments composant le train de travail au câble possèdent une tête de repêchage standard. Ils sont raccordés entre eux par des filetages de type sucker-rod (tige de pompage) qui ne doivent jamais être graissés ou huilés et qui sont bloqués énergiquement à la main à l'aide d'une clé spéciale.

Le choix du diamètre du train de travail au câble dépend principalement du diamètre intérieur du tubing et de ses accessoires. Par exemple, le diamètre nominal 1 1/2" (38 mm environ) convient bien en particulier aux tubings 2 7/8" et 3 1/2" .[1]

A. Le raccord d'accrochage (rope socket) :

Ce raccord fileté à son extrémité inférieure retient le câble à l'aide d'un nœud spécial confectionné à l'intérieur (enroulement du câble sur lui-même après avoir enserré un disque d'enroulement). Un ressort, logé dans l'usinage central, joue le rôle d'amortisseur de choc lors des battages. [1]

B. Les barres de charge ou masse-tiges (stem) :

Ce sont des barres lourdes qui permettent au train de descendre dans le puits malgré la pression en tête et les frottements. Elles servent aussi de masse de percussion pour accentuer le battage.

La longueur et le diamètre des barres de charge sont choisis selon les travaux à effectuer. On est toutefois limité par la longueur disponible dans le sas et par la résistance du câble.

Elles sont livrées en trois dimensions : 2, 3 ou 5 pieds (61,91 ou 152 cm environ). [1]

C. Les coulisses (jar) :

Les coulisses donnent la possibilité de frapper en fin de course avec les barres de charge soit pour cisailer une goupille de fonctionnement d'un outil (de pose, de repêcher). [1]

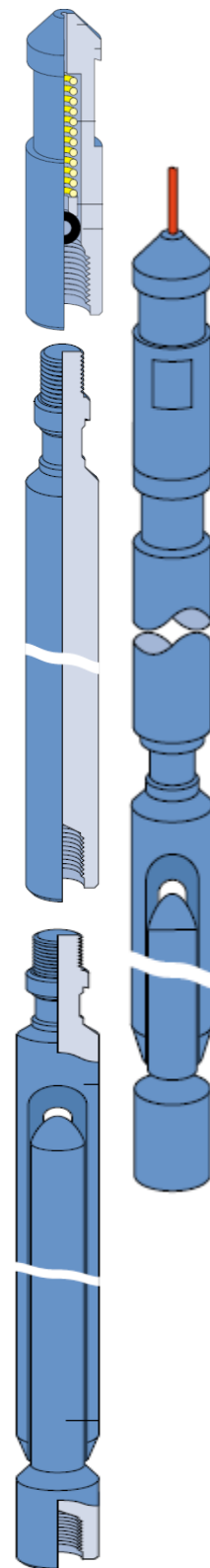


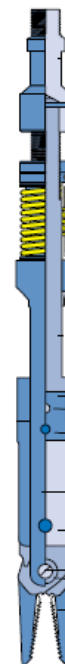
FIGURE II.11 : LE TRAIN DE TRAVAIL AU CÂBLE

8. Les outils de travail au câble :

8.1. Les outils de pose et repêchage :

On peut classer ces outils en trois catégories :

- Les outils de pose qui descendent et placent les outils de fond dans le puits ; ils retiennent ces outils par des goupilles d'accrochage ou bien encore par des chiens d'accrochage et permettent de les poser ou ancrer, puis de s'en libérer par battage (vers le haut, le bas ou les deux selon le fonctionnement de l'outil à poser et le type de l'outil de pose). [1]
- Les outils de repêchage qui accrochent et remontent les outils de fond en service dans le puits ; des chiens d'accrochage élastiques permettent de coiffer la tête de repêchage de l'outil de fond ; ces outils de fond peuvent alors être désancrés et remontés par battage à la coulisse dans un sens prédéterminé ; un battage à la coulisse dans l'autre sens permet, après cisaillement d'une goupille, de se libérer de l'outil de fond si celui-ci ne veut pas se désancrer. [1]
- Les outils mixtes qui permettent d'assurer les deux fonctions (avec une procédure et parfois un équipement différent) ; ces outils sont généralement adaptés à un seul type d'outil de fond. [1]



**FIGURE II.12 :
EXEMPLE
D'OUTILS DE
REPECHAGE**

Avant d'utiliser un de ces outils, il convient :

- De connaître les caractéristiques de l'outil de fond à poser ou à récupérer ;
- De vérifier en surface qu'il fonctionne et correspond bien à l'outil de fond ;
- De placer des goupilles adaptées au travail à faire ;
- De s'assurer, avant la pose d'un outil de fond, que l'on possède bien l'outil nécessaire pour son repêchage.

8.2. Les porte-outils (mandrel), les outils de fond et autres outils :

Ne sont cités ici que quelques outils auxquels, pour la plupart, il a été fait référence dans les chapitres précédents :

- Les porte-outils supportant les outils vissés sous eux ; ils viennent se loger et se verrouiller dans des sièges intégrés au tubing ou parfois directement sur les parois du tubing ;
- Les outils de fond tels que les bouchons, les raccords d'égalisation, les duses de fond, les vannes de sécurité de subsurface, les outils de test en pression du tubing ; les raccords

d'égalisation viennent s'intercaler entre le porte-outil et le bouchon proprement dit et permettent l'égalisation des pressions de part et d'autre, avant le désencrage et la récupération de l'ensemble bouchon (porte-outil, raccord d'égalisation, bouchon) ; [3]

- Les outils de manœuvre des dispositifs de circulation ; [3]
- Les outils de décentrage pour venir travailler dans les mandrins à poche latérale ; [3]
- Les outils de suspension spéciaux pour enregistreurs qui peuvent être mis en œuvre sans aucun battage ; [3]
- Les outils de pistonnage pour le démarrage ou le redémarrage des puits ; [3]
- Les perforateurs qui permettent de créer une communication entre le tubing et l'annulaire (en général préalablement à une reprise du puits pour pouvoir neutraliser le puits ou pour faire du gas lift sur un puits non équipé en conséquence) ; il en existe de type mécanique (un pointeau étant forcé par battage à travers le tubing) ou à balle (une charge explosive étant mise à feu par battage) et ils permettent de mettre en place un orifice calibré. [3]

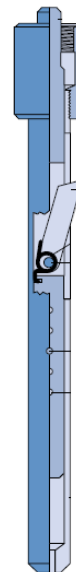


FIGURE II.13 : OUTILS POUR DETERMINER LE TUBAGE

8.3. Les outils de contrôle et d'entretien :

Ces outils se vissent directement au bas du train du câble. Ils permettent de contrôler et de nettoyer l'intérieur du tubing ou le fond de puits. Citons à titre d'exemple :

- **Les couteaux calibreurs (gauge cutter) :**

Ils sont conçus pour vérifier le diamètre intérieur d'un équipement. Cette opération peut être effectuée sur une garniture de forage ou sur une colonne de production. [3]

- **Les poires (swaging tool) :**

Conçus pour redresser les parois d'un tubing qui a subi localement des déformations légères. [3]

- **Fluted Centraliser :**

Utilisé surtout dans les puits déviés il est attaché au train du travail juste au-dessus des outils de repêchage et de pose afin de permettre à ces outils d'être centralisés dans le tubing. [3]

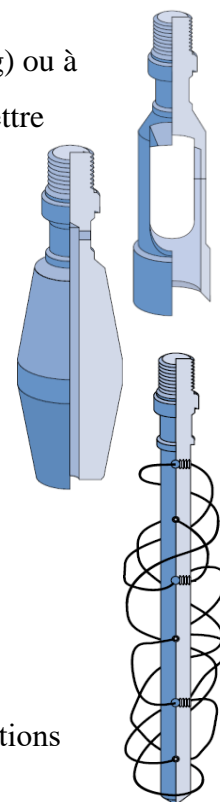


FIGURE II.14 : LES POIRE ET LES COUTEUX CALIBREURS

– **Les gratteurs (scratcher) :**

Conçus pour nettoyer les parois intérieures du tubing. Il faut éliminer les débris en faisant débiter le puits pour limiter le risque du coincement ; [3]

– **Les calibreurs (caliper) :**

Ils sont munis des palpeurs pour enregistrer les variations de diamètre intérieur. [3]

– **Les cuillères à sédiment (sand bailer) :**

Ces sont des outils qui permettent de : Prélever des échantillons de sédiments déposés au fond du puits, En lever le sable, la boue, le sel ou tout autre débris dans les tubings, nettoyer la partie supérieure d'un équipement à remonter, et les outils de curage sont de type mécanique ou hydraulique. [3]

8.4. Les outils d'instrumentations :

Il arrive parfois, malgré les précautions opératoires prises, que les outils ou le train de travail au câble se coincent, que le câble casse, ...

Avant de recourir à des moyens d'intervention plus lourds, un certain nombre d'équipements de travail au câble peuvent parfois permettre de résoudre le problème par le travail au câble lui-même. [1]

Là encore les outils sont très nombreux. En particulier, on peut être amené à utiliser :

- Des coupe-câbles qui ont pour but, lorsque le train de travail au câble est coincé, de cisailer le câble au ras du raccord d'accrochage; ils sont lâchés depuis la surface et on utilise le choc sur le raccord d'accrochage pour cisailer le câble; attention, quand le câble fait une « pelote » et donc que le coupe-câble ne peut descendre jusqu'au raccord d'accrochage, il faut utiliser un coupe-câble spécial pour couper le câble au sommet de cette pelote (envoi dans un premier temps du coupe-câble proprement dit et dans un deuxième temps d'un go-devil, instrument largué à l'intérieur du tubing et qui vient taper sur le coupe-câble) ; [1]
- Des wireline finders qui servent à localiser l'extrémité supérieure d'un câble cassé et à tasser ce câble (par battage léger) pour constituer une pelote facilitant le repêchage avec un harpon (cf. outil suivant) ; les finders sont des cloches de diamètre le plus proche possible de celui du tubing (pour éviter que le câble ne passe à côté), et percées de trou de diamètre inférieur à celui du câble (pour laisser passer le fluide); attention à ne pas les descendre plus bas que l'extrémité du câble (Nota : lors de la rupture, le câble ne chute que très peu dans le tubing, environ 1 m pour 1000 m dans un tubing 2 3/8"); [1]

- Des harpons (wireline grab) qui servent à accrocher le câble et à le remonter en surface [3]
- Des empreintes (impression block) qui servent à repérer la forme et l'état de la tête du poisson à repêcher ; elles sont constituées d'une cloche remplie de plomb. [3]
- Des overshots (cloche de repêchage) qui permettent de repêcher les matériels cassés. [3]
- Des aimants (magnet) qui permettent de récupérer de petits morceaux d'acier ; l'aimant est protégé lors de sa descente par une jupe coulissante en métal antimagnétique. [3]

II. 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. [1]

III. CONCLUSION :

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 dans cette train il existe un outil détermine la nature de l'opération soit nettoyage, repêchage récupérer et échantillonnage ..etc. et à autre cote ils existent des équipements baser sur freiner la corrosion dans les réseau de collecte et au fond de puits ;assurer la production avant les s ils y a des problèmes et après les problème.

CHAPITRE III : INTERVENTIONS LOURDES SUR PUIITS EN PRESSION

Nous avons vu que les interventions réalisables par travail au câble sont limitées en particulier du fait que :

- il n'est pas possible de circuler ;
- il n'est pas possible de mettre du poids sur l'outil de fond, de tourner ;
- la résistance en traction du câble est faible.

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.

I. LE COILED TUBING :

1. Principe et domaine d'application :

L'unité de coiled tubing est constituée d'un tube métallique continu de 3/4" à 1 1/2" de diamètre (environ 19 à 38 mm) enroulé sur une bobine ou tambour et qui peut être descendu ou remonté dans un puits en pression. Pour ce faire, le tube, muni en son extrémité d'un clapet anti-retour (du moins en général), est manœuvré par un injecteur au travers d'un système d'étanchéité (BOP). Sa mise en œuvre nécessite une équipe spécialisée d'au moins trois personnes. [1]

Le coiled tubing qui permet de réaliser rapidement (appareil léger, pas de vissage de tube, ...) et sous pression certaines interventions sur le puits, sont avant tout un appareil qui permet de circuler dans le puits. Il est donc utilisé en particulier pour ;

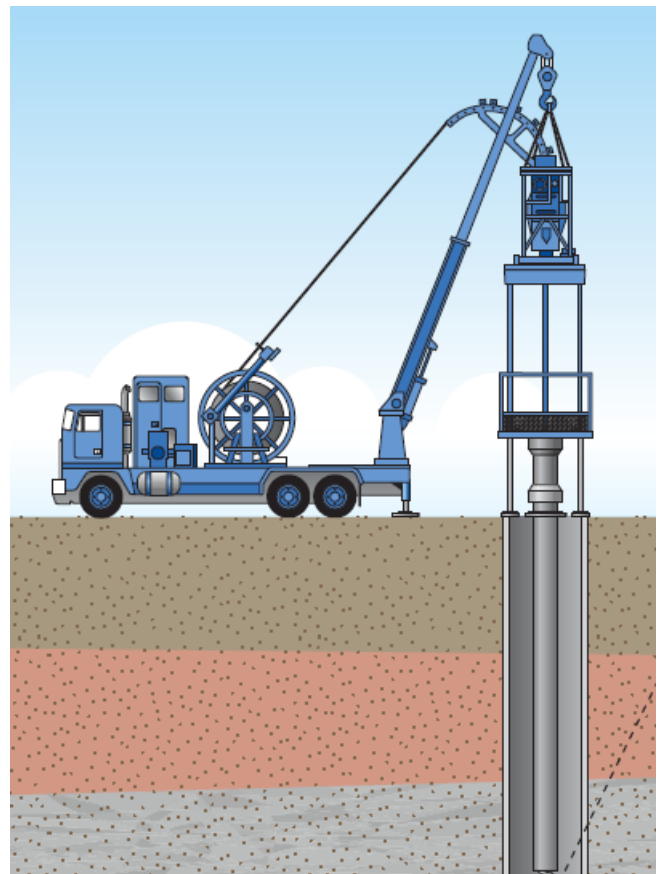


FIGURE III.1 : OPERATION DE COILED TUBING

- Alléger la colonne hydrostatique préalablement à la perforation (perforation en dépression après équipement) ;
- Démarrer ou redémarrer (après stimulation par exemple) un puits éruptif par circulation d'un liquide « léger » (c'est-à-dire exerçant une pression hydrostatique inférieure à la pression de gisement) ou par injection d'azote ;
- Réaliser (the gas lift) temporaire (lors d'un essai en cours de forage, en attendant une reprise de puits) ;
- Réduire et optimiser ainsi la section de passage à travers le tubing (puits ayant des problèmes de ségrégation des phases lourdes suite à une réduction de débit)
- Nettoyer le tubing (sable, sel, paraffines, hydrates, ...) par circulation d'un fluide adapté (eau, saumure, huile chaude, alcool,..) ;
- Nettoyer le fond du puits par circulation (dépôt de sable,...) ;
- Mettre en place au droit de la ou des zones à traiter de l'acide, des solvants,... ;
- Mettre en place par circulation un fluide de neutralisation (en vue d'une reprise de puits,).

Théoriquement, d'autres opérations sont aussi réalisables mais il faut préalablement bien prendre en considération les difficultés que cela pose et les risques encourus ; de plus il n'est pas certain que le coiled tubing soit alors le moyen le mieux adapté et le plus économique en fin de compte, pour réaliser ces opérations telles que :

- La mise en place de bouchons de ciment ;
- De petits reforages à la turbine (sédiment, bouchon de ciment,) ;
- Certaines instrumentations (repêchage d'un poisson avec un overshot, ...).

Citons aussi le cas particulier des puits horizontaux où le coiled tubing peut être utilisé pour amener des outils dans un drain horizontal, en particulier pour réaliser des dia-graphies (dans ce cas un câble électrique aura été mis en place dans le tube avant son enroulement sur le tambour). [1]

2. Caractéristiques du coiled tubing :

2.1. 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.
- **2.2. 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.
- Limitation à la pression maximale.
- Durée de vie limitée à cause des forces de flexion.
- Entretien délicat.
- La pression différentielle < 1500 (collapse de Coiled Tubing).
- Risque de corrosion par acidification.

2.3. Forces appliquées au Coiled Tubing :

Les forces appliquées au Coiled Tubing durant sa vie de services est :

- Les contraintes d'écrasement dues à la pression extérieure.
- Les contraintes d'éclatement dues à la pression intérieure.
- Les contraintes de traction causant l'allongement d'où la rupture de tubing.
- Les contraintes de compression dans les puits déviés causant le flambage.
- Les contraintes de flexion cyclique entre le touret et l'injecteur.

La combinaison de toutes les forces réduits la durée de vie de Coiled Tubing. [2]

2.4. Les moments de déformation critique de Tubing durant la manœuvre :

- Au début du déroulement et de l'enroulement du tubing sur le tambour lorsqu'il passe de l'état de courbure à l'état droit et vice-versa.
- Au moment de passage sur le col de cygne lorsque le tubing passe de l'état droit à l'état courbure et vice versa.
- Au moment de passage du col de cygne à la tête d'injection lorsque le tubing passe de l'état de courbure à l'état droit et vice versa. [2]

3. Les Equipements De Surface :

Les équipements de surface de base exigés pour démarrer une opération CT sont :

- La cabine de contrôle.
- Le tube.
- Le tambour de treuil.
- Groupe de puissance.

- Col de cygne (goose neck).
- Tête d'injection.
- Strippers.
- Ensemble des BOP's.
- Contrôleur tubing

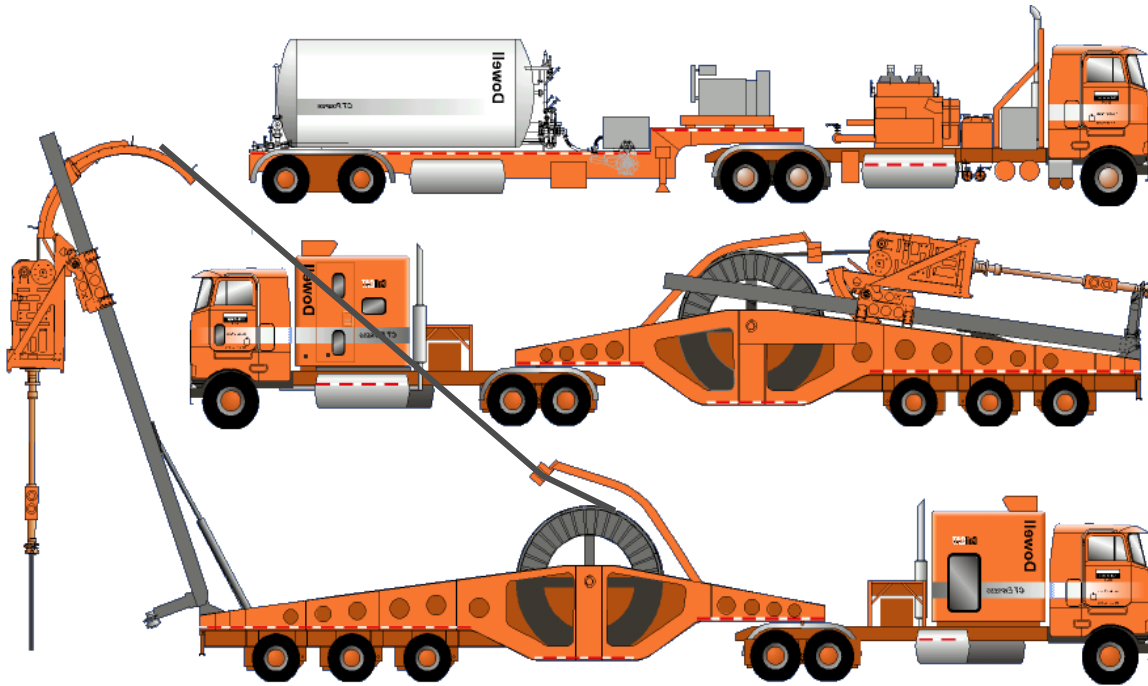


FIGURE III.2 : UNITE DE COILED TUBING ET UNITE DE POMPAGE

3.1. 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, en particulier le déroulement et l'enroulement de tubing sur le tambour. Pour convenir à cet objectif, la cabine peut être ajustée dans sa position verticale, l'opérateur doit avoir à sa disposition devant lui toutes les commandes nécessaires, pour opérer contrôler et surveiller les paramètres suivants : (Pression de circulation, Pression en tête de puits, poids de tubing, Profondeur de l'outil, Vitesse de manœuvre, Débit de circulation, Volume pompé, BOP, Stripper). [1]

3.2. Le tube :

Il est constitué à partir d'un feuillard d'acier doux roulé pour former un cylindre et soudé longitudinalement. Les longueurs unitaires de plusieurs centaines de mètres sont raboutées par soudure radiale pour constituer des bobines pouvant atteindre 6000 m. [1]

Son diamètre extérieur est de 3/4", 1", 1 1/4" ou 1 1/2" (environ 19, 25, 32 ou 38 mm). [1]

3.3. Le tambour :

Le tambour (réel) est un dispositif qui permet de dérouler, d'enrouler, protéger et stocker en entier le Coiled Tubing.

Afin de réduire les forces de flexion sévères que subit le Coiled Tubing pendant son enroulement, le tambour doit avoir un diamètre suffisamment grand, la capacité de stockage peut être entre 5000-22000. [2]

Le tube stocké sur le tambour est raccordé par un joint tournant à l'axe de rotation. Cela permet la liaison avec un système de pompage et le pompage pendant la manœuvre du tambour (déroulement ou enroulement du tube dans le puits). [2]

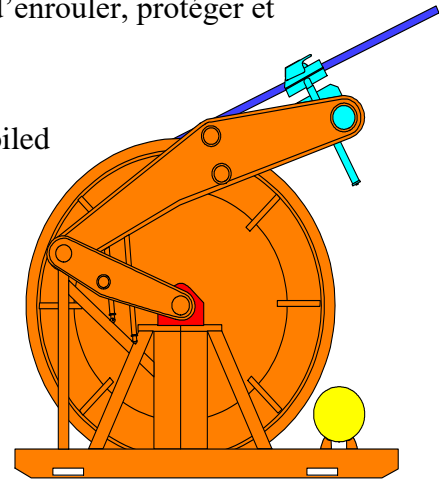


FIGURE III.3 : LE TAMBOUR

Un système d'arrosage permet de disperser un inhibiteur de corrosion sur le tube lors de sa remontée

Pour garder le Coiled Tubing en tension entre le tambour et la tête d'injection (injector head) le système d'entraînement du tambour remplit les deux fonctions suivantes :

- Faire tourner le tambour à une vitesse légèrement inférieure à Celle de la tête d'injection en cours de descente.
- Faire tourner le tambour à une vitesse légèrement supérieure à celle de la tête d'injection en cours de remontée.

3.4. 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.

3.5. L'injecteur :

La tête d'injection utilise un système d'entraînement par friction actionné hydrauliquement (séries de demi cales de contour correspondant au diamètre du tube et montées sur deux chaînes). [1]

Il doit permettre, en fonction de la pression en tête de puits :

- De pousser le tube dans le puits tant que le poids du tube n'est pas supérieur à la force exercée par la pression dans le puits sur la section totale du tube ;
- Puis alors, de le retenir.

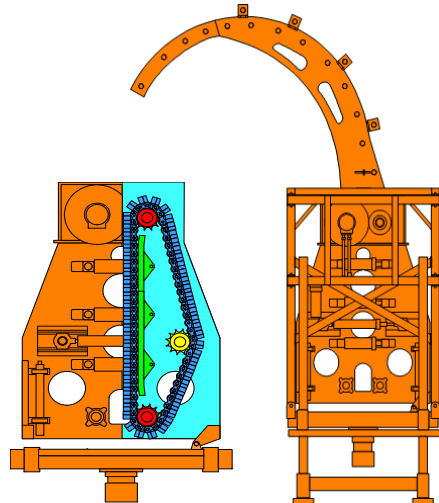


FIGURE III.4 : INJECTEUR

Il est muni aussi d'un guide pour le tube (ou col de cygne), d'un redresseur, d'un compteur de profondeur et d'un capteur de poids. [1]

3.6. Col de cygne (goose neck où 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. [2]

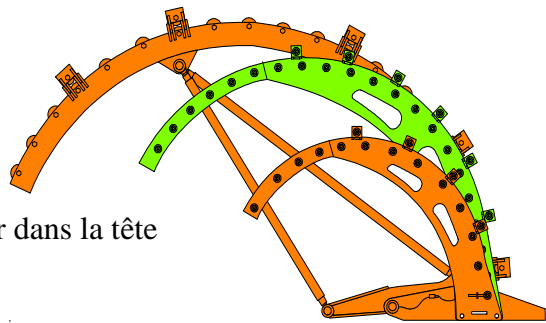


FIGURE III.5 : COL DE SYGNE

3.7. 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. [1]

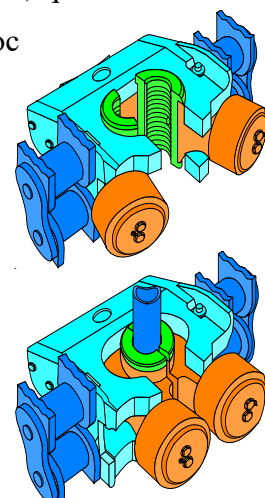
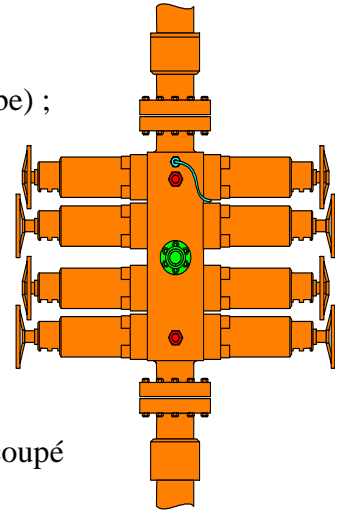


FIGURE III.6 : STIPPER

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 III.7 :
OBTURATEUR DE
PRESSION BOP**

3.8. Équipements complémentaires de surface :

D'autres équipements sont requis tels que :

- Une grue hydraulique à flèche télescopique ou un mât actionné hydrauliquement, pour le montage et démontage de l'ensemble de sécurité et de l'injecteur ;
- Une centrale énergie constituée d'un moteur diesel actionnant une pompe hydraulique qui fournit l'énergie nécessaire au fonctionnement de tous ces équipements ;
- Le cas échéant, une unité d'azote c'est-à-dire en particulier des bacs de stockage basse température pour l'azote liquide, un groupe de pompage avec pompe de gavage cryogénique et un convertisseur liquide-gaz par réchauffage. [1]

3.9. Contrôleur tubing :

Le contrôleur de Tubing (TIM) mesure et affiche le diamètre extérieur du Coiled Tubing. Il est monté sur l'enrouleur du touret et effectue les mesures pendant les montées et descente du Coiled Tubing dans le puits.

Le TIM effectue 400 mesures de diamètre par seconde dans 5 directions, avec une précision de 0,25 mm, Ces mesures sont transmises au cadran d'affichage situé dans la cabine de commande de l'unité. [2]

4. Accessoires de fond :

4.1. Clapet anti-retour (check valves) :

La probabilité de faire une circulation inverse avec le coiled tubing est très faible, pour cela la pratique d'utilisation des clapets anti-retour dans le train coiled tubing devient populaire.

[4]

4.2. Shear sub (boss):

Le shear sub, est aussi appelé déconnecter hydraulique ou ball operated shear sub (BOSS). Il est descendu avec le train d'outil pour libérer le coiled tubing en cas de coincement.

Le principe d'utilisation du Boss consiste à pomper une bille à l'intérieur du coiled tubing et continuer à monter en pression jusqu'à cisailer les goupilles du shear sub et libéré le coiled tubing. [4]

4.3. Embouts de jetting :

Les embouts utilisés dans les opérations demandent un effet de jetting seront munis d'orifices relativement petits, comportant généralement plusieurs petits trous. L'efficacité d'un embout de jetting dépend très largement de la vitesse du fluide au passage des orifices. Les contraintes majeures dans la conception des embouts de jetting sont les limites de débit de pression disponible au niveau de l'embout. [4]

4.4. Roto jet (jet blaster):

C'est un outil composé par un stator et un rotor, qui fait tourner à un débit et une pression bien déterminés, par un moteur hydraulique. Le Roto Jet utilisé pour nettoyer et éliminer les dépôts solides cristallisés sur les parois de tubing. [4]

4.5. Centreurs :

Les centreurs sont montés sûr, ou incorporés au train d'outils de coiled tubing afin de conserver les outils ou l'embout à l'écart des parois du matériel tubulaire. [4]

4.6. Centreur a lames élastique :

Les centreurs à lames élastiques comportant généralement trois lames courbes flexibles. L'élasticité des lames permet un centrage effectif dans une certaine gamme de diamètre intérieur. [4]

4.7. Centreur rigide :

Les centreurs rigides possédant généralement trois ou quatre ailettes montées sur un manchon central. Le diamètre extérieur de ces ailettes est légèrement inférieur au plus petit des diamètres intérieurs rencontrés dans la garniture au travers laquelle il doit être descendu. [4]

4.8. Cloche de repêchage :

Les Cloches de repêchage sont fréquemment variées lors de l'opération de CT. Les cloches de repêchage sont conçues de manière à venir coiffer le poisson à récupérer, et à s'agripper sur la surface extérieure du collet de repêchage. [4]

4.9. Barres de charge (espacer bar) :

Elle serve à alourdir le train pour les descentes afin de vaincre la pression en tête de puits. [4]

4.10. Moteur de fond :

La rotation du coiled tubing étant impossible, cette élément va permettre d'effectuer des opérations de nettoyage ou de reforage à l'aide de fraises.

On trouve tous les types d'outils de forage, mais les plus utilisés sont ceux du type PDC qui sont disponibles jusqu'à des diamètres minimums de 1,5 pouce. [4]

II. LE SNUBBING :

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

Le SNUBBING est une opération préventive sur les puits avant qu'elle soit curative.

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.

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's ou au manque d'expérience de l'équipe d'intervention peuvent conduire directement à une catastrophe. [2]

1. Principe et domaine d'application :

Comme pour le coiled tubing, le snubbing permet de descendre dans un puits en pression un tubulaire muni en son extrémité d'un clapet anti-retour en utilisant un dispositif de manœuvre et un système d'étanchéité appropriés.

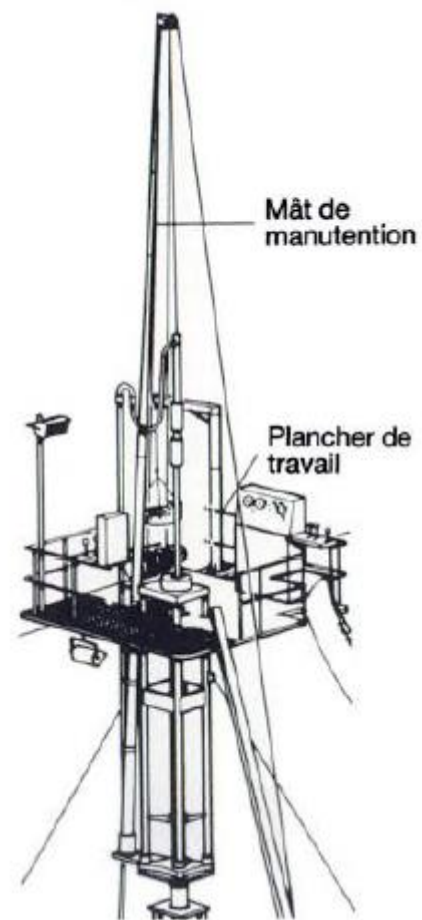


FIGURE III.8 : APPAREIL DE SNUBBING

Mais au lieu d'utiliser un tube enroulé sur un tambour, on utilise des tubes de type tubing que l'on raccorde classiquement par vissage les uns aux autres au fur et à mesure que l'on descend dans le puits.

Ceci permet d'utiliser des tubes présentant un diamètre plus important que celui du tube enroulé utilisé en coiled tubing. Bien entendu, on reste limité par le tubing qui équipe le puits et à travers lequel il faut pouvoir passer.

L'unité de snubbing offre donc une meilleure capacité de débit, une meilleure résistance à la traction et une meilleure capacité de rotation ainsi que la possibilité de mettre du poids sur l'outil.

Par contre la manœuvre est plus longue du fait de la nécessité de visser les tubes et compte tenu de la procédure de passage des raccords à travers le système d'étanchéité en tête de puits.

La mise en œuvre d'une telle unité requiert du personnel spécialisé comprenant en général un chef d'unité et trois ou quatre personnes par équipe.

L'unité de snubbing permet bien entendu d'effectuer, mais avec une mise en œuvre plus longue, l'ensemble des opérations réalisables au coiled tubing.

Elle permet en outre :

- Des circulations à débit plus élevé (ce qui peut compenser les manœuvres plus longues) ;
- Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation ;
- De mettre en place un tubing concentrique « permanent » pour l'injection d'inhibiteur, pour (gas lift), ... ;
- La pose de bouchons de ciment ;
- Des reforages légers (bouchon de ciment, ...) ;
- Certaines instrumentations (repêchage de poisson wireline ou coiled tubing, ...).

Notons enfin que le snubbing est une technique plus ancienne (apparition en 1928 en Louisiane) que le coiled tubing (apparition vers 1960) ; toutefois son développement, même aux États-Unis, a été modeste pendant de nombreuses années. [1]

2. Description du matériel :

Une unité de snubbing se compose essentiellement :

- D'un dispositif de manœuvre des tubes ;

- D'un dispositif de sécurité en tête de puits ;
- D'une centrale hydraulique.

A cela il faut ajouter les accessoires de fond que l'on veut incorporer au tubing manipulé.

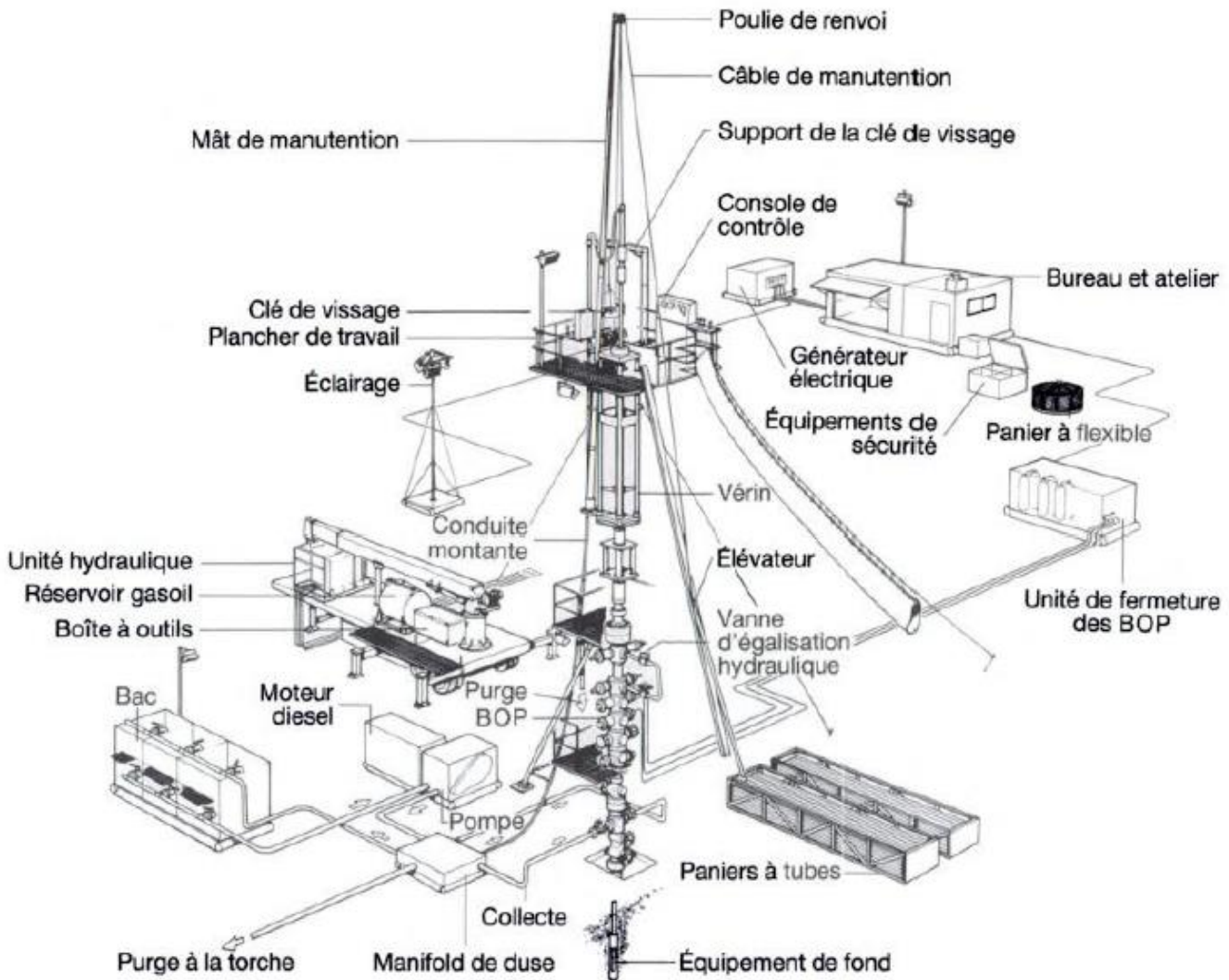


FIGURE III.9 : LES EQUIPEMENTS DE SNUBBING

3. Equipements de snubbing :

3.1. Equipements de surface :

Une unité SNUBBING se compose de trois parties principales :

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

Le système de sécurité :

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

1. Les obturateurs de sécurité et de travail.
2. Les accumulateurs.

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]

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 à 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 la compagnie.
- De la pression maximale de travail.

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. [2]

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. [2]

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 window) :

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, 10 pieds, 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'' 5/8. 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. [2]

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 vissage 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's 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.

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 télescopique (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. [2]

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

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). [5]

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. [5]

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

3.2. 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. [5]

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. [5]

BPV à pointeau :

Lorsque le siège et le pointeau sont en carbure de tungstène ces BPV conviennent pour des pompages intensifs. [5]

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). [5]

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. [5]

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-retour à bille ou de préférence à palette, permet la circulation directe et stoppent le retour de fluide du puits. Ce sont des soupapes classiques, placés au-dessus de l'outil, pour empêcher le retour du fluide de formation, par l'intérieur de la garniture de snubbing.

- 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. [2]

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. [2]

III. INTERVENTIONS SUR LES PUIITS 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 à 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 à 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]

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 quelque 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 prend quelques mois. [6]

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 de production
- 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. [6]

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

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 ce en fonction de 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, ...

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]

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.

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]

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]

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]

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, ... [1]

6. 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). [1]

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 (tapers taps) ;
- Des outils de battage tels que les coulisses mécaniques (bumper subs) ou hydrauliques (hydraulic jars) auxquelles on peut adjoindre des accélérateurs (jar accelerators ou intensifieurs) ;
- 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 à ce niveau si le poisson reste coincé.

CONCLUSION :

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 et chaque opération caractériser avec des avantages et des inconvénients ou limitations et l'avantage principale c'est la transition entre les interventions sans problème mais le cout est plus avec les opérations refuser.

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

Dans les trois études de cas ils existent des phénomènes qui arrêter la production ou bien crée une diminution de productivité ; et pour la résoudre on va intervenir les puits dans chaque cas avec opération efficace, dans le premier cas ; un puits dans le tube de production il existe deux poisons mais le puits n'est pas on sécurité on pose (SIM LOCK) pour résoudre cette problème.

Ensuite, l'intervention de velocity string (2^{eme} cas) à cause de la diminution de production de gaz et pour résoudre cette problème on va voir la performance de puits selon quelque tube et déterminer la meilleure production et dans la 3^{eme} cas ; intervenir un puits avec opération de work over pour crée un médium radius à cause de la section couche-trou.

1. Opération de Slick line (SIM LOCK INTERVENTION) :

1.1. Informations de puits :

WELL NAME	TFT-329z
Well Type	Gas Producer
Rock Type	Sandstone
Réservoir zone	Ordovicien IV-3
Réservoir pressure	1260 psi
Réservoir Température	83 °C
Depth Driller	2189m MD
Max.Hole Deviation	90 Deg
Elev K.B	G.L 543.00m D.F 549.70m
X=	357 399.1
Y=	3 148 399.96
COMPLETION DATA	
Well Head Connection	7"1/16 5K Flange
Casing 18" 5/8	K.55-87.5 Lbs/ft @200m MD
Casing 13" 3/8	N.80-68 Lbs/ft @1394m MD
Casing 9" 5/8	P.110-47 Lbs/ft @2097m MD
Casing 7"	P.110-26 Lbs/ft@ 2189m MD
Liner 4" 1/2	P.110-12.6 Lbs/ft @ 2394.82m MD
Tubing Production	5 in 15 ft # P110@ 1660.25m MD (Sabot 4"1/2 VAM)
Restrictions	ID 4.125" R Nipple @1639m ID 3.912" RN Nipple @1658m (minimum restriction)
Perforations	Horizontal
VOLUMES	
Wellbore volume @m	--- bbl (--- m3)
TBG Volume @m	--- bbl (--- m3)

TABLEAU IV.1 : PUITES TFT -329Z

1.2. Objectif de l'opération :

TFT-329 était un puits qui produisait environ 264 kNm³/j (après correction DCS) avant qu'un incident pendant une opération de Slickline ne conduise à la perte d'un outil dans le puits.

Plusieurs tentatives de repêchage ont été effectuées avec différents outils et différentes unités SL (SLB et EXPRO) et Coiled Tubing (BJSP) ; Toutes ces tentatives se soldant par un échec.

Plusieurs alternatives ont été étudiées en considérant les différents paramètres comme faisabilité opérationnel et temps d'exécution principalement.

L'objectif de cette intervention est de Sécuriser le puits par l'installation d'une deuxième Storm-choke au-dessus du poisson actuel à l'aide d'un 5" PEAK SIM Lock pour la remise en production de puits.

1.3. Historique D'interventions :

- Contrôle périodique S/C
Coupure de câble au niveau de mesure, 1650m de câble dans le puits.
- Fishing Unite Slick-Line SLB
Recuperation 1600 m du cable
Poison coince a 1377m CT.
- Fishing Unite Braided Line EXPRO
3 jours de tentatives avec 7/32" Braided line.
Sans success, maximum tension Pulled up 3480 lbs. et Jarring up 3000 lbs.
- Fishing Unite CTU BJSP + WEATHERFORD
3 tentative pendants 2 jours.
Tension appliquée 35000 lbs sans succès.

1.4. Procédure Opérationnel : (Day 5)

- 1) Inspection du puits par (sécurité /Safety meeting) et ouverture du permis de travail.
- 2) Montage des équipements Slick Line.
- 3) Suivi de la pression de tête du puits par (trending) au DCS et localement par le transmetteur de pression PT de la tête de puits.
- 4) Ouverture progressive du puits Vanne de sommet

- 5) Tubing Drift avec PEAK Junk Catcher a 10m de la cote prévue d'ancrage SIM Lock (Consignes & Procédures PEAK)
- 6) Démontage & Fermeture puits.

(Day 5-8)

- 1) Inspection du puits par (sécurité /Safety meeting) et ouverture du permis de travail.
- 2) Montage des équipements Slick Line en respectant la CHECK LIST 'OPERATION SLICK LINE '
- 3) Suivi de la pression de tête du puits par (trending) au DCS et localement par le transmetteur de pression PT de la tête de puits.
- 4) Ouverture progressive du puits Vanne de sommet.
- 5) RIH SIM Lock avec S/C 2.750", Ancrage dans la cote prévue (Consignes & Procédures PEAK).
- 6) Test d'Ancrage (Consignes & Procédures PEAK).
- 7) Faire un test de déclenchement sur torche.
- 8) Enregistrement pendant une (01) heure la remontée de pression pour vérifier L'étanchéité de la SC ; si la fuite dépasse 0.14Sm3/minutes, la SC n'est pas étanche d'où l'implication d'un autre entretien et autre test de déclenchement et d'étanchéité.

Si le test est Négatif :

Refaire les étapes de 5 à 8 jusqu'à avoir un déclenchement positif (Redress SIM Lock Nécessaire pour chaque RIH)

- 9) Descente du (prong) pour égaliser les pressions et rouvrir la Storm Choke.
- 10) Test d'ouverture du puits pour s'assurer que la SC est ouverte après égalisation de la pression.
- 11) Démontage et remise du puits en service.

N.B

- ✓ En cas d'égalisation de la SC (atteint la pression statique du puits) durant la période d'observation, ne pas attendre 01 Heure, procéder à sa remontée.
- ✓ Pour la remise du puits en service, aviser le Contre maitre mesure ou l'équipe du TL ainsi que la hiérarchie 30minutes avant le démontage des équipements Slick line.

- ✓ En cas de problème (Coincement, perte d'outil.....), aviser la Hiérarchie en vue d'établir un programme d'intervention en conséquence sous l'assistance technique du PEAK Spécialiste.

1.5. Cote D'Ancrage SIM Lock :

- ✓ Etat Interne des parois du Tubing
- ✓ Évite l'ancrage en face des Manchons (Tubing Coll)

1.6. Equipements :

- Unite Slick-Line Cable 0 = 0.125.
- Grue de 15m de Fleche Minimum.
- 04 Section de Lubricator 5".
- 3" Stuffing Box.
- Tools String 2" 1/8, minimum 10 ft de barre de charge.
- Package SIM LOCK.
- (SIM Lock, Running / Puling Tool, Junk Cather X-Over, Melon Equalizing Sub, Equalizing Prong / Probe & Redress Kits).

2. Opération de CT (CT Velocity String Pilot traitement et Procédure d'installation) :

2.1. Objectif :

L'objectif du traitement est d'effectuer une intervention de levage de tube (CT) et d'observer les performances de débit de puits tout en gardant les tubes (CT) compatibles avec la fibre optique dans le trou pour se renseigner sur l'étalonnage du modèle DTS pour l'analyse des écoulements.

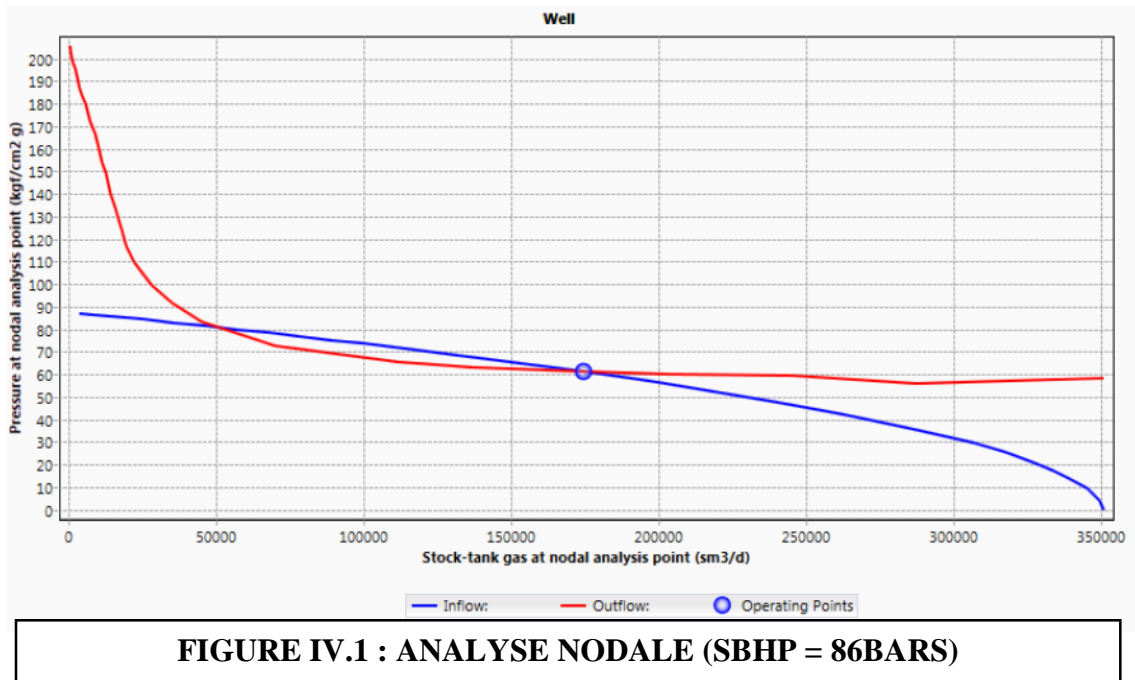
2.2. Aperçu de l'opération proposée :

- Exécutez le tube enroulé compatible avec la fibre vers le TD et enregistrez la ligne de base DTS avec le bien fermé.
- Effectuez le purgeur et baissez le puits et essayez d'avoir un écoulement stable.
- Une fois que le puits commence à couler avec un taux constant, exécutez le CT TD et exposez l'intervalle de perforation à la fibre optique et connectez l'UltarBox pour l'interrogation DTS et l'enregistrement DHP ; Une fois qu'un écoulement stable est atteint et que le débit du puits est stabilisé, arrêtez de vous renseigner et démarrez POOH.
- La surveillance DTS et DHP sera utilisée pour étalonner le modèle de performance du puits pour la vitesse d'exécution.

- Exécuter (the CT velocity string 2") avec l'équipement de tête de puits associé.

2.3. Conception :

Dans l'objectif d'évaluer la performance du puits, les analyses Nodal ont été effectuées pour évaluer la performance du puits.



Le modèle sur la figure 1 représente la construction du modèle de puits en fonction de l'exécution de la jauge réalisée en juillet 2016 avec les données ci-dessous :

- SBHP estimé à 86 bars
- FBHP : 67,5 bars
- Q gaz humide : 175 Sm³ / d (facteur de correction : test du puit 2013)
- Taux de liquide = 20 Sm³ / Sm³ (11 Sm³ / j d'eau et 9 condensats Sm³ / d, selon le test du puits 2013)
- Pression de tête bien comprise 41,5 bars (valeur actuelle de Slug Catcher 35 bars)
- Le modèle a montré que le bien produisant des gaz très proche de la manière non régulière conduit à un écoulement instable. Cela signifie qu'une légère modification de
- L'état (taux, taux de charge de l'eau) entraînera le décès du puits. Cela confirme les comportements actuels aujourd'hui que le puits produit pendant 6 heures.

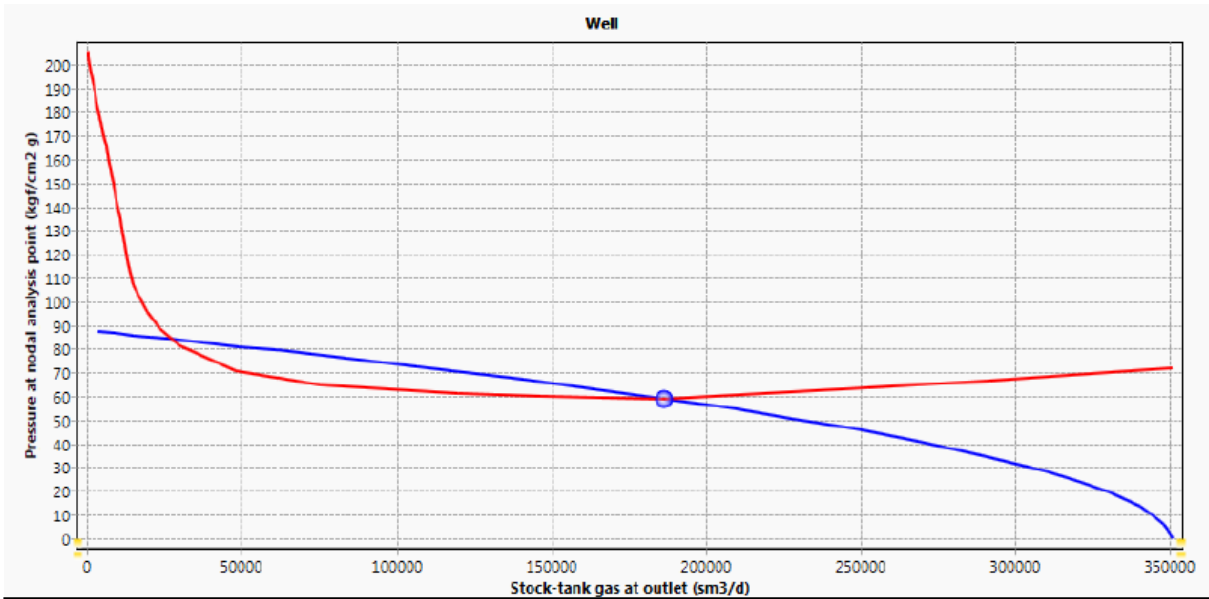


FIGURE IV.2 PERFORMANCE DE PUIIS PREVISIBLE AVEC 1,75'' CT A 1915M, SBHP = 86BARS

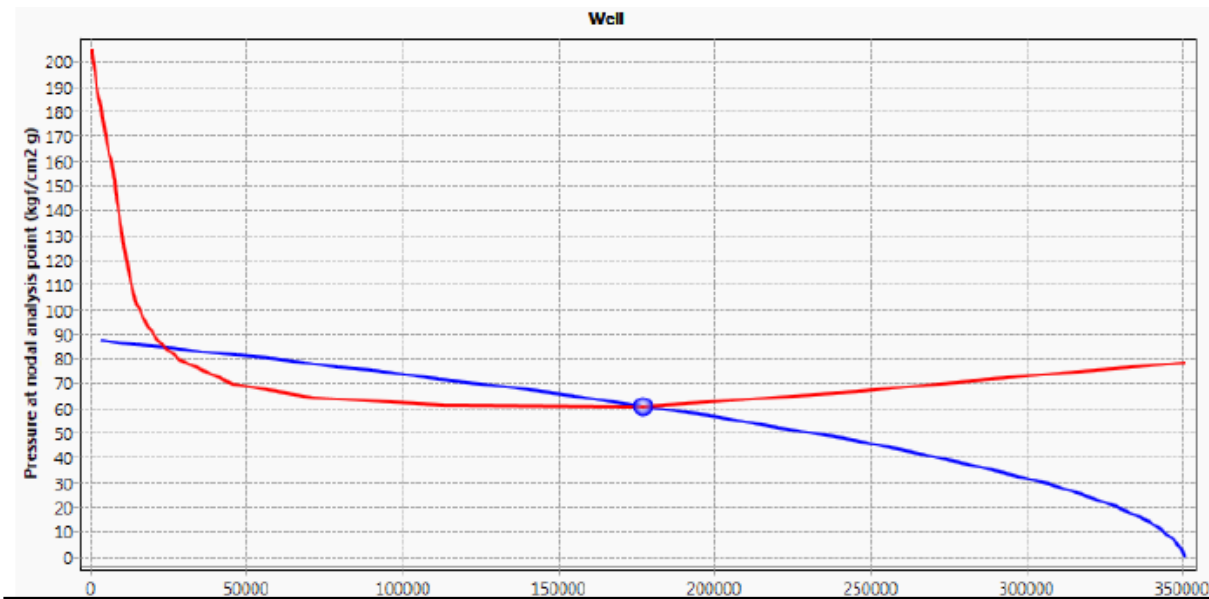


FIGURE IV.3 PERFORMANCE DE PUIIS PREVISIBLE AVEC 2'' CT A 1915M, SBHP = 86BARS

Les figures 1 et 2 ont montré la performance du puits avec les mêmes paramètres enregistrés en 2016 avec une addition (the 1.75" & 2" CT velocity string) respectivement, la simulation a montré que le TC 1.75" courant contribuerait à déplacer le point de fonctionnement vers un écoulement stable, mais il reste toujours proche du régime instable par rapport à la course de (chaîne de vitesse de 2").

Sur la base de la simulation ci-dessus, la mise en œuvre de (the 2" velocity string) sur le puits TFT 357 est recommandée comme tentative d'éliminer le chargement du liquide dans le

puits permettant un écoulement naturel en augmentant la vitesse annulaire qui peut être obtenue en ayant une précision performance du débit de puits pour la taille et la profondeur optimales de la taille du tube enroulé. Un test pilote sera effectué en exécutant 1,75" CT, soulever le puits pour décharger tous les fluides et surveiller les performances du puits grâce à la surveillance DTS et BHP.

DTS est un outil précieux qui servira à comprendre la dynamique de production de pétrole et de gaz. Ceci est réalisé en surveillant les variations de température causées par les débits d'écoulement ou d'injection aux points d'entrée du réservoir, le profil de température de forage complet sera obtenu dans un court laps de temps sans avoir besoin de la ligne filaire. Des informations de mesure de la température discrète peuvent être obtenues sur l'ensemble du puits de forage à l'aide de fibres optiques installées dans la chaîne de tubes enroulés et d'une (source / détecteur) laser pour émettre de façon répétée la lumière vers le bas de la fibre et détecter la lumière diffusée à chaque profondeur, la lumière rétrodiffusée est le résultat de l'interaction de chaque impulsion laser avec les molécules de fibres et est proportionnelle à la température du verre à la profondeur donnée, les réponses d'intensité des impulsions lumineuses répétées sont calculées en moyenne pour obtenir une résolution de température acceptable et peuvent être améliorées en augmentant le temps d'acquisition.

2.4. Aperçu de l'opération :

En fonction de toutes les considérations ci-dessus, le travail comprendra :

- 1) Exécutez CT au maximum TD et effectuez le premier profil DTS alors que le puits est à l'état stable avant d'induire des fluides sur le puits de forage.
- 2) Effectuez un traitement de nettoyage si nécessaire et soulevez le puits avec N2.
- 3) Avec le record d'écoulement stable 2ème DTS et dans la tentative de reconnaître les points de refroidissement par rapport au 1er DTS.
- 4) Permettre au puits de circuler à un débit stable et surveiller le mouvement des fluides en utilisant le DTS, le DHP doit être surveillé avec une taille de chocs différente ainsi que le WHP.
- 5) Une fois que les paramètres de performance du puits sont enregistrés, démarrez POOH le CT vers la surface et interprétez les données pour l'étalonnage du modèle et procédez à la deuxième étape d'installation du cordon de vitesse, avec un cintre de tube enroulé fabriqué par WCP type RH-

La configuration finale du puits est décrite dans la figure ci-dessous

Sur la figure ci-dessous, illustrez la séquence d'installation de la chaîne de vitesse avec les étapes suivantes :

- ✓ Étape 1 : RIH le CT à la profondeur souhaitée.
- ✓ Étape 2 : Tuez le puits en utilisant Diesel, une fois que le puits est mort, observez le puits pendant 20 minutes.
- ✓ Étape 3 : sécuriser le puits en fermant (the pipe rams), serrer manuellement (bleed ram's) de la pression.
- ✓ Étape 4 : fermer la fenêtre, égaliser la pression sur le tuyau, débloquer (the ram's) et ouvrir le tuyau et RIH Pour régler l'ensemble d'emballage.
- ✓ Étape 3 : fermez la fenêtre, égalisez la pression sur le tuyau et ouvrez (the ram's) et RIH pour régler l'ensemble d'emballage.
- ✓ Etape 4 : Une fois que l'emballage est verrouillé, la pression de tester le pack off à travers (Kill Line).
- ✓ Étape 5 : purger la pression puis ouvrir le SDDT, couper le tuyau (plus d'informations dans la section d'installation DWS).
- ✓ Étape 6 : Rig Down de la CT empiler et finaliser le CT coupé et forger la partie supérieure de la tête de puits.

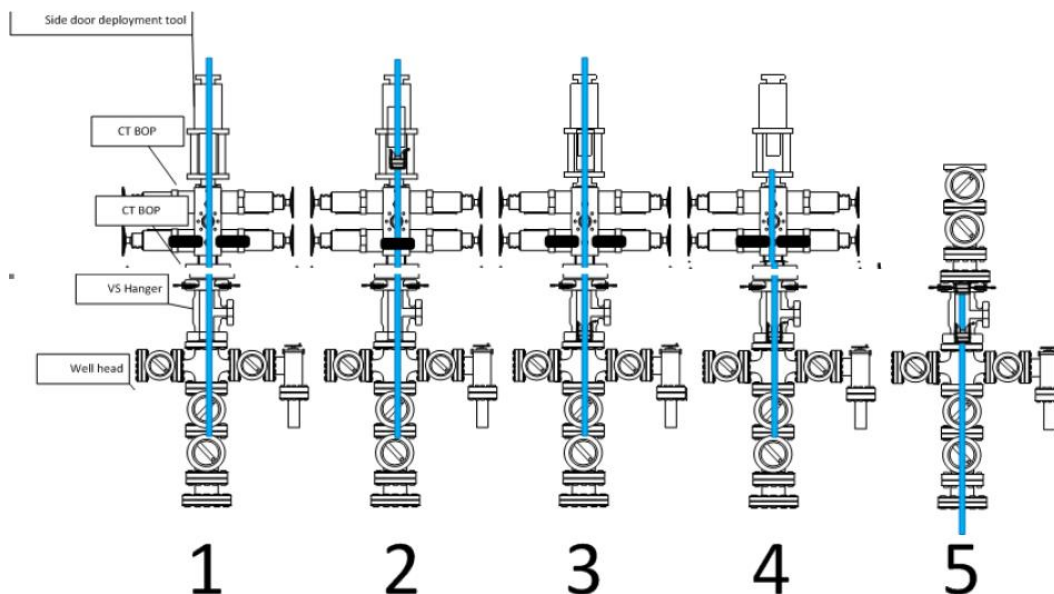


FIGURE IV.4 SEQUENCES D'INSTALLATION (VELOCITY STRING)

2.5. Mode opératoire :

2.5.1. Test de pilote de chaîne de vitesse :

- 1) Unité CT R/U et test de pression identique.

- 2) Pointez tous les équipements CT au niveau de l'emplacement, de l'équipement et de l'équipement de test de fonctionnement.
- 3) Préparez la pile de contrôle du puits sur la tête de puits, la fonction et le test de pression de la BOP.
- 4) Testez le IH et piochez le tube CT dans la tête de l'injecteur
- 5) Branchez le connecteur CT et tirez le tester jusqu'à 20 000 lb
- 6) Branchez la tête et les connexions optiques. Test de pression de la tête Active, connecteur CT et CT tube.
- 7) Mesurez la perte optique dans les connexions de tête active et assurez-vous qu'elles sont dans une plage acceptable.
- 8) Effectuer un test de surface du système Active et confirmer que la télémétrie est établie avec succès.
- 9) Effectuez le processus QA / QC de surface de l'IFC pour DTS.
- 10) Composez le CT BHA (Jet BLASTER) et la pile de contrôle du puits.
- 11) Test de pression de la pile de contrôle de puits CT selon la norme WIS 2, la ligne de traitement doit être testée à 5 000 psi. La soupape maître WH, le corps BOP et le DFCV dans le BHA doivent être testés à 2 500 psi.

Remarques :

- ✓ Consultez CoilLIMIT Advanced sur l'emplacement pour confirmer que la pression d'essai est dans les limites.
 - ✓ Après avoir terminé la mise en place de l'équipement, FS / FE en charge du travail devrait marcher le long de l'équipement complet pour vérifier et confirmer que la pression nominale de tous les équipements truqués est dans la note de Maximum de pression de travail pour le travail.
 - ✓ Pendant toutes les courses, tout en RIH de CT, assurez-vous que l'inhibiteur de H₂S est pompé si le puits coule, faites circuler des limaces d'inhibiteur de corrosion H₂S de 5 basses toutes les 8 heures d'enfouissement sans dépasser 1 BPM. Le but de cette protection L'environnement de la conduite dans (SOUR).
- 12) RIH avec 1,75 "CT vers le bas.

Avant le début de toute opération de CT, une réunion de sécurité avant le travail sera menée. Le personnel suivant devrait assister à la réunion avant le travail :

- Représentant du client,

- Membres d'équipage de Schlumberger
- Tout autre personnel impliqué sur le plan opérationnel.

Lors de la réunion de sécurité avant le travail, le contenu comprendra, mais sans s'y limiter :

- Décrivez les exigences relatives au permis d'emploi et à la portée des travaux couverts pendant l'opération,
- Discutez de la procédure opérationnelle et mettez l'accent sur les points clés liés à son exécution,
- Décrire les domaines de responsabilité de tout le personnel et établir les lignes de communication,
- Décrire les limites de pression et d'exploitation de l'intervention,
- Discuter de HARC,
- Discutez des procédures d'urgence et d'urgence et établissez une compréhension approfondie entre toutes les parties (échec de la surface de CT, effondrement de la chaîne CT, fuite du décapant, fuite entre BOP et stripper, fuite entre BOP et WH, défaut de traction de l'injecteur, Stuck CT, fuite de l'équipement de traitement, Panne d'alimentation, panne de col de cygne).

13) Courir dans le trou lentement tout en surveillant le poids Indicateur.

14) Démarrez RIH à 2 m sous les perforations.

15) Surveiller / enregistrer / contrôler les paramètres du travail CT :

- ✓ CT : CoilUMIT avancé, CoilLIFE, CTP, WHP, CT Poids, CT Profondeur, Vitesse CT,
- ✓ ACTive: BHT, BHPann, BHPcts, BHPdiff, CCL,

16) CT à TD, Connectez la boîte DTS Ultra et acquérez la ligne de base DTS-1 pendant au moins 3 heures. En min. Tout en gardant le puits bien fermé avec le BHA stationnaire à 2 m en dessous de la performance la plus basse. L'objectif de cette étape est de :
Établir une base de référence de température pour toutes les interprétations à venir.

Remarque : Ne pas pomper avant l'acquisition de la ligne de base pour éviter toute perturbation du profil de température.

17) Une fois que la ligne de base est enregistrée, commencez à pomper N2 dans l'objectif de soulever le puits et de démarrer le débit, en commençant pour la profondeur 1500m

18) Une fois que l'écoulement stable du puits est établi, exécutez le CT en dessous de la perforation et commencez à interroger le DTS tout en surveillant le débit du puits.

- 19) Continuez à enregistrer le DTS jusqu'à ce qu'un flux régulier soit observé.
- 20) Interpréter les données et identifier la zone d'entrée élevée, communiquer à l'ingénieur responsable et régler le calendrier de la pompe si nécessaire.

2.5.2. (Velocity String) installation :

- 1) Mobiliser les unités et le personnel à l'emplacement et organiser une réunion de sécurité préalable à l'arrivée à l'arrivée sur le site du puits, assurez-vous que tous les employés de l'opération y participeront, le superviseur de Schlumberger CTS sera le point de contact principal au cours de cette opération et il coordonnera tous les problèmes opérationnels et de sécurité avec le superviseur du site de GTFT.
- 2) Installez (the RH-3 hanger) et branchez-le sur le dessus de la partie supérieure (vanne principale).
- 3) Placez l'ensemble de conditionnement dans (the hanger). (Figure IV.5 Image 1)
- 4) Tournez les broches de verrouillage jusqu'à ce que chaque broche soit au même niveau que le diamètre interne (the hanger) sans extrusion.
- 5) Tournez chaque goupille de verrouillage d'environ 1 tour complet, ce qui met le biseau de verrouillage sur le biseau de l'emballage. Il est très important de s'assurer que chaque broche de verrouillage se trouve à la même distance de l'identifiant du cintre pour éviter un réglage inégal de l'emballage. Si les broches de verrouillage présentent une résistance avant 1 retournement (1/8) à (1/4) tournez et assurez-vous que toutes les broches ont la même quantité de virages. (Ceci pour éviter que la pression du puits de forage ne bouge de manière ascendante lorsque la vanne principale est ouverte). (Figure IV.5 Image 2)
- 6) Connectez les BOP et tuez la ligne à la valve latérale de la tête de puits.
- 7) Connectez la fenêtre de travail sur le dessus de la BOP puis installez l'injecteur, connectez la ligne de pompage au CT.
- 8) Test de pression sur les lignes et la pile CT selon les normes Schlumberger et GTFT (PT-1 et PT-2), assurez-vous que les clapets anti-retour à double clapet maintiennent la pression.
- 9) Égalisez la pression sur la vanne principale, ouvrez le puits et commencez à fonctionner dans le trou tout en pompant l'eau à un débit minimum.
- 10) Exécutez CT à la profondeur de contournement souhaitée (à confirmer par GFT). Effectuez des tests de traction chaque 500 m ou selon les besoins.

- 11) CT à la profondeur accrochée commencez à tuer le puits à l'aide de Diesel, une fois que le puits est tué ouvert à la chaux et à observer le puits pendant 20 min.
- 12) Une fois que le puits a été confirmé, fermer le glissement et les vérins pour les deux BOP (verrouiller manuellement les ram's) et purger la pression piégée entre le haut des béliers et le fond de l'épilateur à travers l'orifice de destruction de la BOP.
- 13) Avec une pression effacée et confiante que les vérins sont étanches, ouvrez la porte d'accès sur la fenêtre de travail.
- 14) Réglez (slips for hanger) sur le CT et mesurez la distance entre (slips) et le pack-off (the hanger). (Figure IV.5 Image 3-4)
- 15) Fermez la fenêtre de travail, après avoir égalisé la pression sur les béliers, débloquer (the ram's), puis ouvrir (pipe) et (slip ram's).
- 16) En ce qui concerne la distance mesurée à partir de (the hanger slip) en haut de (Pack-off), RIH jusqu'à cette profondeur jusqu'à ce que le poids du CT commence à diminuer, l'indication du marquage de (Pack-off).
- 17) Réglez 2000 à 5000 livres de poids sur le pack-off pour s'assurer que le glissement est engagé dans le pack-off.
- 18) Tournez chaque goupille ($\frac{3}{4}$) de verrouillage ou jusqu'à ce que les broches soient en dessous. N'oubliez pas de transformer chacun d'eux en quantité égale. Ensuite, serrez chacun un virage J4 à la fois jusqu'à ce qu'ils soient complètement serrés.
- 19) Augmenter la pression à travers le port de tuer à 1500psi, assurez-vous que le paquet ne fuit pas et vérifiez les joints.
 - ✓ Tout en verrouillant les broches, l'emballage peut fuir, si cela se produit, serrez les écrous de gland jusqu'à ce que l'étanchéité soit atteinte ou si elle est en butée vers le bas, la goupille de verrouillage lente vers l'extérieur jusqu'à ce que le joint soit réalisé.
- 20) Purger la pression ; Assurez-vous que les clapets à double clapet sont en place. Observez le puits pendant 0,5 heure.
- 21) Verrouillage DFCV confirmé, ouvrir la fenêtre de travail et couper le CT.
- 22) Installez le matériel CT.
- 23) Couper le tube à la longueur requise du haut du cintre pour mettre le guide filaire et l'habiller soigneusement. (Figure IV.5 Image 5)
- 24) Ranger la vanne principale supérieure et fermer le puits. Remettre le puits au représentant de GTFT.

25) Préparez-vous à cisailer le POCV et lancez le puits (au lendemain)

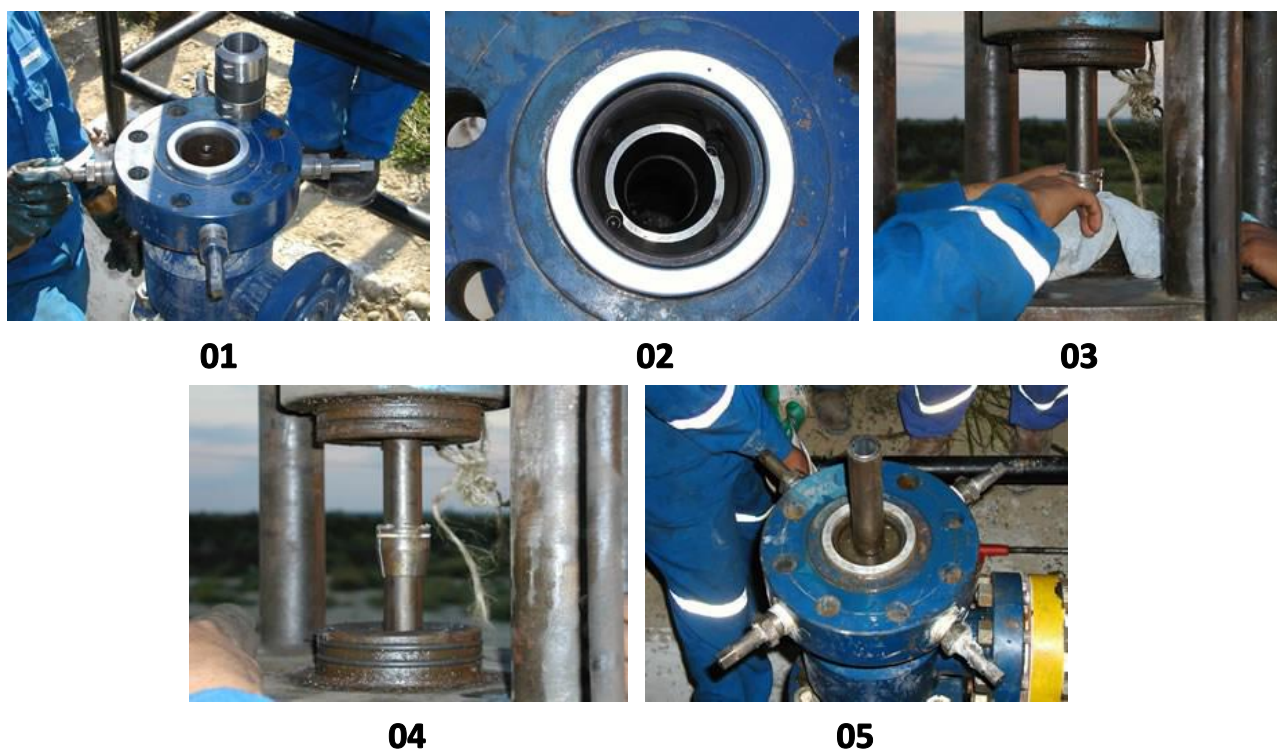


FIGURE IV.5 IMAGES POUR LE REGLAGE (HANGER)

3. Opération de Work over (Préparation et Réalisation du Médium Radius) :

3.1. Introduction :

- RA-102 est un puits de développement situé dans le champ de Rhoude Nous, il a été foré du 26/02/2010 au 28/07/2010 dans le cadre du projet Gassi Touil QH.
- L'objectif principal est la production du gaz à condensât des réservoirs ordoviciens principalement les Quartzites de Hamra, Grés d'Ouargla et les Grés d'El Atchane, Le puits a atteint la profondeur totale (TD cote sondeur) de 3901m.

3.2. But de l'opération :

- Neutralisation du puits avec boue OBM $d = 1.28$ SG selon la méthode adoptée par la région.
- Réception de l'appareil.
- Remontée de la complétion 4"1/2 N.Vam.
- Nettoyage du fond du puits jusqu'à 3900m.
- Opération de Gyro pour l'enregistrement des surveys du puits vertical actuel afin de corriger la trajectoire prévisionnelle.
- Enregistrement d'un Log de corrosion 7".

- Test en pression du Top Liner 4"1/2 et des Casings.
- Mise en place des Bouchons de Ciment (TOC à +/-3455m).
- Orientation et mise en place et du Whipstock N290° à +/- 3450m.
- Création d'une fenêtre dans le casing 7" 29#.
- Forage directionnel pour la réalisation d'un drain latéral en Slanted,
- Opérations électriques.
- Descente d'un Liner mixte 4"1/2.
- Opération de DST.
- Complétion du puits selon les standards de la région Rhoude Nous.
- TOP DTM.

3.3. Intérêt de l'intervention :

Reprise du puits en réalisant un drain latéral en (slanted) dans le réservoir Ordovicien (Grès d'Ouargla et Quartzite de Hamra) suivant l'azimut N290° afin de le faire produire.

3.4. Détails des Travaux

Préparation du puits avant la réalisation du drain horizontal

Préparation du puits

- Visite sur le puits et vérification de l'état de la plateforme et de la tête de puits.
- Prendre les relevés des pressions sur la tête de puits.
- Prévoir une boue à l'huile de densité 1.30 SG, soit deux (02) fois le volume du puits.
- Vérification de la disponibilité des produits pour la fabrication du fluide de complétion.
- S'assurer de la disponibilité de l'unité de filtration du fluide de complétion.

Neutralisation du puits.

Réception de l'appareil et démontage de la tête de puits

- Réception de l'appareil et Montage.
- Fabrication deux (02) fois le volume du puits avec une boue à l'huile de $d=1.30$ SG.
- Vérification de la pression en tête et les pressions annulaires.
- Ouverture du puits sur la torche et observation.
- Installation et vissage de la Back Pressure Valve (BPV) dans l'olive.

- Démontage de la tête de puits jusqu'au niveau de la Tubing Head.
- Montage et test de l'ensemble BOP.
- Récupération de la "BPV" de l'olive.

Décomplétions du puits (Remontée Tubing, Fraisage et Repêchage du Packer)

- Circulation du puits avec boue OBM d=1.30 SG.
- Désancrage du Ratch Latch.
- Remontée de la totalité du Tubing 4"1/2 N.Vam. Si le désancrage s'avère négatif procéder à Une coupe (chimique ou mécanique) au-dessus des éléments de fond, soit à la cote plus ou moins de 3470m.

N.B: Existence d'Internal Tubing Patch de 6m de longueur à l'intérieur du tubing 4"1/2 à la Cote plus ou moins de 978m.

- Installation de la Wear Bushing dans la Tubing Head (il est préférable de démonter la Tubing Head et de la remplacer par une autre déjà utilisée).
- Fraisage et repêchage du Packer avec son extension.
- Nettoyage du fond jusqu'à 3900m (sabot liner 4"1/2) en alternant des bouchons visqueux Jusqu'à ce que le puits soit propre.
- Opération de Gyro pour l'enregistrement des surveys du puits vertical actuel afin de corriger la trajectoire prévisionnelle

NB :

- S'assurer que le X-Over 4"1/2 N.VAM (Pin) x 3"1/2 IF (Box), soit disponible sur le plancher durant toute la période de décomplétion.
- Contrôle des pertes de boue éventuelles lors des opérations de nettoyage, et ajuster la densité de boue en cas de nécessité.

Contrôle et test de l'état et de l'intégrité des tubages

- Enregistrement d'un Log de corrosion du Casing 7".
- Test de la tête du Liner 4"1/2 à 2000psi, avec un Packer de test.
- Test du Casing 7" 29# à 2000psi (Tie back seal à +/-2604m), avec un Packer de test.
- Test de l'EA 7" x 9"5/8 à 1500psi.
- Test de l'EA 9"5/8 x 13"3/8 à 800psi.

- Test de l'EA 13"3/8 x 18"5/8 à 400psi.

NB :

- Vérifier le top du ciment dans l'espace annulaire avant de tester.
- Les pressions de test pourront être modifiées en fonction des résultats du Log de corrosion.
- En cas de présence des communications, prévoir la réparation des casings.

Mise en place des Bouchons de Ciment et Whipstock :

- Contrôle du fond du puits jusqu'à 3900m.
- Mise en place d'un Bouchon de ciment N°1 à partir du fond de puits à 3900m jusqu'à la cote 3700m (pour abandonner toute la partie crépinée du réservoir).
- Test mécanique en compression du Bouchon de ciment N°1.
- Test en pression du Bouchon de ciment N°1.
- Mise en place d'un Bouchon de ciment N°2 de 3700m à +/-3455m.
- Test mécanique en compression du Bouchon de ciment N°2.
- Scrapage du casing 7" 29# de +/-3455m à +/-3400m (en deux passes).
- Descente et ajustage du Cased Whipstock à la cote +/-3450m (cote KOP).
- Descente un Gyroscope au Slickline pour l'orientation de l'azimut vers N290° (Trois 03 lectures pour confirmer la direction).
- Ancrage du Cased Whipstock 7" 29# à la côte +/-3450m avec azimut N290°.

NB : Les volumes de laitier de ciment seront calculés par la compagnie de service qui assure la cimentation et sera contrôlé par le superviseur de Sonatrach.

Réalisation du drain horizontal (en slanted) :

Création d'une fenêtre dans le casing 7" 29# ;

- Circulation de la boue OBM de densité 1.30 SG.
- Fraisage et création d'une fenêtre dans le casing 7" 29# à +/-3450m (cote KOP) au niveau du Silurien argileux.
- Forage pour réaliser un trou de diamètre de 6" et longueur de 3m (Rathole) dans la formation.
- Nettoyage et Circulation avec Hi-Vis Pill pour évacuer toutes la ferraille en surface.
- S'assurer que le trou est bien nettoyé avant la descente "Directionnal BHA".

Opérations électriques

- Enregistrement GR/Caliper + Neutron + Densité + Résistivité, Sonic et Imagerie.

NB : Les Opérations électriques seront confirmées par le Pôle C-E / PED.

Descente du Liner Mixte 4"1/2 jusqu'à TD :

- Descente d'un Liner mixte 4"1/2 (partie pleine + partie crépinée), dont le Top du Liner sera posé à plus ou moins de 150m au-dessus du KOP (plus ou moins de 150m au-dessus de la fenêtre 7"), soit à la cote plus ou moins de 3300m.
- Intercalation du liner mixte par un ECP entre la partie pleine et crépinée, qui sera positionné à Plus ou moins de 40m dans le réservoir Grés d'Ouargla).

NB : La cote sera confirmée après la réalisation et l'évaluation des logs.

- Cimentation de la partie lisse du liner, soit au-dessus de l'ECP jusqu'au Top of Liner 4"1/2, de façon à couvrir le Silurien argileux et la partie supérieur du réservoir Ordovicien (Dalle de M'Kratta + Argiles Micro conglomératiques + Grés d'Oued Saret + Argiles d'Azzel et la partie supérieure du Grés d'Ouargla).
- Scrapage de la partie lisse du Liner mixte 4"1/2 (partie cimentée).
- Enregistrement d'un Log d'évaluation de la cimentation de partie lisse du liner mixte 4"1/2.

Opération de DST.

Complétion du puits en 13%CR Super selon les standards de la région RNS.

Top DTM.

CONCLUSION :

Dans chaque étude de cas on utilise quelque outil pour résoudre les problèmes pose ou bien pour maintenir le puits et à cause de sauvegarder la production mais dans les autres cas on va changer les paramètres d'exploitations de puits comme crée une autre liaison couche trou et tous ces interventions sont succès sans problème mais chaque opération est couteuse donc la transition après le problème crée une continuité sur la productivité.

CONCLUSION

CONCLUSION :

D'après la présente étude, nous avons mis en évidence l'importance et l'efficacité des interventions sur les puits, avec tous les avantages à l'intervenir sur les puits en production. Parmi ces avantages on peut citer :

- ✓ Le développement technologique en termes de traitement des problèmes, Qui font obstacle au processus de production (Outils et de nouveaux programmes de traitement et la mise en place des processus modernes pour restaurer, protéger et d'augmenter la productivité, De nouveaux produits chimiques plus efficaces que celles actuellement utilisées).
- ✓ La multiplicité des outils utilisés et différents dans le même processus augmente le taux de réussite.
- ✓ Transition spécifique entre les interventions dues à des problèmes spécifiques.
- ✓ L'existence de solutions hypothétiques en utilisant des programmes spécifiques qui traitent des caractéristiques bien en termes de problèmes qui font obstacle à la productivité.
- ✓ L'existence de solutions temporaires à certains problèmes dans les puits.

Mais on trouve certains inconvénients tels que :

- ✓ Le développement du mécanisme utilisé dans les interventions crée une hausse des prix.
- ✓ Différentes techniques d'intervention créent beaucoup d'options et la multiplicité des options ouvre devant plusieurs problèmes.
- ✓ La présence de plusieurs nouveaux produits chimiques crée de nouveaux problèmes ne peuvent être résolus.
- ✓ La perturbation de la sécurité au cours des nouvelles interventions dans la phase pilote du primaire.

Bibliographie

- [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, Eni Corporate University. (page 1-15)
- [5] Robert F. Mitchell, – Petroleum Engineering Handbook Drilling Engineering (Coiled-Tubing Well Intervention and Drilling Operations Alex Sas-Jaworsky, II, SAS Industries Inc., Curtis Blount, Conoco-Phillips, and Steve M. Tipton, U. of Tulsa), Edition technique (2006). (Page 25-70)
- [6] Slickline training Manuel, Schlumberger (November 2003). (Page 9-50)