

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables
et Science de la Terre et de l'Univers



N° Série/2022

Département de production des hydrocarbures

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Option : Production

Présenté par :

ROUAM Youcef

KHALIFA Chabbi

KINA TAHA Yacine

Thème

Étude de l'abandonnement du puits pétrolier

Cas de puits AL 17 Champ ELRAR.

Devant le jury :

Encadreur	: Mr. TOUAHRI Abdeldjebar		UKM OUARGLA
Président	: Mr. Mahssouel Ammar		UKM OUARGLA
Examineur	: Mr. Lebtahi Hamid		UKM OUARGLA

Date de soutenance : 05/06/2022

Année universitaire : 2021/2022

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

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

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde
gratitude à notre encadreur MR_Touahri
pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide
qui nous a apportés malgré ses occupations.
Nous tenons à remercier MR_Lebtahi et
MR_Mahssouel pour l'honneur qu'ils nous
font en acceptant de présider les jurys de cette
thèse. Nous souhaitant adresser nos
remerciements les plus sincères aux personnes
qui nous ont apporté leurs aide Mr_Atlili mon
frère Mr_SalemAtia pour aide tous temps et les
autres Zakaria Douair et Abedelbaki ,
l'ingénieur de la division production à la
région TFT Mr_Ramzi Manaani
Et les amies Omardjaraya , Sara brahmi*

Et l'ingénieur Mr BEN ZABOUCI YOUNES

Dédicaces

Je dédie le succès à ma mère, qui m'a soutenu moralement, à mon père, qui m'a soutenu et m'a donné la patience de continuer mon voyage, à mes trois sœurs et à mon petit frère.

À tous ceux qui m'ont tendu la main et m'ont aidé à Dieu d'abord, puis à mes frères que j'ai rencontrés ici

Et merci surtout à l'état d'Ouargla, qui m'a appris la lutte et la patience

A tous les professeurs rencontrés

Vive mes collègues Khalifa Chebbi et toute son humble famille

KinaTaha et toute sa famille, sa fille Heba et son jeune fils

Il a remercié le professeur pour ses efforts et pour les deux professeurs Mr Mahssouel AMMAR et Mr Lebtahi Hamid

À tous ceux que j'ai rencontrés dans ma vie qui m'ont énervé ou m'ont attristé.

Merci

Enfin, je vous souhaite un succès continu pour moi et tous mes amis, et félicitations à tous

Résumé

L'objectif de ce mémoire est de définir la fermeture ou l'abandon définitif d'un puits.

Cette fermeture est une série d'opérations destinées à isoler, de manière durable, les différents niveaux perméables traversés par le puits.

L'abandon définitif d'un puits est lié à plusieurs raisons de production (techniques) et de sécurité. Parmi ces problèmes : la mauvaise qualité des forages lorsque l'état du trou ne permet pas la poursuite du forage, Les puits qui n'ont pas atteint leur objectif, l'absence d'intérêt, déplétion très avancée de la pression, Invasion par l'eau, les mauvaises caractéristiques de réservoir.

L'appareil de work over utilisé pour produire ou bien sécurité, cette cas abandonne du puits AL 17 pour la pression dans les annulaires très élevée.

Abstract

The objective of this report is to define the closure or the definitive abandon of a well;

This closure is a series of operations intended to isolate, in a sustainable manner, the different permeable levels crossed by the well.

The final abandon of a well is linked to several production (technical) and safety reasons.

Among these problems: the poor quality of the drillings when the state of the hole does not allow the continuation of the drilling, the wells which did not reach their objective, the absence of interest, very advanced depletion of the pressure, Invasion by the tank water, poor tank characteristics

The work over device used for production or safety, this abandoned case of the AL 17 well for the very high pressure in the annular rings.

ملخص

الهدف من هذا التقرير هو تحديد الإغلاق أو التخلي نهائياً عن البئر البترولي. هذا الإغلاق عبارة عن سلسلة من العمليات التي تهدف إلى عزل المستويات المختلفة القابلة للاختراق (التي يعبرها مسار البئر) بطريقة مستدامة.

يرتبط الإغلاق النهائي للبئر بعدة أسباب تتعلق بالإنتاج (تقني) وأسباب تتعلق بالسلامة. من بين هذه المشاكل: رداءة نوعية الحفر حيث لا تسمح حالة الحفرة باستمرار

الحفر، الآبار التي لم تصل إلى الهدف

المحدد، استنفاد الضغط بشكل متقدم، غزو الخزان الماء، وخصائص الخزان الرديئة

جهاز يستعمل للإنتاج أو الحماية في هذه الحالة تم التخلي عن البئر بسبب ارتفاع الضغط بين الانبوب و طبقات الارض

Sommaire

Chapitre I Généralité sur le work over	2-19
Introduction Générale	1
I Généralité Sur Le Work Over.....	2
Définition de work over	2
But du Work over	2
Type de work over.....	2
Conditions requises pour une opération de work over	2
Description d'un appareil du work-over.....	3
Les équipements de sécurité.....	10
Les outils d'instrumentations	14
I.8.Considérations particulières relatives à la neutralisation du puits	17
Chapitre II L'abandonnement du puits	20-37
II L'abandon des puits	20
II. 1Introduction	20
Règle Essentielle	22
Pose De Bouchons Réf article 154	23
Protection Cathodique.....	24
Type d'abandonnement.....	24
HYPOTHESES réf articles 154 -158 -159	29
Autre type d'abondement.....	29
Les Bouchons	30
Récupération Des Equipements.....	33
Etat finale en surface des puits Abandonnés.....	36
Étude de fiche d'information	37
Chapitre III Etude de cas puits AL 17	38-56
III Etude de cas puit AL 17.....	38
La région d'Alrar	38
Bute de sondage.....	41
Raisons D'abandon.....	41
Situation géographique	43
Réservoirs.....	44
Programme d'intervention	47
Conclusion	58

Liste des figures

Figure I.1 Derrick	3
Figure I.2 : Tiges de forage	4
Figure I.3: Masse tiges	4
Figure I.4 : Tige carrée	5
Figure I.5 : Tête d'injection	5
Figure I.6: Table de rotation	6
Figure I.7 : Treuil de forage	7
Figure I.8: les Moufles	8
Figure I.9: La Pompe a Boue	9
Figure I.10 : bacs a boue	10
Figure I.11 obturateur a mâchoire	11
Figure I.12: Kelly cock	12
Figure I.13: Gray valve	12
Figure I.14: le dégazeur	13
Figure I.15: manifold	14
Figure I.16 : outils de repêchage	15
Figure I.17 : Les outils de fraisage	17
Figure II.1: Isolation Des Niveaux Réservoirs	25
Figure II.2 : Isolation Du Découvert Au Niveau Du Sabot Du Dernier Tubage	26
Figure II.3 : Isolation Des Niveaux Réservoirs Perforations	27
Figure II.4 : Isolation des annulaires non ou mal cimentés	28
Figure II.5: Isolation complémentaire	28
Figure II.6 : Bouchon sur tête de liner ou coupe d'un tubage dont la partie supérieure a été récupérée	28
Figure II.7 : Exemple D 'Abandon Provisoire D 'Un Puits Cimenté Et Tube	30
Figure II.8 : Garniture de repêchage tubage avec releasing Spear	36
Fiche d'abandon du puits	37
Figure III.1 : Gisement d'Alrar	38
Figure III.2 : Coupe Stratigraphique (Document SONATRACH)	40

Liste des Tableaux

Tableau II.1 Diamètre de tubage et masse tiges.....	35
Tableau III.1: Historique de découverte	39
Tableau III.2: Les puits et l'état dans la région AIRAR.....	41
Tableau III.3: Situation géographique puits AL 17.....	43
Tableau III.4: Forage et tubage	43
Tableau III.5: Les phases et les opérations dans le puits AL 17... ..	43
Tableau III.6: Les propriétés du réservoir	44
Tableau III.7:La pression de tête de puits.....	46
Tableau III.8: La neutralisation du puits.....	50

Liste d'abréviation :

B.O.P : Blow out preventer

G.O.R :Gas-oil ration

K.O.P :Kick off Point

CBL :cement bond log

VDL :Variable Density Log

DTM :Déménagementet Transport Montage

CCL :Casing collar log

API : American petroleum Institute

TVD : Total Vertical Depth

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie nationale, ils constituent la source la plus importante d'énergie qui a une valeur inestimable. Pour exploiter ces richesses souterraines, on procède au forage qui est une opération très délicate et la plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie.

Durant l'exploration du pétrole les puits forés sont appelés : les puits d'exploration. Après la connaissance des éléments géologiques en profondeur, vient la phase de développement du champ par la réalisation des puits de production d'huile ou de gaz.

Lors de la réalisation d'une work over d'un puits, plusieurs techniques sont utilisées pour résoudre des problèmes survenus sur un puits soit au niveau des Formations (colmatage, production d'effluents non désirés, ...) au niveau du profil du puits (Corrosion des tubages ou tubings présence des pressions au niveau des annulaires et abondement).

Notre travail a été réalisé dans un champ de développement du bassin d'Illizi et exactement dans la région de STAH qui se situe à 110 km Nord-Est d'In Amenas

L'opération de work over est reconditionner et maintenir le puits et adapter celui-ci aux nouvelles conditions de production

En cas de problèmes techniques de réalisation, Maître d'ouvrage l'abandonne le puits avec un principe la restauration de l'isolation des différents niveaux réservoir

Ce travail est subdivisé en quatre (3) chapitres :

- ✚ Le 1er chapitre présente l'appareil de work-over et différentes opérations et techniques utilisés.
- ✚ Le 2ème chapitre révèle les procédures d'abandonnement utilisés par la SONATRACH.
- ✚ Le 3ème chapitre montre un cas d'étude sur le puits AL-17.

I Généralité Sur Le Work Over

Définition de work over

Le work over (reconditionnement d'un puits) regroupe tous les travaux, d'entretien, de réparation, ou de rééquipements effectués au cours de la vie d'un puits. Donc l'objet de l'opération est de reconditionner et de maintenir le puits dont les conditions intérieures ont été dégradées, ou de modifier l'équipement, afin d'adapter celui-ci aux nouvelles conditions de production. Ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'un appareil de forage, appelé classiquement appareil de work over.

L'unité d'intervention doit être choisie en fonction de ses capacités techniques (capacité de levage, capacité de rotation équipement de sécurité, équipement annexes.....). ref 1

But du Work over

La reprise d'un puits a pour but :

- Déséquiper totalement le puits ;
- Tester les équipements en place (casing);
- 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 ; ref 1

Type de work over

Il existe 5 types de work over :

- Work over pour changement de complétion fuyarde.
- Work over pour changement du statut du puits PPH en PL
- Work over de sécurité (casings sous pressions élevées).
- Work over pour un sidetrak où forage horizontal.
- Work over résoudre un problème mécanique en cas d'échec de snubbing ref 1

Conditions requises pour une opération de work over

I.4.1 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 » de réservoir
- Déplacement du sable
- Production d'eau « water coning »
- Production du gaz
- Perforations bouchées
- Problème lié à la formation (gonflement des argiles) ref 1

Description d'un appareil du work-over

L'appareil du WO est identique à celui utilisé lors du forage, il est constitué des équipements suivants

Derrick

Il est constitué par un assemblage de cornières avec une base carrée et qui se démonte à chaque déménagement. Il peut être glissé sur rails quand le déplacement est court et le terrain plat. Il doit être démonté, transporté et remonté. (**Figure I.1**)

- ✓ Le derrick repose sur une substructure qui sert également de support au plancher et à son aire de travail à table de rotation et tout l'équipement du plancher ;
- ✓ La substructure est surélevée suffisamment haut pour qu'on puisse installer les B.O.P sous le plancher ;
- ✓ Le derrick peut atteindre une hauteur qui varie de 29 m à 50 m, souvent on utilise celui du 41 m. il permet avec la substructure de supporter tout le poids de la garniture de forage;
- ✓ Il permet aussi le retrait et le stockage temporaire des tiges lors de la remontée; ✓Le derrick est conçu pour résister aux vents, sa résistance est calculée pour des vents allant de 160 km/h à 200km/h ref 2



Figure I.1 : Derrick (Document sonatrach)

Tiges de forage (figure 1.2)

Sont des tiges en acier sans soudure, leurs extrémités portent un refoulement extérieur sur lequel on usine un filetage male et un tool joint pour obtenir un filetage femelle. L'ensemble de ces tiges est surmonté par la tige carrée.

Elles sont dégagées et gerbées par longueur de trois simples faisant chacune 9 m de longueur. La longueur totale de 27 m peut loger dans le derrick ref 2



Figure I.2 : Tiges de forage (Document sonatrach)

Masse Tiges (Figure I.3)

Ce sont des tiges lourdes placées juste au-dessus de l'outil et qui permettent d'avoir suffisamment du poids sur l'outil utiliser. Leur surface est lisse et les filetages sont usinés directement dans la masse. Les filetages présentant des points du faible, sont à ruptures fréquentes. ref 2



Figure I.3 :Masse tiges (Document sonatrach)

Tige carrée (Figure I.4)

Constitue la partie supérieure du train de forage. Elle fait environ 12 mètres de long. Son aspect extérieur est carré ou hexagonal. Toute la garniture avec l'outil est surmontée par la tige carrée qui prend le mouvement de rotation dans la table de rotation. Elle est alésée sur toute sa longueur pour permettre la circulation du fluide de forage. Les tiges carrées sont fabriquées d'un acier spécial S.A.E 3140-4140 d'une seule pièce et portent une vanne de sécurité appelée Kelly Cook.

C'est un dispositif de sécurité dans l'extrémité supérieure et un raccord d'usure à l'extrémité inférieure. La tige carrée est rangée dans un trou appelé rat hole. ref 2



Figure I.4 : Tige carrée (Document sonatrach)

Tête d'injection (Figure I.5)

C'est l'un des organes les plus remarquables des matériels pétroliers. Elle supporte tout le poids de la garniture de forage. Elle ne tourne pas et possède des billes qui permettent la rotation et la suspension du poids, ainsi qu'un raccord et un col de cygne pour le passage du fluide de circulation ref 3



Figure I.5 : Tête d'injection (Document sonatrach)

Flexible d'injection

C'est un flexible qui sert à relier la tête d'injection, avec le système de pompage, sa longueur permet le déplacement vertical de la tête d'injection sur toute la hauteur de la tige d'entraînement. ref 3

Table de rotation (Figure I.6)

C'est un appareil qui est entraîné en rotation à l'aide d'un moteur, fait tourner l'outil au fond du trou par l'intermédiaire de la garniture de forage, doit recevoir les câbles pendant les manœuvres. Elle comporte trois (3) parties principales :

- ✓ Corps (Bâti).
- ✓ Partie tournante.
- ✓ Arbre d'entraînement.
 - ✓ Elle a également deux autres fonctions
 - ✓ Soutenir les cales qui supportent les tiges quand le crochet et les élévateurs sont dégagés; Dévisser les tool joints quand les tiges sont remontées du trou. ref 3



Figure I.6 :Table de rotation (Document sonatrach)

Treuil (Figure I.7)

Le treuil sert à manœuvrer le train de sonde (tiges ou tubages). Le câble de forage est enroulé sur le tambour du treuil qui fournit la force motrice nécessaire au levage et la descente du moufle mobile et sa charge de tiges.

Un élément essentiel du treuil est constitué par le système de freinage qui permet au chef de poste de maintenir le contrôle d'une charge. Il est muni de deux (2) systèmes de freinage:

- ✓ Freinage mécanique: qui portera la charge à l'arrêt total; ref 3

- ✓ Freinage hydraulique (électrique): il peut contrôler la vitesse de descente du moufle mobile en charge. Mais sans pouvoir l'arrêter totalement.

Le treuil est équipé aussi d'une boîte à vitesse qui donne au chef de poste le choix des vitesses de remonter des tiges. Il assure aussi :

- ✓ Le réglage du poids de l'outil descendu au puits ;
- ✓ La remontée de la tour assemblée dans la position horizontale ;
- ✓ Vissage, dévissage, blocage des trains de tiges à l'aide des clés et leurs câbles qui s'enroulent sur les poulies du treuil ref 3



Figure I.7 : Treuil de forage (Document sonatrach)

Moufle et câble (Figure I.8)

Les moufles sont de deux (02) types : un moufle fixe, appelé Crown Block et un moufle mobile, (figure I.8) appelé traveling Block (ensemble de plusieurs poulies). Suivant l'enroulement ou le déroulement du câble sur le treuil, le moufle se déplace de la table de rotation vers le moufle fixe ou le sens inverse.

- ✓ Le câble de forage est constitué par des fils torsadés (tortons). Il peut être toronné à droite ou à gauche. les filets peuvent être enroulés dans le même sens ou dans sens contraire. ref 4

- ✓ Le câble nécessite une lubrification afin d'éviter l'usure par frottement des tordons du câble, et par frottements du câble avec la poulie. Le diamètre du câble dépend de la charge prévue, et de la poulie utilisée. Il faut chaque fois l'inspecter, s'il y a usure, on coupe la partie usée et on la remplace par une autre partie non usée. ref 4

**Moufle Fixe.****Moufle Mobile.****Figure I.8 : les Mouflés (Document sonatrach)****Pompe à boue (Figure I.9)**

La pompe à boue a un rôle important dans l'activité de work over, elle est considérée comme le cœur de l'appareil. les fonction principale de la pompe sont:

- ✓ Remontée des déblais et de ferrailles a la surface pendant le fraisage ou forage par la circulation de la boue.
- ✓ Nettoyage du fond et homogénéisation de la boue.
- ✓ Mettre en service les turbines descendues pendant le turboforage.
- ✓ Ancrer le packer avec setting Tool hydraulique qui fonctionne par la pression générée par la pompe de boue.

Il existe deux types de pompes à boue:

- ✓ Pompe a boue triplex simple effet : c'est la plus utilisée;
- ✓ Pompe a boue duplex double effet

Il faut avoir deux pompes à notre disposition, soit elles travaillent simultanément ou bien l'une travaille et l'autre est a l'arrêt, elle est utilisée en cas de défaillance de l'autre.

L'utilisation des deux pompes dépend du débit de pompage voulu. Leur coup varie de 6,33L/mn à 17,03 L/mn. ref 4



Figure I.9 : La Pompe a Boue (Document sonatrach)

Bacs à boue (Figure I.10)

Ils sont utilisés pour le stockage de la boue de reprise et jouent un rôle primordial dans le work-over. Leur nombre est de quatre (4). Ils ont une capacité de stockage minimale de 50m³

ref 4

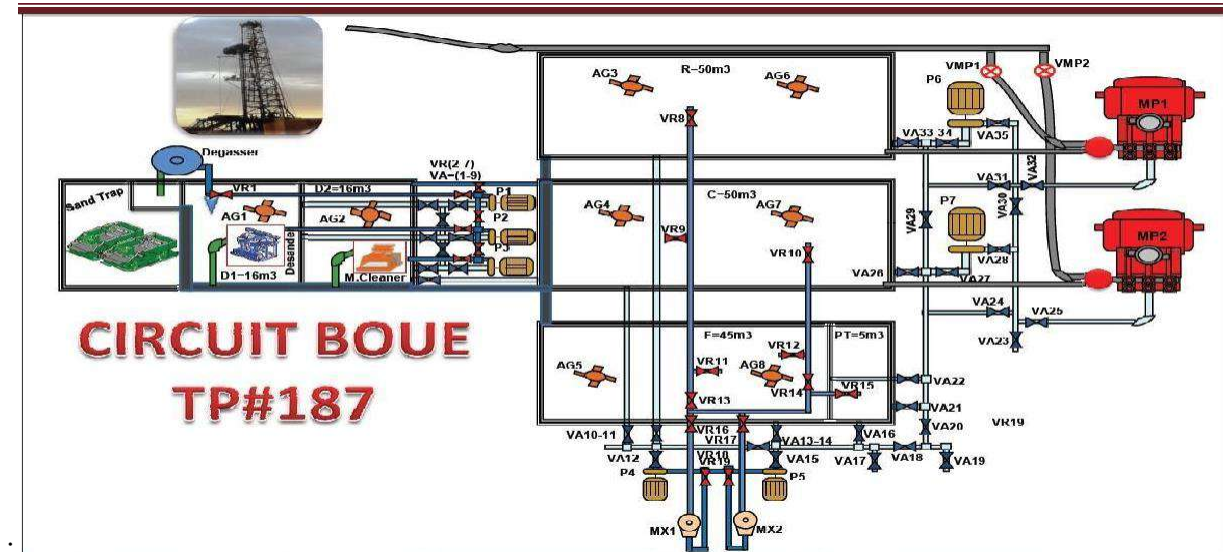


Figure I.10 : Décantation. Fabrication. Active. Réserve (Document sonatrach)

Les équipements de sécurité

Les obturateurs

La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation sous duses durant le contrôle.

Un obturateur est défini par :

- ✓ Sa marque : Cameron, Shaffer, Hydril....
- ✓ Son type: U, SL, GR,
- ✓ Sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage, par exemple : 11'', 13''5/8,....
- ✓ Sa série qui correspond à sa pression de service, exemple 5000 psi,... ref 4

Obturateur annulaire

L'obturateur annulaire est situé au top de l'empilage des obturateurs. Il contient une garniture élastique permettant :

- ✓ La fermeture sur n'importe quel diamètre et même dans le cas extrême sur un trou vide
- ✓ Le stripping de la garniture de forage

Les obturateurs annulaires les plus couramment utilisés sont fabriqués par :

- ✓ Hydril type (GK, GL, GX et MSP)
- ✓ Shaffer type sphérique
- ✓ Cameron type D ref 4

Obturbateurs à mâchoires (Figure I.11)

Ces types d'obturbateurs sont disponibles en simple, double ou triple étages et peuvent être équipés avec de mâchoires à fermeture :

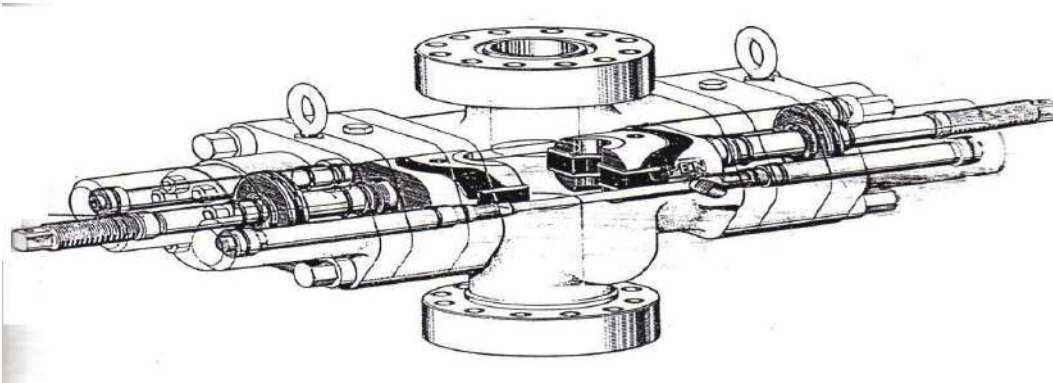


Figure I.11 Obturbateur a mâchoire (Document sonatrach)

- ✓ Totale (Blind rams)
- ✓ Totale et cisaillant (Blind shear rams)
- ✓ Sur un diamètre donné (pipe rams)
- ✓ Sur une série diamètres (variable rams)

✚ **Type l'obturbateur à mâchoires**

- ✓ Obturbateur à mâchoires Cameron type U
- ✓ Obturbateur double Cameron type UII
- ✓ Obturbateur à mâchoires Cameron type SS
- ✓ Obturbateur à mâchoires Hydril Type X
- ✓ Obturbateur à mâchoires : SHAFFER type LWS à verrouillage automatique ref 4

Les obturbateurs internes

a. Les Kelly cocks (Kelly guard ou Kelly valve) (Figure I.12)

Ce sont des vannes à boisseau sphérique actionnées par une clé (à Allen ou autre), il suffit de faire un quart de tour pour fermer. Ce sont des vannes plein passage, en position ouverte, elles permettent le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même si le puits débite de façon conséquente. Mais en position fermée, elles ne permettent pas la circulation. Donc il faut toujours ajouter un autre équipement si l'on veut redescendre dans le puits et circuler.

Les filetages doivent être les mêmes que ceux des tiges de forage utilisées dans le puits.

Le point faible des Kellycocks est généralement l'étanchéité au niveau du logement de la clé.
 Leur pression de service est généralement 10 000 psi. ref 4

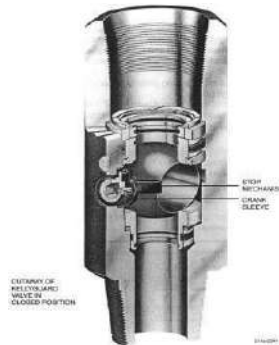
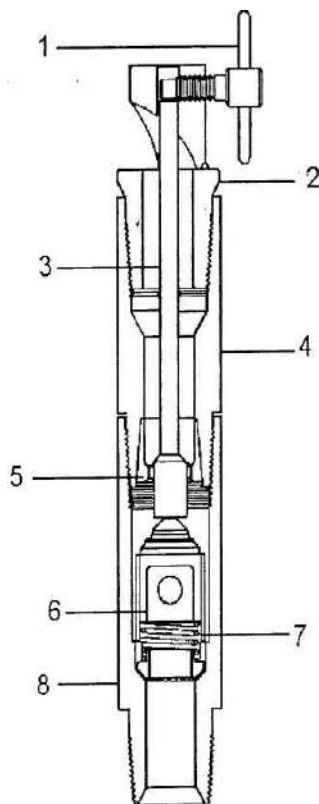


Figure I.12: Kelly cock (Document sonatrach)

b. La Gray valve (Figure I.13)



C'est un clapet anti-retour, on peut circuler en direct dans les tiges, mais pas en inverse.

Cet équipement sera très difficile à mettre en place si le puits débite même faiblement (d'où la mise en place en premier d'un Kellycock en cas de signe de venue

- 1 : vis de verrouillage pour maintenir la vanne en position ouverte
- 2 : dispositif de manœuvre qui permet de mettre en place la vanne sur le train de tiges,
- 3 : tige pour maintenir la vanne ouverte
- 4 : corps supérieur
- 5 : siège
- 6 : clapet
- 7 : ressort pour maintenir le clapet fermé
- 8 : corps inférieur

Figure I.13: Gray valve (Document sonatrach)

La Gray valve doit être en permanence sur le plancher de forage en position ouverte (de même filetage que la garniture de travail ou complétion). Une fois vissée sur le train de tiges, il faut dévisser l'ensemble de manœuvre (2) du corps supérieur. La vis (1), la tige (3) et

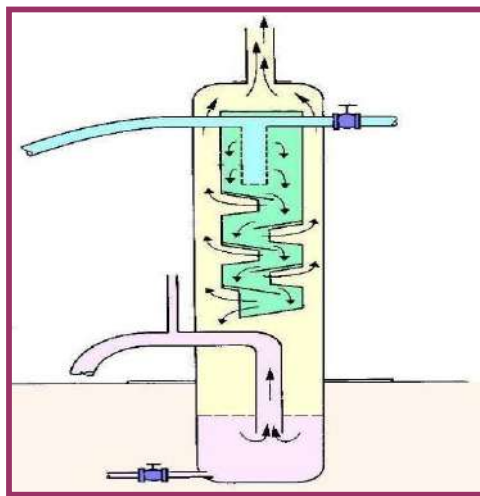
L'ensemble de manœuvre sont solidaires, le ressort plaque le clapet contre le siège et la vanne est

fermée. Les filetages doivent être les mêmes que ceux des tiges de forage utilisées dans le puits ref 4

Le dégazeur (Figure I.14)

Le séparateur vertical : la boue arrivant du manifold de duses entre par le haut du séparateur et ruisselle sur des chicanes pour être recueillie dégazée en bas et le gaz s'échappe par le haut. Il est utilisé dans le cas où on a une forte venue.

Le dégazeur : la boue entre dans le dégazeur et ruisselle sur des chicanes pour être dégazée. Pour certains types, on crée un vide dans le dégazeur et on aspire la boue à dégazer à l'aide d'une pompe centrifuge. ref 4



(Figure I.14) : Le dégazeur (Document sonatrach)

Le manifold du dusse (Figure I.15)

Le manifold de dusse permet de circuler tout en maintenant une contre pression sur la formation et de diriger l'effluent vers le dégazeur, la torche ou le bournier à l'aval des duses. Sa pression de service doit être égale ou supérieure à celle des obturateurs. ref 4

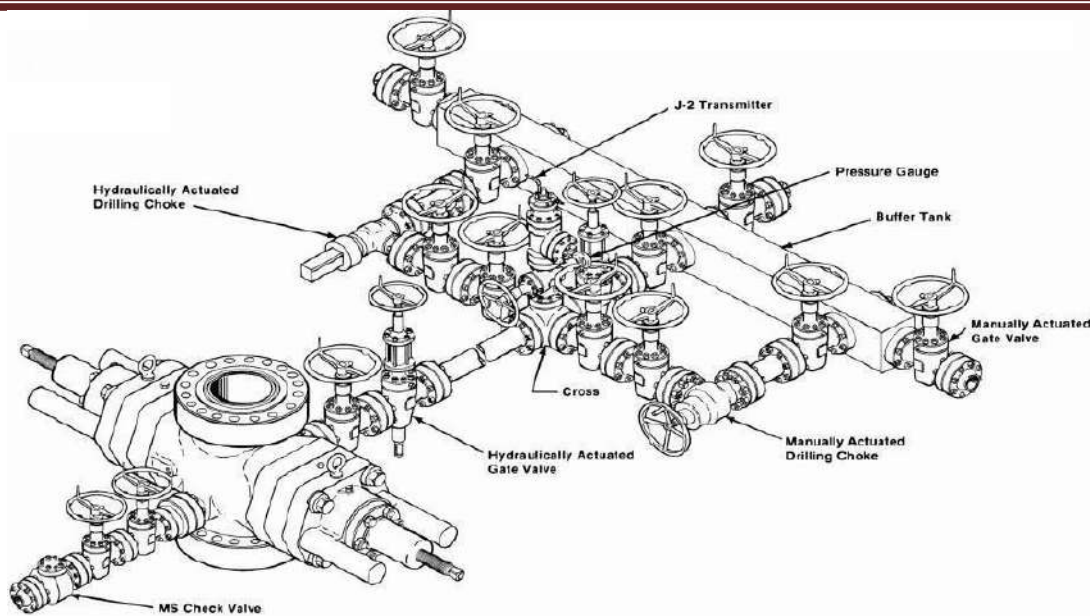


Figure I.15 : manifold (Document sonatrach)

Les outils d'instrumentations

Outils de repêchage (Figure I.16)

a. **L'overshot** : Le type le plus utilisé actuellement sur chantier est l'overshot BOWEN.

- **Définition** : c'est un outil permettant la prise et le relâchement sur l'O.D. d'un poisson avec possibilité de circulation. Il peut être équipé d'accessoires permettant son adaptation aux situations particulières dues au profil du poisson.

- **Fonctionnement** : la prise ou le relâchement de l'« OVERSHOT » est assuré par rotation à droite.

□ **Prise** : à l'arrivée sur le poisson effectuée une rotation lente à droite, le grapple est mis en situation d'expansion permettant ainsi au poisson de s'engager. En fin d'engagement cesser la rotation et exercer une traction. Le grapple se contracte et accroche fermement le poisson. □ **Relâchement** : taper un coup sec vers le bas. Cette action a pour effet de relâcher le sertissage du « grapple » entre le poisson et la chemise de l'« OVERSHOT » effectuer ensuite une rotation à droite en dégageant lentement cette action de rotation oblige le « GRAPPLE » à se visser dans l'outil en position haute relâchant ainsi le poisson.

b. **les cloches taraudées (die collar)**

Outil à prise extérieure doit être utilisé préférentiellement au pin tap (taraud) chaque fois que la situation le permet. Cet outil autorisant l'accès dans ll.D. du poisson et préservant dans certains cas la possibilité de coupe au-dessous du raccordement.

c. les tarauds (taper taps)

Ces outils ne doivent être utilisés que dans le cas où le jeu entre le poisson et le trou ne permet pas le passage d'un overshot. Ils sont conçus pour repêcher un poisson de forme cylindrique par l'intérieur. **d. pin taps**

Le pin taps est utilisé pour morde dans des Tools joint femelle d'un poisson (DC, DP). Ils ont un ID supérieur aux tarauds donc permettent plus facilement le passage des outils wire line.

On peut l'utiliser en particulier avec une réversion Tools (pin taps à gauche). On peut faire un battag avec un pin taps ref 4



Figure I.16 : outils de repêchage (Document sonatrach)

Outils de battage et de sécurité

▪ Les coulisses mécaniques

Ce sont des outils purement mécaniques, le déclenchement soit vers le bas soit vers le haut étant réalisé par friction. Leur inconvénient majeur est souvent leur trop faible diamètre intérieur qui peut interdire le passage d'un " **free point indicateur** " ou d'un " **back off** ".

On peut distinguer deux types de coulisses mécaniques :

- ✓ Les coulisses de forages intégrés dans la garniture pendant le forage
- ✓ Les coulisses de repêchages utilisés exclusivement en instrumentation. Elle permet de battre dans les deux sens et la violence des chocs peut être réglée depuis la surface. Son enclenchement et son déclenchement se font par rotation, elle est donc peu compatible avec l

'utilisation d'un " overshot ". ref 4

▪La coulisse hydraulique

Le principe de fonctionnement consiste à faire déplacer un piston dans deux chambres successives de diamètres différents, lorsque le piston atteint la chambre supérieure de diamètre plus grand l'huile peut passer librement d'une chambre à l'autre et la coulisse déclenche. ref 4

Outils de fraisage :(figure I.17)**a. Outil de fraisage de ferraille [JUNK MILL]**

- ✓ **À plage :** Ces outils très robustes possèdent une très grande plage de coupe, ils permettent aussi bien le broyage au choc que décolletage en copeaux. Ils sont plus particulièrement pour les ferrailles massives.
- ✓ **À secteur :** Moins robustes que les procédures, les plages sont remplacées par de larges lames triangulaires. Ces outils ont de meilleures caractéristiques de coupe.
- ✓ **À lame :** De coupe très agressive, ces outils sont aussi plus fragiles : ils ne permettent qu'un battage léger : ils sont recommandés pour le fraisage de matériel tubulaire lorsqu' il n'est pas possible d'utiliser un pilote (guide central).

b. Outil de fraisage à guide central [PILOT MILL]

C'est une fraise à lames comportant un pilote central pour la guider dans le poisson. D'excellentes performances, il est recommandé pour le fraisage de matériel tubulaire lorsque le diamètre intérieur permet le passage du pilote.

c. Outil de fraisage conique [TAPER MILL]

Il est utilisé notamment pour le réalésage de tubes partiellement écrasés ou de diamètre intérieur trop petit, ainsi que pour nettoyer une fenêtre après ' side-track' au sifflet déviateur dans un tubage

d. Couronne de surforage [MILLING SHOES]

Il existe toute une gamme de couronnes de surforage choisies en fonction du type de travail qui est demandé. Elle est vissée à l 'extrémité d 'une colonne de surforage, ces fraises

ont la forme de sabots munis de dents rechargées au carbure de tungstène, elles permettent le fraisage et le nettoyage de l 'espace annulaire autour du poisson.

ref 4

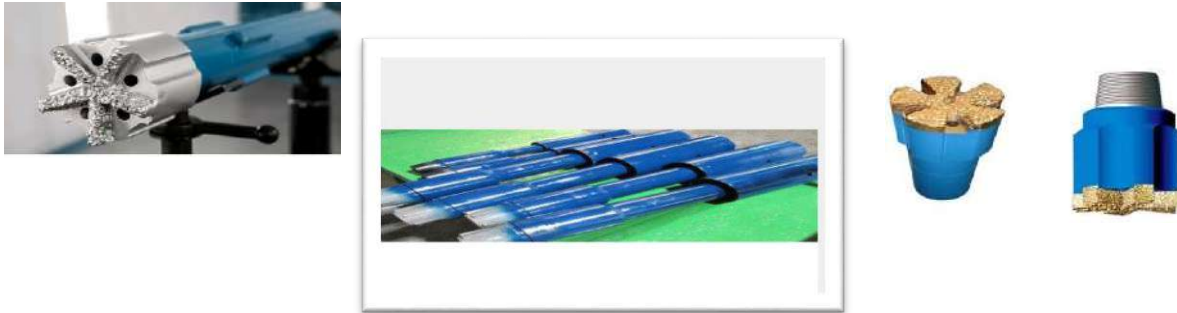


Figure I.17 :Les outils de fraisage (Document sonatrach)

Considérations particulières relatives à la neutralisation du puits

La mise en place du fluide de reprise qui conduit à la neutralisation du puits s'effectue généralement soit par circulation, soit par esquiche. ref 4

Neutralisation par circulation

Sauf cas particulier, on préfère généralement effectuer la neutralisation par circulation. La circulation s'effectue le plus bas possible dans le tubing (tout en restant au-dessus du packer) :

- ✓ Soit par un dispositif de circulation manœuvré au câble.
- ✓ Soit par une perforation, réalisée classiquement au câble électrique (charge creuse). On préfère généralement effectuer, en particulier sur les puits à gaz ou les puits à huile fortement gazés, une circulation inverse C'est-à-dire en pompant dans l'annulaire avec retour par le tubing. En particulier on assure ainsi un meilleur déplacement des hydrocarbures. En effet, avec la circulation directe, les hydrocarbures, du fait qu'ils sont plus légers, ont tendance à migrer dans le fluide circulé qui se trouve alors au-dessus (en circulation inverse le fluide circulé arrive par dessous les hydrocarbures) ; on ne peut donc pas être sûr de la densité du fluide de reprise laissé en place dans le puits et donc de la qualité de la neutralisation.

Toutefois, après avoir pompé par l'annulaire un volume correspondant au volume tubing, et donc avoir évacué les hydrocarbures du puits, on reprend généralement la circulation en direct pour homogénéiser les fluides présents dans le tubing et l'annulaire.

Que la circulation soit faite en inverse ou entièrement en directe, on duse sur le retour pour maintenir pendant toute l'opération une pression de fond supérieure à la pression de gisement et interdire ainsi toute venue. ref 4

Parfois la circulation est réalisée en mettant préalablement un bouchon dans l'extrémité inférieure du tubing. Ainsi, pendant la circulation, il n'y a pas de risque de venue ou, au contraire, de perte dans la couche, mais la récupération de ce bouchon peut être problématique s'il se trouve recouvert de dépôts.

Neutralisation par esquiche

On utilise cette technique :

▪ Quand on ne peut pas utiliser la méthode de circulation (tubing percé "près" de la surface, travail au câble impossible suite à un tubing écrasé ou suite à la présence d'un "poisson", volume sous le sabot du tubing trop important, ...),

Ou quand l'injectivité est très bonne (cas qui se rencontre surtout sur des puits à gaz). Cette technique n'est utilisée qu'après un test d'injectivité pour vérifier que l'injectivité est suffisante. En effet on retrouve l'inconvénient de la circulation directe (migration des hydrocarbures dans le fluide de neutralisation), inconvénient fortement amplifié par le fait que le débit possible en esquiche est souvent très nettement inférieur au débit possible en circulation.

Si l'essai d'injectivité est insatisfaisant il faut :

- ✓ Soit modifier les conditions d'esquiche, par exemple :
- ✓ Réaliser l'esquiche à un débit moindre, sous réserve d'accroître le volume total à injecter (attention, du fait de la migration, il faut cependant garder un débit suffisant),
- ✓ Dans le cas d'un puits à gaz, procéder à une succession d'esquiches puis de purge "à pression de fond constante" pour permettre au gaz de migrer jusqu'en surface sans fracturer,
- ✓ Accepter de réaliser l'esquiche à un régime de fracturation,
- ✓ Faire précéder l'esquiche d'une circulation à la cote la plus basse possible (que l'on peut atteindre pour perforer, ...).
- ✓ Soit réviser complètement le programme et faire appel à une technique telle que le coiled-tubing ou le snubbing pour simplement neutraliser le puits ou pour effectuer l'ensemble de l'opération. Cela implique que l'essai d'injectivité soit réalisé nettement avant d'entreprendre la reprise du puits. En effet le choix du matériel à mettre en œuvre et la conception du programme de reprise.

Comme dans le cas de la circulation, la neutralisation n'est pas complète en fin d'esquiche. Il reste les hydrocarbures piégés dans l'espace annulaire sous packer et l'ensemble du fluide d'annulaire.

ref 4

Observations du puits

Après neutralisation, par circulation ou esquiche, il faut observer le puits et vérifier

- ✓ L'absence de pression en tête,

- ✓ La stabilité des niveaux,
- ✓ L'absence de bullage en surface.

Le temps d'observation, quelle que soit sa durée, n'est pas une garantie absolue de la stabilité du puits. Il est fonction de la méthode utilisée pour neutraliser le puits, du déroulement effectif de l'opération et de la manifestation de phénomènes tels que l'expansion thermique. Il varie généralement d'une à quelques heures.

Dans le cas où le puits se révélerait instable, il faut reprendre les opérations de neutralisation soit avec la même méthode (en modifiant éventuellement les caractéristiques du fluide de contrôle, en utilisant des fluides "tampons", ...) soit en faisant appel à une autre méthode. On fera alors une nouvelle observation du puits, et ainsi de suite, jusqu'à l'obtention d'une parfaite stabilité du puits.
ref 4

Phase finale de la neutralisation

Nous avons vu que, quelle que soit la méthode employée, il y avait toujours un volume dans le puits, plus ou moins important, où il n'a pas été possible de mettre en place le fluide de reprise.

Il faut circuler ce volume le plus tôt possible dès que les opérations de dés équipement du puits rendent cette circulation possible

ref 4

II L'abandonnement du puits

II.1 Introduction

Les recommandations de cette procédure sont applicables aux puits d'exploration, de délinéation ou de développement dont les réalisations sont confiées à la Division Forage. Les procédures d'abandon traitées dans ce document sont en conformité avec les textes du décret ; **Art. 150 à 166** du Journal Officiel du 13 février 1994. Après évaluation du puits, le Maître de l'ouvrage précisera si :

- ✓ Le puits doit être abandonné définitivement,
- ✓ Le puits doit être récupéré plus tard, et sera seulement suspendu.

En cas de problèmes techniques de réalisation, la Division Forage demandera au Maître d'ouvrage l'abandon du puits.

Le principe de l'abandon est la restauration de l'isolation des différents niveaux réservoirs. Une attention particulière devra être apportée aux niveaux à protéger en raison de leur exploitation actuelle ou future (captage d'eau) ou de leur nature (haute pression, gaz acide). ref 5

Fermeture Temporaire Des Puits

Art. 158

Sous réserve des dispositions de l'article 157, alinéa 1er cidessus, la fermeture temporaire des puits doit se faire conformément aux dispositions du présent décret.

Les puits suivants peuvent être fermés temporairement :

- ✓ Puits d'exploration et d'extension, qui ont produit de l'huile commerciale, jusqu'à la mise en place des installations de surface.
- ✓ Puits d'exploration et d'extension, extérieur à la zone à l'huile, s'ils peuvent être utilisés comme injecteur lors de l'exploitation industrielle du gisement.
- ✓ Puits qui produisent une huile de qualité médiocre, au cas où leur production n'est pas possible ou souhaitée.
- ✓ Puits fermés pour éviter l'invasion du réservoir par le gaz ou l'eau.
- ✓ Puits complètement ennoyés s'ils peuvent être utilisés comme injecteurs dans le cadre du projet de développement.
- ✓ Puits produisant avec un fort pourcentage d'eau dont l'exploitation n'est pas rentable actuellement, à moins que leur fermeture ne soit nuisible aux conditions d'exploitation.
- ✓ Puits fermé pour des raisons de sécurité ou de pollution.

Art. 159

Toute fermeture temporaire supérieure à trois mois doit faire l'objet d'une demande d

'autorisation accompagnée d'un dossier technique détaillé, adressé au ministre chargé des hydrocarbures.

 **Art. 160**

Les puits fermés temporairement doivent être entretenus régulièrement (étanchéité en tête de puits notamment).

Abandon Des Puits

 **Art. 161**

Les puits d'exploration ou de production susceptibles d'être abandonnés peuvent être classés en quatre catégories.

1 La première catégorie comprend

a) Les puits d'exploration ou d'extension qui ont atteint leur objectif mais qui se sont avérés secs ou producteurs d'eau ;

b) Les puits qui n'ont pas atteint leur objectif mais dont le forage est arrêté pour absence d'intérêt géologique ;

c) Les puits qui ont atteint la profondeur prévue mais qui n'ont pas ouvert le niveau prévu en cas d'impossibilité de la poursuite du forage avec le programme de forage adopté.

2 La deuxième catégorie comprend les puits de production, d'injection et d'observation ayant rencontré de mauvaises caractéristiques de réservoir.

3 La troisième catégorie comprend les puits abandonnés pour des raisons techniques imputables à la mauvaise qualité des forages notamment, lorsque l'état du trou ne permet pas la poursuite du forage.

4 La quatrième catégorie comprend les puits devant être abandonnés pour :

a) Invasion par l'eau du réservoir ou par l'eau injectée.

b) Etat de déplétion très avancée pour lequel le débit est inférieur au seuil de rentabilité visé à l'article 157, alinéa 1er cidessus.

c) Absence d'intérêt d'utilisation ultérieure pour l'injection ou l'observation, pour des raisons techniques et géologiques.

 **Art. 162**

Les puits des première, deuxième et quatrième catégorie ne sont abandonnés que s'ils ne peuvent être utilisés en tant que puits injecteur ou d'observation ou reconstitués sur d'autres niveaux et après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, au vu d'un dossier technique détaillé présenté par l'opérateur.

 **Art. 163**

Le dossier technique concernant les formalités d'abandon des puits récemment forés, est préparé

et présenté conjointement par l'opérateur forage et le titulaire du titre minier au ministre chargé des hydrocarbures.

 **Art. 164**

La réalisation des travaux d'abandon doit être conforme aux règles de la conservation telles que fixées par les dispositions du présent décret et au programme conçu par le titulaire du titre minier et l'opérateur et approuvé par le ministre chargé des hydrocarbures. La cimentation de la tête de puits est obligatoire.

 **Art. 165**

Lors de l'abandon des travaux ou des installations, quelle qu'en soit la cause, les personnes visées à l'article 2 du présent décret, doivent exécuter tous travaux qui leur seraient éventuellement prescrits par le ministre chargé des hydrocarbures, notamment dans l'intérêt de la sécurité, de la conservation des gisements et des nappes aquifères.

A défaut d'exécution des travaux prescrits et après mise en demeure restée sans effet dans un délai fixé en fonction de la nature et du degré de gravité de la situation, il y sera pourvu d'office à la diligence du ministre chargé des hydrocarbures, aux frais des personnes concernées.

 **Art. 166**

A l'expiration totale ou partielle d'un titre minier quelle qu'en soit la cause, les sondages, tubages, têtes de puits et autres ouvrages et installations, doivent être laissés en place.

Les matériels précités sont attribués sans indemnité à l'Etat.

Sous l'autorité et le contrôle du ministre chargé des hydrocarbures, l'entreprise nationale est chargée de la surveillance et de la sauvegarde de ces matériels dans les conditions à même de permettre leur remise éventuelle en service et d'éviter toute détérioration susceptible de causer des dommages à l'environnement (éruption d'eau, fuite de gaz, etc.) ou de générer des problèmes affectant la sécurité. ref 5

Règle Essentielle

Les opérations de fermeture ne doivent pas rompre l'équilibre hydrostatique du sondage. La boue qui sera laissée entre les bouchons doit avoir une densité au moins égale à la densité équivalente de la formation la plus élevée du découvert.

L'abandon doit permettre de protéger l'environnement en prévenant toute migration d'hydrocarbures ou d'eau salée à pression anormale, la contamination des couches d'eau potable et en isolant les zones à pression anormales des zones à pression normales.

Les informations concernant l'emplacement de ces zones sont basées sur les logs électriques, master log. ref 6

Pose De Bouchons Réf article 154

Les bouchons peuvent être mécaniques ou hydrauliques :

Bouchons Mécaniques

- ✓ Cément ratatiner : bouchon à clapet anti retour utilisé pour squeezer du laitier dans la formation.
- ✓ Bridge plug : bouchon plein permanent.
La pose de bouchon mécanique dans le tubage doit être accompagnée d'une vérification de tenue du bouchon en compression et en pression. Voir au chapitre 5 les méthodes de test d'un bouchon mécanique. ref 7

Bouchons Hydrauliques

Bouchons de ciment, la hauteur des bouchons dépendra :

- ✓ De l'espace entre les différentes zones à isoler,
- ✓ De la hauteur de ces zones,
- ✓ Du diamètre du trou dans lequel les bouchons seront posés.

Pour les formations contenant des hydrocarbures ou de l'eau salée de formation poser un bouchon de ciment recouvrant cette zone à partir de 50 mètres, au moins, sous la limite inférieure et remontant jusqu'à 50 mètres, au moins, au-dessus de la limite supérieure.

Sauf si profondeur finale du puits.

Nota : Pour des raisons de DST successifs, si ce n'est pas possible (perforations rapprochées à moins de 30 mètres) placer un bridge plug le plus près possible de la zone perforée inférieure.

Dans tous les autres cas de pose de bouchon de ciment :

- ✓ De surface,
- ✓ Au droit d'un sabot,
- ✓ Au top d'un liner,
- ✓ Au top d'une coupe de tubage etc. La hauteur totale de bouchon de ciment recommandée est d'au moins 100 mètres. Cette hauteur sera ajustée en fonction du diamètre du trou. Pour des questions de réalisations les bouchons de ciment auront un volume minimum de 3 m³. la méthode de pose d'un bouchon de ciment placé à l'équilibre.

Protection Cathodique

La protection cathodique a pour but de minimiser et réduire la corrosion électrolytique des ouvrages présentant des structures métalliques en contact avec le sol.

Les systèmes de protection cathodique permettent de capter les courants à partir d'une anode placée sur le puits vers. ref 5

Type d'abandonnement**Abandon Du Découvert****Isolation Des Niveaux Réservoirs Réf Article 155 (Figure II.1)**

De bas en haut, chaque niveau réservoir (poreux et perméable) sera isolé du niveau réservoir suivant par un bouchon de ciment placé entre ces niveaux, au droit de la zone la plus perméable. Un ensemble multicouches constitué de niveaux réservoirs minces, pris entre des niveaux argileux peu épais, sera traité comme un niveau réservoir unique. Toutefois, si ces couches sont susceptibles de contenir des fluides de nature différente et/ou à des régimes de pression différents, le bouchon de ciment devra également couvrir cet ensemble.

Le bouchon isolant le découvert sera testé si les niveaux isolés contiennent des fluides. ref 5

Isolation Du Découvert Au Niveau Du Sabot Du Dernier Tubage Réf**Article 155 (voir Figure II.2)**

Un bouchon de ciment sera posé à cheval entre le découvert et le sabot du dernier tubage

Si le découvert contient un réservoir qui a été abandonné, poser un bridge plug au-dessus de ce bouchon de ciment.

Si le découvert ne présente pas de réservoirs, la pose d'un bridge plug est facultative. En cas de zones à pertes virulentes près du sabot, on pourra se contenter d'un bridge plug ancré près du sabot et surmonté d'un bouchon de ciment. ref 6

Isolation des niveaux réservoirs pour un trou de reconnaissance (pilot hole)

Ces pilot holes sont réalisés pour la reconnaître un réservoir, avant de forer le drain horizontal. Ces trous doivent être abandonnés (rebouchés définitivement) pour réaliser le forage du drain.

Le rebouchage des pilots Hole dans les réservoirs doit se faire intégralement.

- ✓ Le bouchon de ciment posé, sera réforé jusqu'à la cote du futur K.O.P.
- ✓ Les pilot holes sont des trous déviés, la déviation peut aller au-delà de 60°. En règle générale, retenir les deux techniques de pose suivantes :
- ✓ Pose avec tiges nues munies de centreurs dont le spacing est calculé en fonction de l'inclinaison du trou, de façon à avoir un stand off minimum de 75%.

- ✓ Pose avec tiges nues sacrifiées en fibre de verre ou en aluminium surmontées d'un weak point.
- ✓ Le principe est le suivant :
- ✓ Poser le bouchon de ciment.
- ✓ Laisser prendre le ciment avec les tubes.
- ✓ Après séchage, exercer sur le weak point la tension nécessaire.
- ✓ Remonter la garniture.
- ✓ Araser le bouchon jusqu'au K.O.P.
- ✓ Poursuivre les opérations.

ref 7

Quel que soit la méthode utilisée, un programme détaillé sera préparé à l'avance par l'ING/FC.

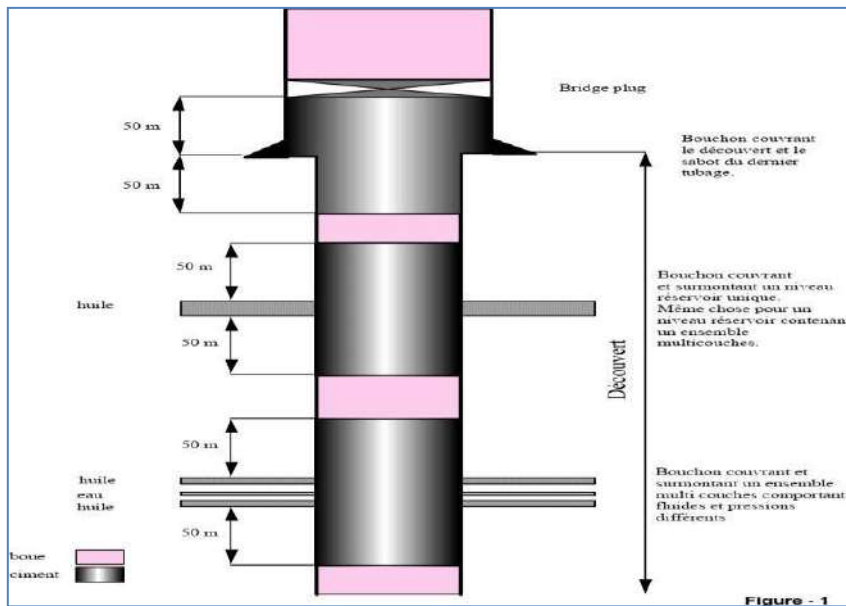


Figure II.1 : Isolation Des Niveaux Réservoirs (Document sonatrach)

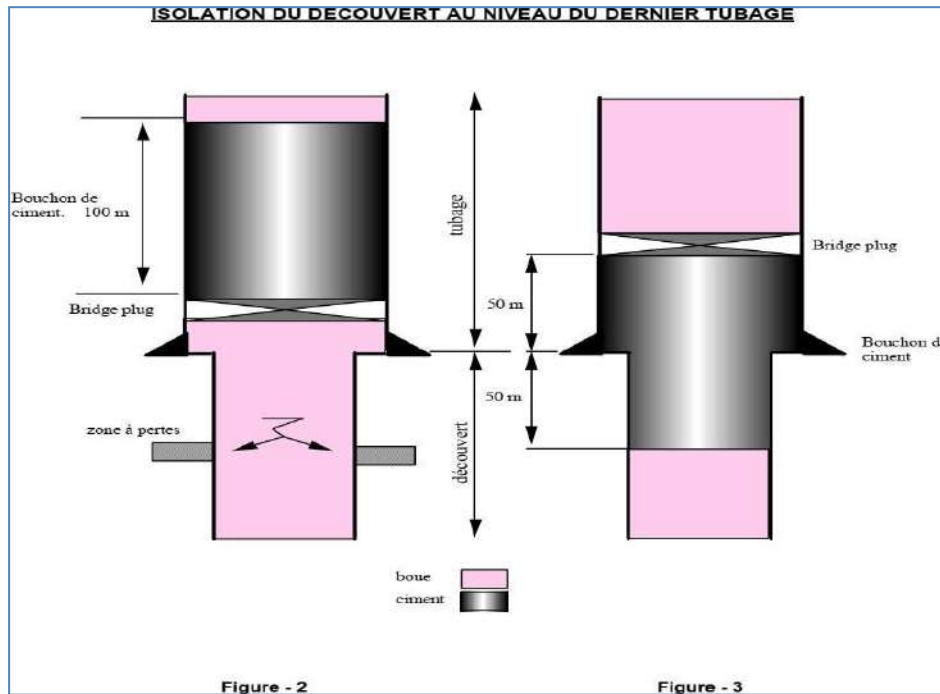


Figure II.2 : Isolation Du Découvert Au Niveau Du Sabot Du Dernier Tubage (Document sonatrach)

Abandon Puits Tube

Isolation Des Niveaux Réservoirs Perforations (Figure II.3) Réf

article 155

Les zones perforées non productives seront couvertes par un bouchon de ciment. Squeeze obligatoire.

Les zones perforées productives non exploitables seront isolées entre elles par un bouchon de ciment couvrant chaque intervalle perforé. Squeeze obligatoire. ref

Isolation des annulaires non ou mal cimentés Réf

article 155 (Figure II.4)

S’il existe des annulaires terrain tubage non remplis de ciment ou présentant une mauvaise cimentation (l’évaluation est basée sur les logs d’évaluation CBL, USIT, etc.) comportant des niveaux susceptibles d’être des réservoirs, et si ces niveaux communiquent entre eux ou avec la surface, il faudra les isoler :

- ✓ Soit par squeeze ou circulation de ciment par des perforations.
- ✓ Soit par squeeze de ciment par l’espace annulaire à partir de la tête de puits.

Dans les deux cas, le volume de laitier squeezé ou circulé sera au moins égal au volume de 100 mètres d’annulaire.

Si le tubage a été coupé et retiré, l’isolement se fera par mise en place de bouchons comme pour le découvert (2.1.2).

Isolation complémentaire (voir Figure II.5)

Si au droit d'une formation à pression anormale contenant des fluides corrosifs et quel que soit la qualité de la gaine de ciment annulaire terrain tubage il y a risque de percement du tubage par corrosion. Dans ce cas, un (des) bouchon(s) de ciment sera placé à l'intérieur du tubage. Ce bouchon devra recouvrir cette zone à partir de 50 mètres sous la base et remontant jusqu' 'à 50 mètres au-dessus du toit de la formation à isoler. ref 9

Bouchon sur tête de liner ou coupe d'un tubage dont la partie supérieure a été récupérée (voir Figure II.6)

Un bouchon de ciment d'une hauteur de 100 m sera mis en place à cheval (50/50) sur chaque coupe de tubage ou sur la tête de liner. ref 9

Bouchage en surface

Réf article 155

Un bouchon de ciment d 'au moins 100 mètres de hauteur dont le sommet sera situé à environ 100 mètres de la surface du sol sera mis en place par circulation. ref 6

Récupération des équipements

La récupération des tubages libres et de la tête de puits pourra être effectuée après que l'absence de pression dans les annulaires soit vérifiée. Elle sera programmée de façon que soient satisfaits les impératifs d'isolation de bouchage prévus dans ce chapitre et remplies les conditions de test des bouchons décrites ref 1

Cimentation de la tête de puits

La cimentation de la tête de puits est obligatoire, la cave et la tête de puits restante seront noyées de ciment

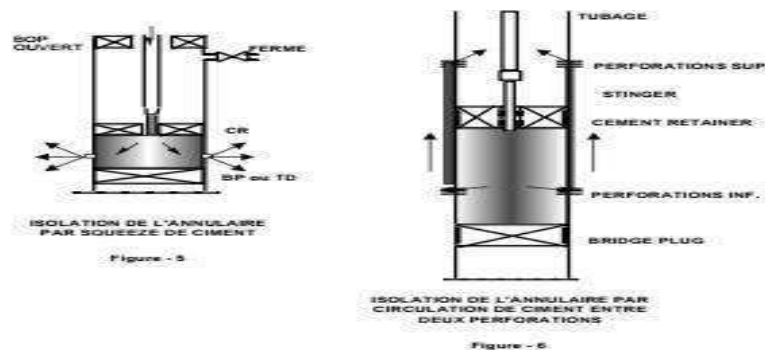


Figure II.3 :Isolation Des Niveaux Réservoirs Perforations (Document sonatrach)

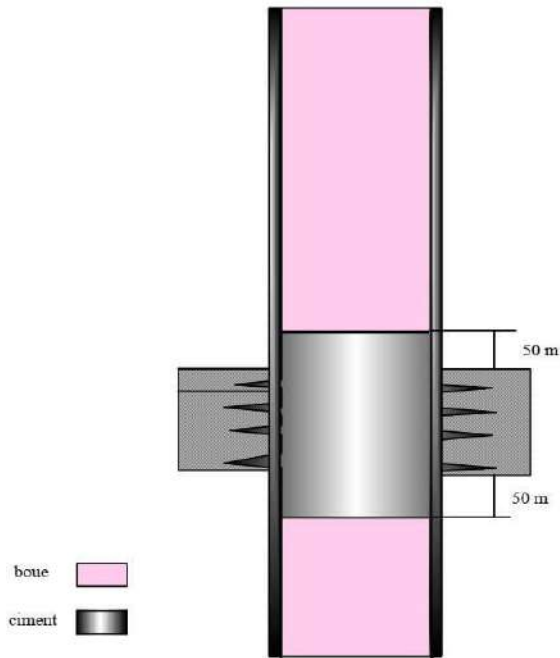


Figure - 4

Figure II.4 : Isolation des annulaires non ou mal cimentés

(Document sonatrach)

(LD2)

Poser un bouchon de ciment dont le volume permet de couvrir un espace couvrant 50 mètres sous la base jusqu'à 50 mètres au dessus du toit de la formation à isoler.

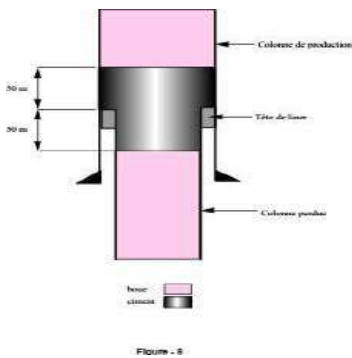


Figure II.6 : Bouchon sur tête de liner ou coupe d'un tubage dont la partie supérieure a été récupérée (Document sonatrach)

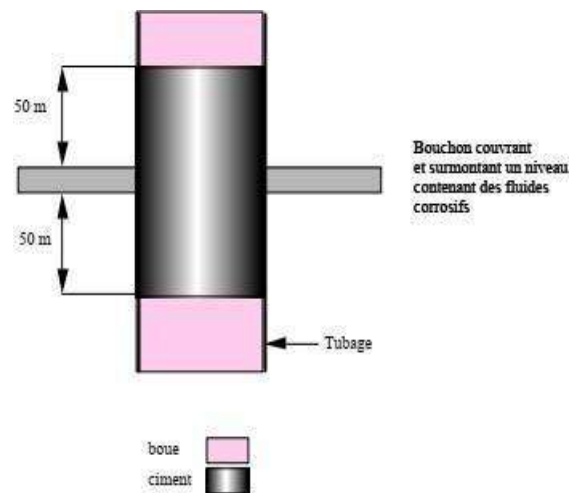


Figure II.5 : Isolation complémentaire (Document sonatrach)

HYPOTHESES réf articles 154 -158 -159

Deux cas sont à distinguer:

- ✓ Abandon partiel lorsque le puits est destiné à une autre utilisation que la recherche ou l'exploitation d'hydrocarbures.
- ✓ Abandon temporaire lorsqu'il est envisagé de revenir sur le puits pour l'approfondir ou pour exploiter un niveau réservoir. Dans ce cas, cette fermeture ne doit pas dépasser 24 mois (art.154).

Autre type d'abandonnement**Abandon Partiel**

L'abandon partiel se distingue de la fermeture définitive par l'absence de bouchon et de coupe de tubage au-dessus du niveau destiné à être exploité.

L'isolation des niveaux situés au-dessous du niveau qu'il est prévu d'exploiter sera la même que dans le cas d'un bouchage définitif.

Les équipements particuliers à mettre en place ou à laisser, ainsi que les dispositions spécifiques y compris les bouchages nécessaires à la future exploitation, résulteront d'accords entre les structures concernées, étant entendu que le protocole régissant l'état du puits lors de la cession sera conforme aux articles du décret du 13 février 1994.

Abandon Temporaire**Réf article 160 (voir exemple Figure II.7)**

Les opérations d'abandon temporaire devront laisser le puits dans un état permettant la reprise en sécurité. Pendant la période d'abandon temporaire, le puits restera sous surveillance et fera l'objet de contrôles périodiques.

L'état final d'un puits laissé en fermeture temporaire peut varier selon que le puits est tubé ou comporte un découvert. Cet état du puits doit répondre aux impératifs décrits. Sous cette même condition, le bouchage en surface pourra être supprimé et la tête de puits est équipée d'une tête de production et kill string.

Kill string

Pour un abandon temporaire, une kill string sera mise en place.

En principe la longueur de tubing suspendue sera fonction des conditions de reprise ultérieure en toute sécurité.

L'hypothèse pour calculer la longueur de la kill string doit permettre de tuer un puits dans des conditions extrêmes ; densité d'une boue maximale qui mise en place dans le puits, à la reprise de celui-ci, permet d'équilibrer la pression de formation la plus élevée par une circulation sous pression.

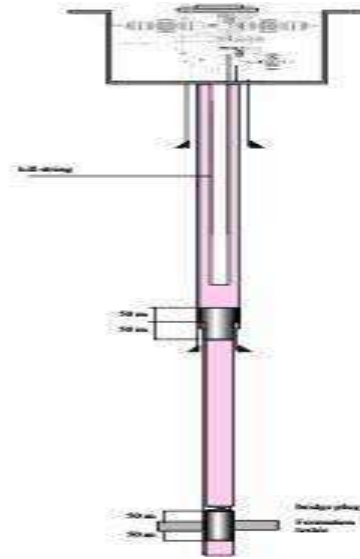


Figure - 8

Figure II.7 : Exemple D 'Abandon Provisoire D 'Un Puits Cimente Et Tube (Document sonatrach)

Les Bouchons Bouchons

De Ciment

Précautions à prendre pour une bonne mise en place des bouchons de ciment

Pour la pose de bouchons de ciment dans un découvert, tenir compte des formations au droit desquelles les bouchons seront posés.

- ✓ Appliquer impérativement les majorations de volume suivantes :
- ✓ Si caliper, prendre le volume donné par celui-ci + 10%.
- ✓ Si pas de caliper, selon le cas, rajouter 20 à 30 % au volume théorique.
- ✓ Si plusieurs bouchons d'abandon sont mis en place dans un puits, le fluide en place doit être statique pour une longue période.
- ✓ La densité et la composition de la boue peut grandement affecter la performance et la qualité de la mise en place d'un bouchon de ciment.
- ✓ Par effet différentiel, le ciment aura tendance à migrer vers la partie inférieure du puits et contaminer la boue. Pour assurer une bonne assise du ciment, ses qualités physiques et chimiques doivent être ajustées.

Particularités pour la mise en place de bouchons de ciment dans le découvert

- ✓ Au droit des formations poreuses et perméables, le filtrat du laitier doit être minimum pour éviter toute déshydratation de celui-ci qui risquerait de compromettre le durcissement du ciment pendant la prise.
- ✓ Pour les puits déviés, rebouchage de pilot hole, utiliser laitier et spacer visqueux.

Spacers et bouchons laveurs

L'emploi de spacers en tête et en queue de laitier de ciment est obligatoire. Le spacer assure pendant le pompage, un meilleur déplacement de la boue et évite la contamination du laitier de ciment.

Pour la pose d'un bouchon de ciment dans un puits contenant de la boue lourde, à l'huile, il faut impérativement utiliser un spacer adapté contenant un surfactant (changement de la mouillabilité à l'huile à l'eau).

Pour la pose d'un bouchon de ciment dans un puits contenant une boue légère le spacer devient un bouchon laveur (chemicalwash).

En boue à l'huile, ajout de surfactant au bouchon laveur. Caractéristiques rhéologiques générales des bouchons laveurs:

Ces bouchons sont des fluides newtoniens qui doivent créer des turbulences lors du pompage. En général la densité est voisine de 1,00.

La combinaison de spacer et de bouchon laveur peut se faire si la boue présente une gélification élevée. Dans l'ordre il sera pompé dans le puits:

- 1 bouchon laveur
- 2 spacer
- 3 laitier
- 4 spacer
- 5 boue lourde de déplacement

Pose Des Bouchons D'abandon**Mise en place d'un bouchon de ciment à l'équilibre**

Hauteur du laitier : $Hl = V_{\text{laitier}} / (V_{\text{unit. Annulaire}} + V_{\text{unit. int tubing}})$

Hauteur du spacer : $Hs = V_{\text{spacer}} / (V_{\text{unit. Annulaire}} + V_{\text{unit. int tubing}})$

Volume Spacer tête : $V_{st} = Hs \times V_{\text{unit. int tubing}}$ **Volume Spacer queue :** $V_{sq} = Hs \times V_{\text{unit. Annulaire}}$

Volume déplacement = $V_i \times (Z (Hl + Hs))$

V_i = volume intérieur unitaire (l/m) de la garniture de pose Z = profondeur mesurée.

Si densité laitier > densité boue, légèrement sous chasser afin d'éviter un retour par l'intérieur des tiges au moment de la déconnection.

Si densité laitier < densité boue, sur chasser à l'équilibre.

Remarque

Si la hauteur du bouchon de ciment dépasse 200m, poser le bouchon en deux étapes successives.

Procédure de mise en place

- ✓ Descendre les tiges nues avec une extension égale à la hauteur du bouchon de ciment et du spacer+ 10 %, jusqu'à la cote de pose du bouchon de ciment. De préférence, pour des diamètres de trous inférieurs à 8"1/2 , utiliser des tubings qui présentent l'avantage de limiter le pistonnage (dilution du laitier avec la boue) lors du dégagement de la garniture du fond après la mise en place du laitier. Circuler de manière à homogénéiser la boue.
- ✓ Injecter le volume de spacer de tête prévu.
- ✓ Injecter le volume de laitier prévu.
- ✓ Injecter le volume de spacer de queue prévu suivi du volume calculé du fluide de chasse (noter l'évolution des pressions de refoulement).
- ✓ Dégager la garniture lentement (dévisser à la chaîne ou autre, pas de rotation à la table) pour éviter le risque de pistonnage. considérer les deux cas suivants:
 - ✓ Si le top du laitier ne doit pas être à une cote précise, dégager de quelques longueurs au dessus du bouchon et circuler en direct (nettoyage des tiges, évacuation de la boue contaminée).
 - ✓ Si le top du laitier doit être à une cote déterminée (bouchon arasé), remonter la garniture jusqu'au top théorique et procéder à l'évacuation de l'excès de laitier (éventuellement) par circulation inverse. Si abandon du découvert, pour cette circulation inverse, **veiller à ce que la pression de refoulement ne dépasse pas 80% de la pression admissible.**

Si un bouchon de ciment est posé en deux étapes:

- ✓ Poser le premier bouchon à l'équilibre.
- ✓ Remonter la garniture de pose au top théorique du bouchon posé.
- ✓ Faire une circulation inverse d'un volume égal à deux fois le volume intérieur de la garniture de pose.
- ✓ Placer le deuxième bouchon à l'équilibre à cette cote.
- ✓ Remonter audessus du deuxième bouchon.
- ✓ Faire une circulation inverse d'un volume égal à deux fois le volume intérieur de la garniture de pose.
- ✓ Remonter les tiges nues.

Pour chaque programme de mise en place de bouchons de ciment, un programme détaillé et

spécifique sera préparé par le service ING/FC. ref 11

Bouchons Mécaniques

La pose de bouchon mécaniques (Bridge plug) ne peut se faire que dans les trous tubés, toutes les poses se feront au câble.

Préparation du trou

Avant de descendre un bridge plug:

- ✓ Contrôler le tubage, avec un casing scraper descendu avec la garniture ou faire une passe de junk catcher + CCL descendu au câble, pour se recalibrer, avec l'unité wire line.
- ✓ Afin d'éviter la pose du bouchon sur un manchon de tubage, localiser à l'aide d'un CCL une cote de pose qui soit située au milieu d'un joint de tubage.

Pose du bouchon

Contrôler en surface que le bridge plug utilisé est conforme (pas de configuration ciment retainer). Descendre le bridge plug et CCL au câble en limitant la vitesse de descente et en contrôlant l'enregistrement de la tension du câble.

- ✓ Corréler le CCL.
- ✓ Poser le bridge plug.
- ✓ Dégager l'outil de pose quelque mètres au-dessus du bridge plug.
- ✓ Redescendre lentement poser l'outil de pose sur le bridge plug en notant la tension du câble. Cette opération permet de confirmer que le bridge plug est posé.

Récupération Des Equipements

II.10.1 Programmation

Pour programmer la récupération d'équipement, il faut estimer la durée de l'opération, évaluer la quantité de tubage à récupérer et en déduire le seuil de rentabilité. Ce n'est qu'en fonction de cela que l'opération sera viable.

Il est souvent nécessaire de couper la partie libre d'un tubage en plusieurs tronçons pour le remonter, ce qui multipliera les opérations de repêchage.

La décision de couper la partie libre d'un tubage ne sera prise qu'après l'examen d'un log de cimentation mettant en évidence le top de ciment dans l'annulaire.

En principe, les tubages comportant des manchons filetés API 8 filets par pouce ne seront pas récupérés. Le dévissage de ce type de filetage est long, difficilement réalisable et nécessite souvent une coupe au chalumeau. Cette opération est trop lente pour être considérée comme rentable.

Les tubages comportant des manchons filetés BUTTRESS ou VAM pourront être récupérés car plus facilement dévissables. Ils devront toutefois être contrôlés avant réutilisation.

La récupération coupe et remontée, des tubages libres et de la tête de puits pourra être effectuée après que soit vérifiée l'absence de pression dans les annulaires.

Elle sera programmée de façon que soient satisfaits les impératifs d'isolation de bouchage et rempli les conditions de test des bouchons.

Les coupes de tubage seront isolées par un bouchon de ciment d'une hauteur de 100 m posé à cheval 50/50 sur la coupe. Selon le cas, ce bouchon pourra être surmonté par un bridge plug bridge plug.

Le déroulement des opérations se fera dans l'ordre suivant:

- ✓ Vérification de l'absence de pression dans l'annulaire qui sera en communication avec la surface au moment de la coupe.
- ✓ Détermination de la partie libre du tubage à couper (à l'aide du CBL).
- ✓ Etude économique rentabilisant l'opération,
- ✓ Préparation des équipements de tubage (clé de dévissage, cales et élévateur)
- ✓ Assemblage de la garniture de coupe ,descente de l'outil de coupe à la cote à laquelle il est prévu de couper le tubage,
- ✓ Coupe du tubage,
- ✓ Remontée de l'outil de coupe
- ✓ Vider le puits partiellement par la choke line (espace goulotte choke line) de façon à dégager la visibilité des coins de suspension du tubage.
- ✓ Gerbage et descente du casing spear
- ✓ Engager le casing spear dans le tubage et l'ancrer à environ 150 m.
- ✓ Tirer sur le tronçon de colonne coupée jusqu'à ce qu'il se libère. Ne pas dépasser la limite de la résistance en tension des tiges de forage ou celle du tubage en question.
- ✓ Lorsque la colonne se libère, observer depuis la surface la position des coins de suspension. Dégager la colonne jusqu'au niveau de la table de rotation, la poser sur cales.
- ✓ Désancrer le casing spear et le remonter.
- ✓ Poursuivre la remontée de la colonne.

- ✓ Lorsque la remontée est terminée, débloquer le BOP, le suspendre, retirer le spool de suspension de la colonne remontée.
- ✓ Procéder à la suite du programme d'abandon.

Composition Des Garnitures De Coupe De Tubage Avec Pipe Cutter

Ces garnitures de coupe sont fonction du diamètre du tubage à couper.

- ✓ Pipe cutter avec couteaux adaptés au diamètre et au grade du tubage à couper. Ceux-ci ne doivent pas entamer le tubage immédiatement placé derrière le tubage à couper.
- ✓ Masse tige courte 4 à 6 mètres.
- ✓ Stabilisateur dont le diamètre sera en fonction du diamètre intérieur du tubage à couper.
- ✓ 6 Masse tiges
- ✓ Coulisse de forage
- ✓ 3 Masse tiges
- ✓ Tiges de forage

Tableau II.1 diamètre de tubage et masse tiges (Document sonatrach)

Diamètres tubages	Masse linéique	Diamètres drifts tubages	Diamètres stabilisateurs à utiliser	Diamètres masse tiges
7"	26lbs/ft	156.2 mm	6"	4 3/4
	29	153.9	6"	
	32 special drift	152.4	6"	
	32	151.6	5 7/8	
9 5/8	40	220.4	8 1/2	6 1/2
	43.5	218.4	8 1/2	
	47	216.5	8 1/2	
	53.5 special drift	215.9	8 1/2	
	53.5	212.8	8 1/4	
13 3/8	54.5	316.5	12 1/4	3x9 1/2 au-dessus du pipe cutter puis 6x8"
	61	313.9	12 1/4	
	68 special drift	311.1	12 1/4	
	68	311.4	12 1/8	

Les outils de coupe de tubage sont tous des outils hydrauliques se refermant dès que la pression est supprimée par arrêt de la circulation. ref 1

Garniture De Repêchage Tubage Avec Releasing Spear (Figure II.8)

Pour engager un releasing spear, il faut l'engager lentement dans le tubage puis tourner lentement 1/4 à gauche ou plus pour placer les slips en position de prise (tirer vers le haut).

Pour se libérer, battre légèrement vers le bas et tourner 2 ou 3 tours à droite pour placer les slips en position déverrouillée.

Nota:

- ✓ Cette garniture ne doit pas comporter de safety joint.
- ✓ Coulisse facultative.

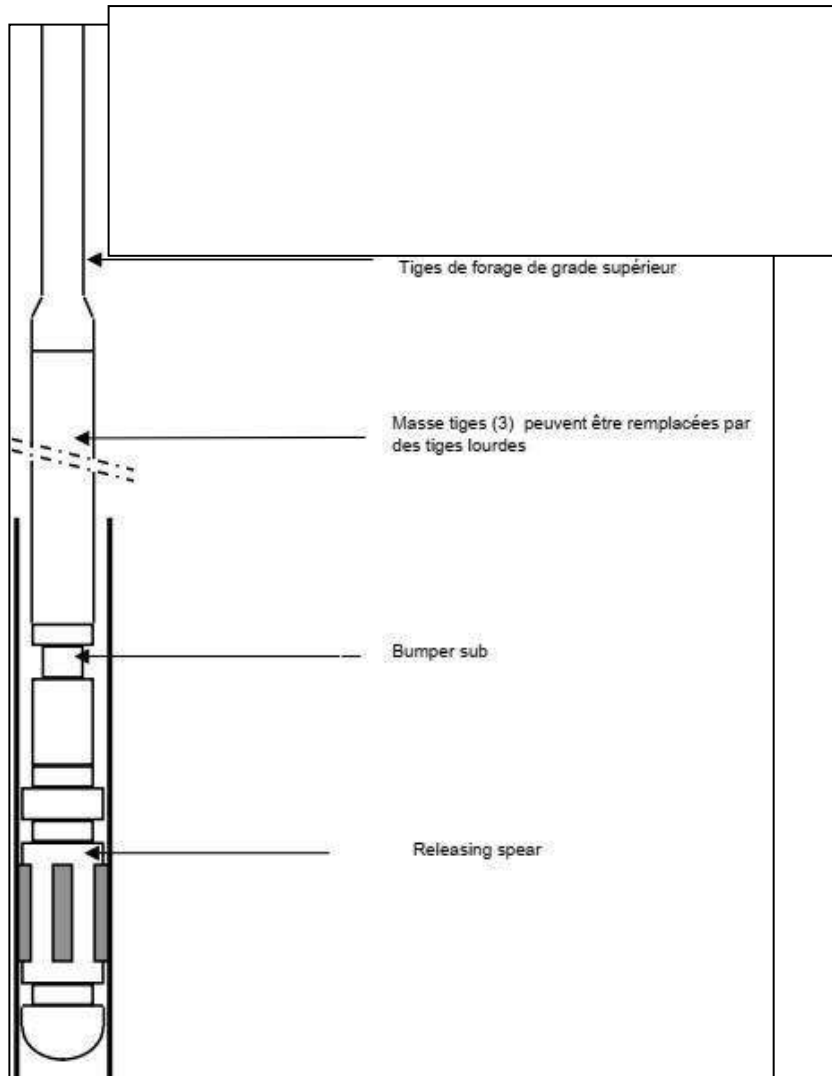


Figure II.8 :Garniture De Repêchage Tubage Avec Releasing Spear (Document sonatrach)

Etat finale en surface des puits Abandonnés

Quel que soit le type d'abandon définitif ou temporaire, le puits sera clairement identifié. Une plaque métallique comportant le nom du puits, inscrit de façon permanente sur celle-ci, sera soudée sur la tête de puits. La plateforme de forage devra être entièrement débarrassée de tout objet et laissée propre.

L'état final du borbier sera conforme aux dispositions du décret du 27 février 1990 qui a pour objet de déterminer les conditions et les modalités d'application du titre V de la loi n° 83 03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement.


Ces dispositions ne sont pas traitées dans cette procédure. Le respect de ces dispositions sera spécifié dans le programme d'abandon qui aura été préparé pour le puits.

Étude de fiche d'information

Cette fiche doit décrire l'état définitif du puits du fond jusqu'en surface avec toutes les cotes des bouchons et tubages.

Les caractéristiques des bouchons et des fluides laissés dans le puits y seront aussi notées.

L'état de la plateforme y sera noté. La fiche d'abandon sera envoyée à la base.

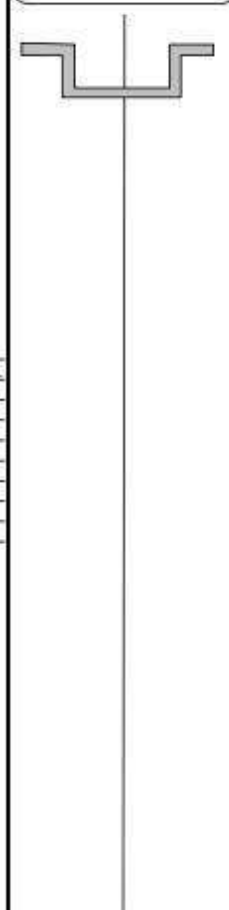


SONATRACH

FICHE D'ABANDON DE PUIITS

Abandon temporaire définitif

ETAT FINAL DU PUIITS SCHEMA



Puits: _____ Champ: _____ Block: _____

Date: _____

Appareil: _____

Type de puits:

1 huile → n°

2 gaz

3 hydraulique

4 injection

5 autre

Cote finale atteinte: m diamètre final: pouces

Kill string: oui non longueur: m

Informations sur le puits:

Ø forage	Prof. (m)	Ø		Profondeur		Mètre nom.	Grade	DV cote	Top cim. annuel	
		colonne	liner	top	cabot				calculé	CBL

Bouchons laissés dans le puits:

n°	Ciment			Bouch. méca.		Boue	
	cote haut	cote bas	densité	BP	CR	densité	type
n°							
n°							
n°							
n°							
n°							
n°							
n°							

Protection cathodique du puits: Oui Non

Marquage du puits: Oui Non

Nettoyage de la plateforme (commentaires): _____

Indiquer les cotes:

- des tubages
- bouchons de ciment et mécaniques

III Étude de cas puits AL 17

La région d'Alrar

Gisement d'Alrar : figure III.1

Le gisement D'ALRAR est situé dans le bassin D'ILLIZI, à la frontière ALGÉROLYBIENNE et à 100 km au Nord D'IN AMENAS.

Le gisement D'ALRAR est séparé du gisement d'alrar ouest par une faille Majeure non étanche.

Le gisement d'ALRAR a été découvert en Octobre 1961 par le puits d'ALRAR Est 1 (ALE-1) et ALB1 (Ouest), qui ont mis en évidence des accumulations de gaz humide dans le réservoir dévonien moyen.

Le réservoir a un faible anneau d'huile surmonté d'un grand gaz cap.

Le réservoir d'ALRAR Ouest est identique à celui d'ALRAR Est, le type de piège est monoclinale faillé et incliné au Nord. ref 13

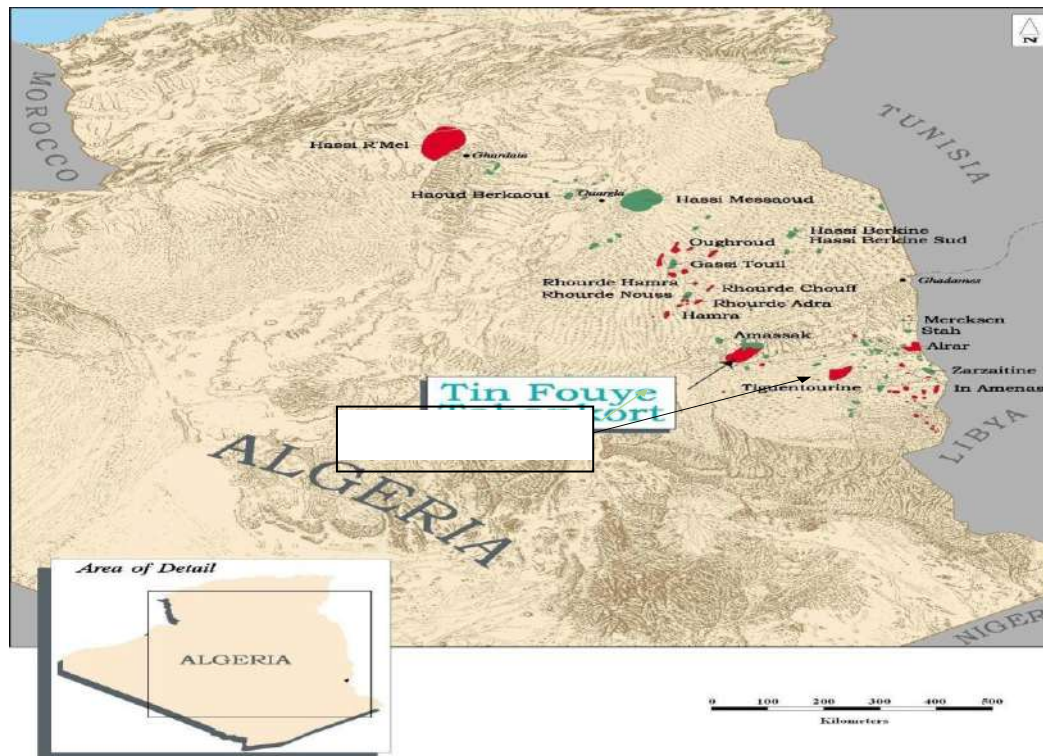


Figure III.1: Situation géographique : (document SONATRACH)

Historique de découverte

Les dates de découverte et de mise en production sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tableau III.1: Historique de découverte. (Document SONATRACH)

Champ	Date de découverte	Date de mise en servies
Stah	1971	1975
Mereksen	1974	1975
Alrar	1961	1965

Description géologique

a. Aspect structural

Le réservoir Dévonien F3 D'ALRAR EST et OUEST est un piège du type mixte (Stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinail faillé à pendage NordNord Est, Sud –Sud –Ouest allongé dans la direction Nord-Nord Est, Sud-Sud –Est. La structure est limitée :

- ✓ A l'Est : s'étend jusqu'en Libye.
- ✓ Au Nord : par l'aquifère
- ✓ Au Sud et à l'Ouest : par la disparition des grès du F3

La structure du F3 est compartimentée par plusieurs accidents Nord -Sud.

Les deux gisements Est et Ouest sont séparés par une faille majeure non étanche de rejet 100m, passant par ALB-1 et AL510.

Le compartiment d'ALRAR Ouest et DAIAZARET est le prolongement du gisement d'ALRAR vers l'Ouest.

b. Aspect stratigraphique

Le réservoir F3 est bien défini en diagraphie, la limite supérieure est nette sur l'ensemble des logs.

La limite inférieure est bien marquée par le Neutron et le Sonique, parfois moins tranchée sur le Gamma-ray et la PS du fait du développement des quartzites qui affectent le réservoir dans sa partie basale.

Le pendage du réservoir F3 est faible. La profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m. L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700m au dessus du niveau de la mer.

c. Caractéristiques pétrophysiques

30 % à 40 % de la partie inférieure du réservoir F3 est nettement argileuse et compacte que la partie supérieure. A cet effet, les grès du réservoir F3 ont été divisés en deux parties : •Partie supérieure représentant le sommet

- ✓ Partie inférieure représentant la base.

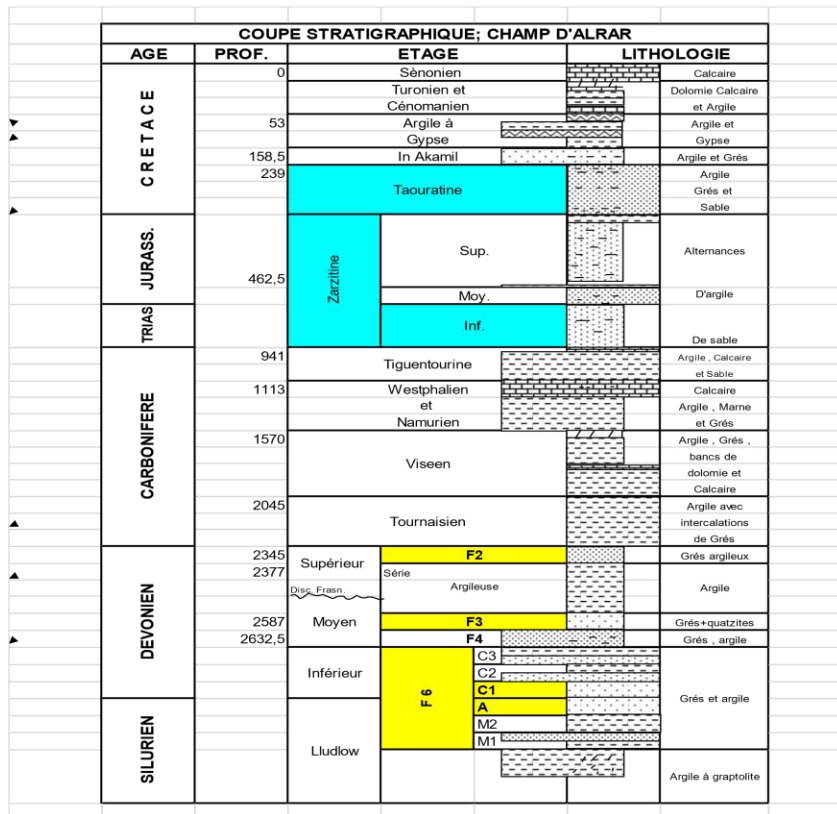


Figure III.2: Coupe Stratigraphique (Document SONATRACH)

Aspect pétrolier

a. Roches mères

Les principales sont les argiles du gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300 m. Les argiles de l'ordovicien, du dévonien et du carbonifère ont également des caractéristiques des roches mères, mais elles sont de moindre importance.

b. Roche réservoirs

C'est une roche qui a la capacité de contenir des hydrocarbures. Ainsi, le réservoir D'ALRAR se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques.

Les accumulations principales de gaz ont fait de la région l'un des plus grands gisements de gaz en Algérie en plus d'un anneau d'huile qui vient d'être mis en exploitation.

D'après les études antérieures ce réservoir montre des caractéristiques pétrophysiques moyennes (Tableau).

c. Roche couverture

Elle constitue une barrière pour le déplacement des hydrocarbures. C'est ainsi que les argiles du dévonien supérieur assure une bonne couverture pour le réservoir dévonien et la série Argileuse constitue la couverture du réservoir F3.

Tableau III.2: Le tableau montre les puits et l'état dans la région Alrar (Document sonatrach)

Nombre de puits	Champ		Puits ouverts	Puits fermés	Puits abandonnés
142	Alrar	Producteur gaz	52	10	26
		Producteur huile	28	11	
		Producteur d'eau	05	03	
		Injecteur gaz	0	06	
		Injecteur d'eau	0	01	
80	stah	Producteur huile	14	34	14
		Producteur d'eau	03	05	
		Injecteur gaz	0	05	
		Injecteur d'eau	0	05	
34	Merkesen	Producteur huile	10	11	05
		Producteur d'eau	01	03	
		Injecteur gaz	0	01	
		Injecteur d'eau	0	03	

Bute de sondage

Abandon définitif du puits AL17 qui ne présente en son état actuel aucune garantie pour la sécurité en régime d'exploitation

Raisons D'abandonnement

Le puits AL17 a été repris du 26/10/2014 au 04/02/2015 pour sécurité (pression anormalement élevée dans les annulaires 7", 9"5/8 et 13"3/8 (voir tableau d'évolution des pressions).

L'inspection du casing 7" (test en pression et logs de corrosion USIT + HVertilog) a montré une perte de métal à plusieurs endroits et un percement au niveau du joint N° 26 aux côtes 237 et 238m) ; suite à cette constatation, il a été décidé de réparer la partie endommagée du Casing et une coupe a été réalisée à 698m.

L'inspection du Casing 9"5/8 (test en pression et log de corrosion) a montré que le Casing 9"5/8 présente des percements et pertes de métal sur l'intervalle 221m à 316m.

Devant cette situation de fait et dans l'impossibilité de réaliser un Patch externe 9"5/8 qui est une opération très difficile voire impossible à réaliser du moment qu'une grande partie se situe dans le découvert de plus de 70m entre le Sabot du 13"3/8 et le bas de la partie endommagée. Il a été décidé de faire des squeeze de ciment, cette solution est facile dans la mise en œuvre mais elle est loin d'être la plus sûre en raison de la présence de zones à pertes devant les fenêtres (sable du Taouratine Supérieure).

Trois tentatives de restauration de la cimentation ont été réalisées sans grand succès et de problème de communication entre annulaires persiste.

Comme le puits présente un très bon potentiel, il a été décidé de réparer le 7" et de l'exploiter en son état.

Après avoir réparé le 7" en utilisant un Casing patch externe, en s'assurant de l'intègre de ce dernier en procédant à un test colonne à 1500 psi. Une complétion a été descendue et au moment de tester l'annulaire 5" x 7" à 1500psi, on s'est aperçu qu'il y a communication des annulaires.

Suite à cette situation il a été décidé l'abandon définitif de ce puits selon les normes exigées par le décret exécutif N° 94-43 de février 1994 du MEM et un puits de remplacement sera foré juste à côté afin de drainer cette zone. ref 14

Situation géographique

Le Puits AL17 est destiné à la production de gaz humide à partir du réservoir Dévonien F3 du champ d'Alrar.

Tableau III.3: Situation géographique puits AL 17 (Document sonatrach)

Coordonnées				
UT	M32	Géographiques		Elévation
X	571 575 m	Longitudes	9° 43' 55.33''E	Zs = 699.4
Y	3 163 850 m	Latitude	28° 36' 6.88''N	Zt = 707.6 m

Tableau III.4: Forage et tubage (Document sonatrach)

forage	Début	Fin forage	Côte finale	Appareil de forage
19/03/1979		10/05/1979	2657m côte sondeur, 2656.7m côte électrique	NATIONAL 110/8 de FORASOL.

Tableau III.5: Les phases et les opérations dans le puits AL 17 (Document sonatrach)

Phases de forage	Tubage	Cimentation	
		Grade	Côte Sabot (m)
17"1/2	13"3/8 J55 54.5 #	248	20 T de ciment classe G, d = 1.56 / 1.90
12"1/4	9"5/8 N80 47 # de 2334 à 1792.25m P110 47# de 1792.5 jusqu'en surface.	2334	Cimenté en 2 étages (DV à 940.81m) 1er étage : avec 4.7T de ciment classe G, d=1.58 suivi de 17.2T ciment classe G, d=1.90 2ème étage : avec 12.7T ciment classe G, d=1.58 suivi de 9.2T ciment classe G, d=1.90
8"1/2	7" VAM P110 26#	2657	17.7T de ciment classe G, d = 1.90.

Complétion

- ✓ Actuellement le puits AL 17 est complété en tubing 5" VAM N80 15 #.
- ✓ Packer 7" Weatherford (Referable) ancré à 2524.97 m.
- ✓ Fluide annulaire : Brute dégazé
- ✓ Equipements de fond et de surface (voir fiche technique).

Réservoirs

Les principales propriétés du réservoir sont les suivants :

Tableau III.6: Les propriétés du réservoir (Document sonatrach)

Réservoir	Toit (m)	Mur (m)	Perforation (m)	Observations
F3	2581	2621.5	2581-2589m 2591-2599m	-
F2	2350	2438	-	-
Zarzaïtine	678	930	-	Nappe d'eau
Taouratine	240	678	-	- Nappe d'eau - Sabot du casing 13"3/8 à 248m.

Paramètres de production

- ✓ Le dernier test effectué le 15/04/2014 a donné :
- ✓ $P_t = 75$ bars, $Q_g = 0.462 \times 10^6$ Stm³/j, $Q_{cond} = 28.21$ m³/j, $Q_{eau} = 4.18$ m³/j,

Qualité de cimentation

✚ Tubage 9"5/8 : CBL du 01 Mai 1979 (Enregistrement de 2326.5 à 1750m et de 1250 à 600m)

- ✓ De 2326 à 1804m : mauvaise cimentation
- ✓ De 1923 à 1906 m : cimentation moyenne à bonne
- ✓ De 1906 à 1849m : mauvaise cimentation
- ✓ De 1849 à 1846m : cimentation moyenne à bonne
- ✓ De 1846 à 1804m : mauvaise cimentation
- ✓ De 1804 à 1750m : free pipe
- ✓ De 1250 à 1188m : free pipe
- ✓ De 1188 à 1157m : mauvaise cimentation
- ✓ De 1157 à 1123m : cimentation moyenne à bonne

- ✓ De 1123 à 1033m : free pipe
- ✓ De 1033 à 1015m : mauvaise cimentation
- ✓ De 1015 à 815m : free pipe
- ✓ De 815 à 773m : mauvaise cimentation.
- ✓ De 773 à 600m : free pipe
- ✚ **Tubage 9"5/8 : CBL du 07 Janvier 2015 (Enregistrement de 347 a 45m)**

- ✓ De 347 à 188m : bonne cimentation
- ✓ De 188 à 143m : cimentation moyenne à bonne
- ✓ De 143 à 125m : bonne cimentation
- ✓ De 125 à 100m : free pipe
- ✓ De 100 à 45m : mauvaise cimentation

✚ **Tubage 7" : CBL du 18 Mai 1979 (Enregistrement de 2631.7 à 2100m)**

- ✓ De 2631.7 à 2579m : Très bonne cimentation.
- ✓ De 2579 à 2563m : cimentation moyenne.
- ✓ De 2563 à 2547m : mauvaise cimentation.
- ✓ De 2547 à 2535m : bonne cimentation.
- ✓ De 2535 à 2496m : mauvaise cimentation sauf les bancs 2529 – 2527m et 2516 – 2514m où la cimentation est bonne.
- ✓ De 2496 à 2483m : bonne cimentation.
- ✓ De 2483 à 2407m : cimentation moyenne à bonne.
- ✓ De 2407 à 2182m : bonne cimentation sauf le banc 2347 – 2330m où la cimentation est mauvaise.
- ✓ De 2182 à 2100m : free pipe.

Historique du puits

- ✓ Le puits AL 17 a été foré en Mai 1979 dans le cadre de développement du champ d'Alrar Est.
 - ✓ Il a été perforé le 23/03/1980 sur les intervalles 2581-2589m et 2591-2598m.
 - ✓ Il a été repris du 26/03 au 08/04/1984 pour des raisons de sécurité (Présence de pression dans l'annulaire 7"x 5"), les principales opérations effectuées au cours du WO étaient :
 - ✓ Remontée de la complétion 5".
 - ✓ Repêchage Packer et extension sous Packer □ Descente outil 6", top sédiments à 2631m.
 - ✓ Circulation pour nettoyage fond.
 - ✓ Changement Tubing Head LDO par Tubing Head SRT et test à 5000psidurant 30min.
- Positif.

- ✓ Descente complétion 5" VAM N80.
- ✓ Mise puits sous eau sodée.
- ✓ Top DTM.
- ✓ Le puits a été remis en service le 20/11/1986 comme producteur de gaz humide.
- ✓ En septembre 2014, présence de pression anormale dans les annulaires, le tableau cidessous montre l'évolution de la pression dans les annulaires 7", 9"5/8 et 13"3/8.

Tableau III.7:La pression de tête de puits (Document sonatrach)

Septembre	Pt (bar)	P7" (bar)	P95/8 (bar)	P133/8 (bar)	
24	72	0	0	0	
26	72	0	0	0	
28	72	6	6	3,5	presence de la pression
29	72	6	5,2	2,5	Les Annulaires 7", 9 ^{5/8} et 13 ^{3/8} ont été purgés pendant 15mn, la pression reste stable (sortie gaz pendant la purge)
30	72	6	5,5	2,5	
Octobre					
1	72	7	6,2	3	
2	72	7	6,2	3	Les Annulaires 7", 95/8 et 133/8 ont été purgés pendant 30mn, la pression reste stable (sortie gaz pendant la purge)

A la suite de cette situation, le puits a été repris du 30/10/2014 au 04/02/2015, les opérations suivantes ont été effectuées :

- ✓ Remontée complétion Tubing 5" Vam.
- ✓ Surforage et repêchage Packer + extension.
- ✓ Descente outil 5"7/8 au top fond à la côte 2635.30m.
- ✓ Logging : Pose BP à la côte 2564m.
- ✓ Descente Packer de test à 980m et test colonne 7" par paliers.
- ✓ Localisation fuite entre 238 et 242m.
- ✓ Logging : Enregistrement Log de corrosion H-VERTILOG du Casing 7" (pane de l'outil après 896 m) remplacé par USIT mode corrosion/cimentation et suite enregistrement de 2550

jusqu'au surface. Le Log montre des anomalies dans le Casing et des fuites au niveau du Joint n°26 aux cotes 237 et 238m (cotes électriques).

- ✓ Coupe casing 7'' à 698m.
- ✓ Remontée casing 7'' au jour, soit 72 joints (présence d'une fenêtre au joint N°26).
- ✓ Descente positif 9''5/8 à 325.5m, et test casing 9''5/8, détection anomalie entre 229 et 325.5m.
- ✓ Logging : Enregistrement log de corrosion casing 9''5/8.
- ✓ Cimentation intérieur Casing 9''5/8 et annulaire 13''3/8 par pompage de 11 m³ de ciment, densité = 1.90.
- ✓ Reforage de ciment jusqu'au top bouchon 325.5m.
- ✓ Test du Casing 9''5/8 à 200 Psi par palier et détection anomalie entre 221 à 316m (pas de retour sur 13''5/8).
- ✓ Pose 2ème bouchon de ciment (gas stop) Volume = 09m³, densité = 1.90.
- ✓ Reforage ciment de 118 à 345 m, et test casing 9 5/8 à 100psi, négatif □ Pompage 3eme bouchon de ciment d = 1.90.
- ✓ Reforage ciment de 130 à 345m et test casing 9''5/8 à 100psi, positif.
- ✓ Logging : Enregistrement CBL.
- ✓ Assemblage Casing-Patch 8''3/8 et descente Casing 7'' 29# à 699.22m.
- ✓ Engagement Casing-Patch 7'' 29# jusqu'à 700.22m, traction à 15 tonnes et test d'étanchéité à 1500psi, positif.
- ✓ Descente complétion 5''N/Vam, sabot à 2553.54 m.
- ✓ Ancrage Packer.
- ✓ Montage tête de puits et test Adaptateur à 5000psi, positif.
- ✓ Test annulaire (7''x5'') à 1500psi, négatif (retour de boue par 9''5/8) et chute de pression à 140psi.
- ✓ DTM.

Programme d'intervention

Neutralisation du puits

- ✓ Remontée de la flapper valve s'il y'a lieu.

Dégorgement puits à zéro et observation durant une heure ou deux (le temps d'observation

Déroulement des opérations

- ✓ Aménagement de la plate-forme et installation de l'appareil Work Over.

- ✓ Faire une circulation, tête de puits en place pour homogénéisation boue (densité d'entrée = densité sortie = 0.84).
- ✓ Mise en place de la BPV.
- ✓ Démontage tête de puits.
- ✓ Montage BOP avec ram's 5" et test fonctionnel.
- ✓ Repêchage de la BPV.
- ✓ Test BOP avec ram's 5" (Pipe Ram's à 5000 psi, Hydrill à 1500 psi).
- ✓ Remontée complétion 5".
- ✓ Changement Pipe Ram's 5" par 3" 1/2.
- ✓ Descente couronne au Top Packer.
- ✓ Surforage et repêchage Packer + extension.
- ✓ Descente outil et contrôle de trou jusqu'au fond à 2634.3 m.
- ✓ Circulation.
- ✓ Scrappage de la colonne 7".
- ✓ Test d'injectivité et squeeze du ciment en face des perforations dans la formation F3, (de 2599m à 2581m soit 18m), s'il y a lieu pose un CR à 2571m environ.
- ✓ Mise en place d'un bouchon de ciment ajusté au moins à 100m du top des perforations (soit le top bouchon de ciment à 2481m).
- ✓ Pose d'un 2ème bouchon de ciment à l'intérieur du tubage 7" (de 2438m à 2338m soit 100m) (en face du F2).
- ✓ Pose d'un BP à l'intérieur du tubage 7" à 1100m.
- ✓ Test d'ancrage et d'étanchéité de BP.
- ✓ Changement boue à l'huile par une boue benthonique.
- ✓ Perfos de squeeze à 1095m.
- ✓ Circulation et test d'injectivité à travers les Perfos, s'il y a lieu pose un CR à 1085m.
- ✓ Restauration de la cimentation derrière 7" en face des nappes d'eau (Taouratine et Zarzaïtine) toit de ciment dans l'annulaire 9" 5/8 X 7" sera à 200m de la surface.
- ✓ Reforage ciment au top BP à 1100m.
- ✓ Enregistrement d'un CBL/VDL
- ✚ **NB** : Restaurer les zones qui peuvent avoir une mauvaise qualité de cimentation s'il y a lieu.
- ✓ Pose d'un 3ème bouchon de ciment à l'intérieur du tubage 7", de 748m à 648m (soit 100m) en face casing patch.
- ✓ Pose d'un 4ème bouchon de ciment à l'intérieur du tubage 7" (de 0m à 220m).

✚ **NB** : Les bouchons de ciment seront systématiquement testés en compression par pose de train de tiges de 5 à 7 tonnes pour vérifier la prise et la dureté de ciment.

✓ Une plaque métallique comportant le nom du puits inscrit de façon permanente, sera soudée sur la Casing Head.

✓ La cimentation de la tête de puits est obligatoire, la cave et la tête de puits restante seront noyées de ciment.

✚ **NB** : ne pas noyer la cave et la tête de puits restante de ciment, pour assurer une surveillance de 24 mois. Au-delà de cette période, si aucune anomalie n'est observée sur les annulaires, l'opérateur pourra procéder à la cimentation de la tête de puits.

✓ La plateforme de forage doit être débarrassée de tout objet et laissé propre.

✓ Top DTM.

Le programme a appliqué

1/ Neutralisation

La première condition avant toute installation d'un appareil de Work over sur un puits est que ce dernier soit neutraliser, contrairement au Snubbing ou Coiled tubing qui sont spécialement conçus pour intervenir sur des puits en production (sous pression). La neutralisation d'un puits consiste à mettre en place par pompage un fluide (boue) de densité telle que la pression hydrostatique exercée par le fluide sera légèrement supérieure à la pression de gisement. Les préliminaires dépendent du type de complétion et des équipements qui la composent. - Présence ou absence de vanne de circulation. - Nécessité de perforation de tubing (tubingpuncher).

Tableau III.8:La neutralisation du puits (Document sonatrach)

Côte packer		2524.97 m
Côte sommet des perforations		: 2581 m
Pression de pores		: 200 bars
Densité de fracturation		: 1.95 Kg/l
Densité du fluide de complétion		: 0.84 Kg/l
Pression en tête de tubing (puits fermé)		: 72 bars
Pression en tête de casing 7" (puits fermé)		: 10 bars
Gradient d'huile		: 0.081 bars/m
Capacité du tubing (5" - 15 #)		: 9.8 l/m
Casing 7" – poids-		29 # VAM P110/
Capacité de l'espace annulaire		: 6.7 l/m
Pression d'éclatement du tubing		: 11400 psi
Pression d'éclatement du casing		11460 psi
Calculs :		
Volume intérieur tubing		$V_{int\ tbg} = 2410 \times 9.8 = 23618\ L$
Volume de l'espace annulaire		$V_{an} = 2410 \times 6.7 = 16147\ L$
Débit de contrôle		$Q_r = 477\ l/min$
Débit unitaire de la pompe		$Q_u = 12.72/cps$
Densité du fluide de contrôle		0.85 kg/l

- ✓ Mise en place d'un bouchon de ciment ajusté au moins à 100m du top des perforations (soit le top bouchon de ciment à 2481m).

✓ Descente tiges nue 3'' ½ @ 2633 m.

Calcule :

✓ Volume tubage 7" Vcsg7" = 264.5m*19.38 l/m= 5.1m3

✓ Hauteur de ciment (DP IN) :
 $5100/16.59=308.8m$

✓ Volume de chasse :
 $V_c=2324.6m \times 3.86 \text{ l/m} = 8972.9 \text{ L}$
 $8972.9 \text{ L} - 1400 \text{ m} = 7572.9 \text{ L}$

- Hauteur de SP1 et SP2 :

$$H_{sp2} = 1400 \text{ L} / 3.86 = 362.7 \text{ m}$$

$$H_{sp1} = 4600 \text{ L} / 12.77 = 360.21 \text{ m}$$

1400 L de spacer suivi par 7572.9 l de WBM

L'application ;

✓ Pompage 4.6 m3 bouchon laveur suivi par 5.1 m3 bouchon de ciment de d=1.9

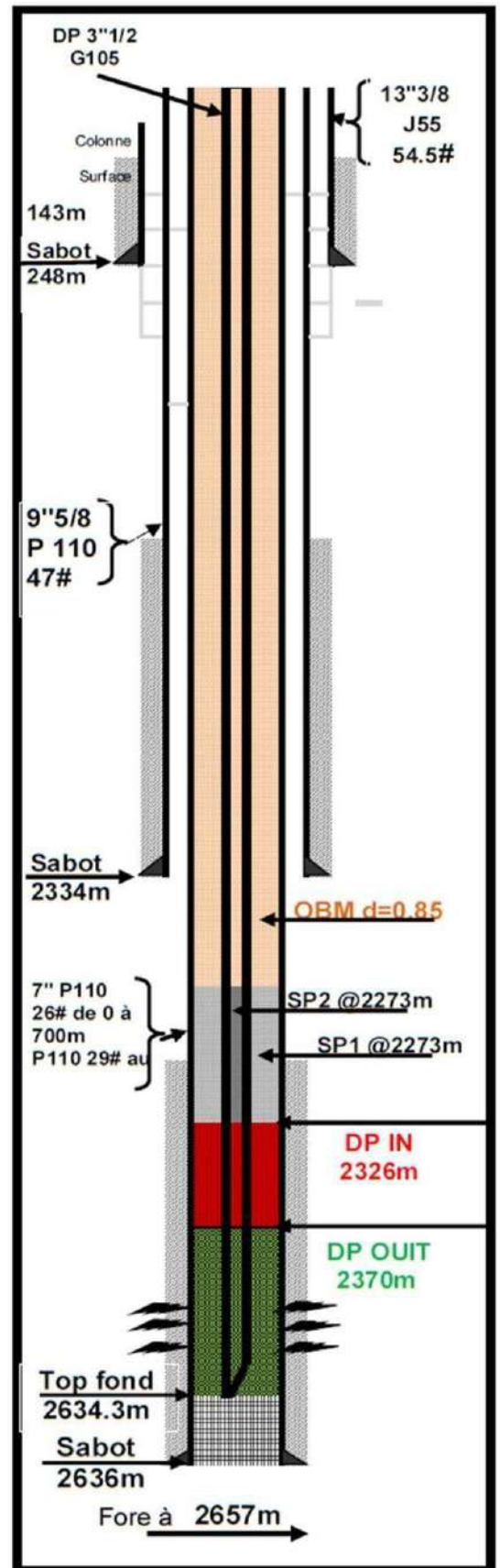
✓ Chasser par 1.4 m3 de bouchon laveur + 7.6 m3 de boue

✓ Remontée tige nue @ 2213m et circulation inverse.

✓ Après le prise de ciment :

Descente RB 5*7/8 au top ciment soit @ 2367 m.

Reforage ciment @2370 m.



- ✓ Pose d'un 2ème bouchon de ciment à l'intérieur du tubage 7" (de 2438m à 2338m soit 100m) (en face du F2) *Descente tige nue @ 2370m

Calcule :

- ✓ Volume tubage 7" $V_{csg7"} = 116m \times 19.38 \text{ l/m} = 2248m^3$

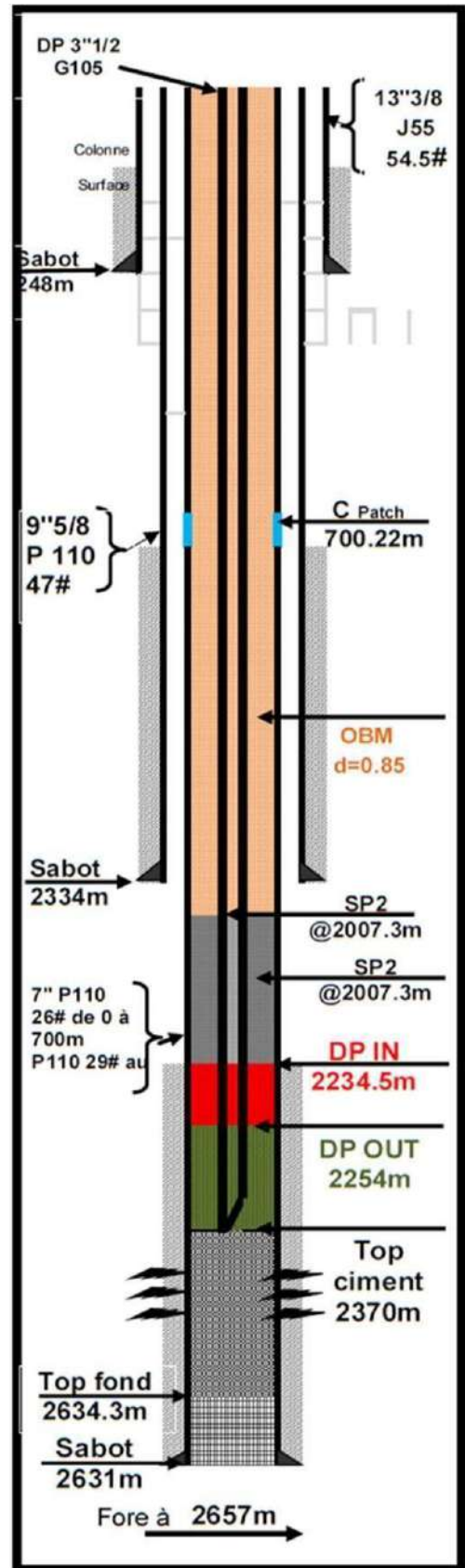
- ✓ Hauteur de ciment (DP IN) : $2248 / 16.59 = 135.5m$

- ✓ Volume de chasse : $V_c = 2234.5m \times 3.86 \text{ l/m} = 8625 \text{ L}$
 $8625 \text{ L} - 1400 \text{ m} = 7225 \text{ L}$

- ✓ Hauteur de SP1 et SP2 :
 $H_{sp2} = 1400 \text{ L} / 3.86 = 362.7 \text{ m}$
 $H_{sp1} = 4600 \text{ L} / 12.77 = 360.21 \text{ m}$

L'application ;

- ✓ Préparation bouchon laveur 6 m³ et 2.3 m³ laitier de ciment d=1.90
- ✓ Pompage bouchon laveur 4.6 m³ suivi 2m³ laitier de ciment d=1.90 chasse 1.4m³ bouchon laveur + 7.2 m³ de boue
- ✓ Remontée à 2080 m et circulation inverse
- ✓ Après la prise de ciment :
 Descente RB 5*7/8 au top ciment soit @ 2254 m.
- ✓ Remontée RB 5*7/8 et Assemblage PACKER de test 7" et descente à 1131m
- ✓ Test colonne par paliers et localisation fuite de 0m à 750 m positif
- ✓ Test colonne 7" de 775m au fond positif -de 750 à 775m négatif (retour de boue par annulaire 9"5/8 * 7")
- ✓ Scrappage la colonne 7" en 3 passes



Remplissage EA 7"/9"5/8 de 1071m à 200m.

- ✓ D'après l'opération de logging :
- ✓ Pose BP 7'' à 1089m. (cote sondeur)
- ✓ Perforation de squeeze l'intervalle 1070 -1071m.
- ✓ Pose CR à 1062.8 m (cote sondeur).
- ✓ Descente STINGER au top CR (Ciment Retiner) soit 1062.8m cote

Sondeur et posé 5T test -ok- Calcule :

✓ Volume tubage 7" $V_{csg7"} = 20m * 19.38 l/m = 503.88m^3$ - Volume de chasse :

$V_c = 1063m * 3.86 l/m = 4103 L$ WBM

✓ Volume espace Annulaire 7"/9"5/8 :

$1071m - 200m = 871m$

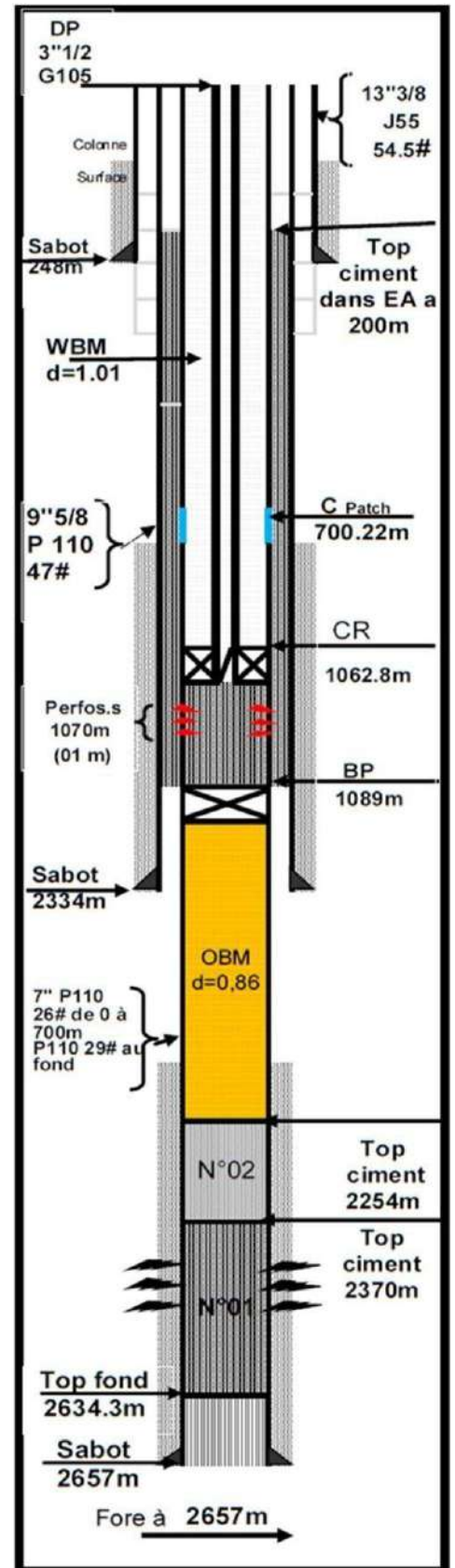
$871m * 13.31 l/m = 11830 L$

Avec l'excès de décantation mixage de 13 m³

- 7m³ chemical wash d=1.2

L'application

- ✓ Montage équipement de HALLIBURTON et test à 3000 psi ok
- ✓ Mixage 13m³ de laitier de ciment d=1.9 + 7m³ chemical wash)
- ✓ Circulation à travers CR. Pour le nettoyage de l'annulaire
- ✓ Pompage 6.36m³ de spacer d=1.20 suivi par 13m³ de ciment d=1.90 chassé par 4m³ de boue d=1.01
- ✓ Unstinger et remontée Stinger @ 1050m circulation (short way).
- ✓ Remontée stinger .
- ✓ Après la prise de ciment :
- ✓ Assemblage et Descente RB 5*7/8 au top CR @ 1062.8 m.
- ✓ Circulation pour le nettoyage de la colonne



Pose d'un bouchon de ciment à l'intérieur du tubage 7" (de 790m à 640m soit 150m) (en face du Casing Patch).

- ✓ Descente tige nue @ 2370m Calcule :
- ✓ Volume tubage 7" $V_{csg7"} = 150m * 19.38 l/m = 2907m^3$

✓ Hauteur de ciment (DP IN) :
 $2907 / 16.59 = 180m$

- Volume de chasse :

$V_c = 610m \times 3.86 l/m = 2354.6 L$

$2354.6L - 602.16 L = 1752.44L$ - Hauteur de SP1 et SP2 : $H_{sp2} = 602.16 L / 3.86 = 156 m$

$H_{sp1} = 2000L / 12.77 = 156 m$

L'application ;

Montage équipement HALLIBURTON et test à 3000psi -ok-

- ✓ Préparation bouchon laveur 3 m³ et 3 m³ laitier de ciment d=1.90

✓ Pompage bouchon laveur 2 m³ suivi 2m³ laitier de ciment d=1.90 chasse 0.602m³ bouchon laveur + 1752.44L m³ de boue

- ✓ Remontée à 570 m et circulation inverse
- ✓ Après la prise de ciment :

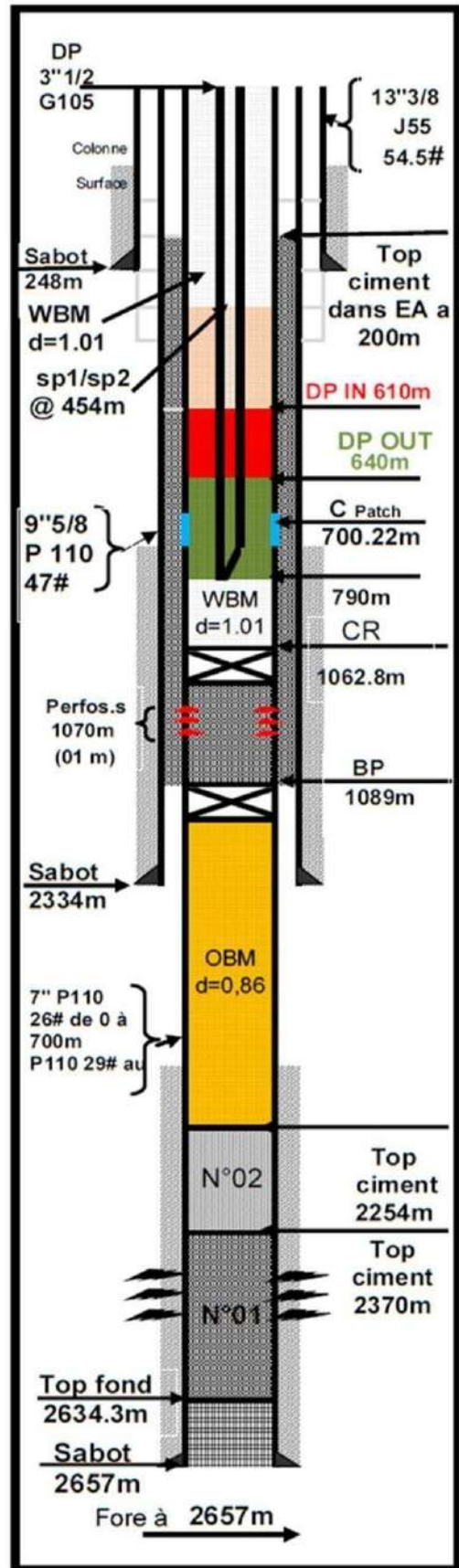
Descente RB 5*7/8 au top ciment soit @ 638 m.

✓ Remontée RB5*7/8 et Assemblage PACKER de test 7" et descente à 1131m

- ✓ Scrappage la colonne 7" en 3 passes

Opération logging (enregistrement CBL-VDL) :

Après l'interprétation du log CBL-VDL on a découvert qu'une basse de niveau de ciment dans EA qu'il doit être à 200m par contre il est à 350 m à cause de l'absorption et la décantation.



Remplissage EA 7"/9"5/8 de 350m à 143m.

Opération électrique :

- ✓ Pose BP 7" à 340m. (Cote sondeur)
- ✓ Perforation de squeeze l'intervalle 330 -331m.
- ✓ Pose CR à 320 m (cote sondeur)
- ✓ Descente STINGER au top CR (Ciment Retiner) soit 320m cote

Sondeur et posé 5T test -ok- Calcule :

- ✓ - Volume tubage 7" :

$$V_{csg7"} = 20m * 19.38 \text{ l/m} = 387.6 \text{ L}$$

Hauteur de ciment above CR (DP IN) :

$$300l / 16.59 = 18.08 \text{ m}$$

Hauteur de ciment above CR (DP OUT) :

$$300 \text{ L} / 19.38 = 15.47 \text{ m}$$

- ✓ Volume de chasse :

$$V_c = 320m - 18 \text{ m} = 302 \text{ m}$$

$$302m * 3.86 = 1165.72 \text{ L WBM}$$

- Volume espace Annulaire 7"/9"5/8 :

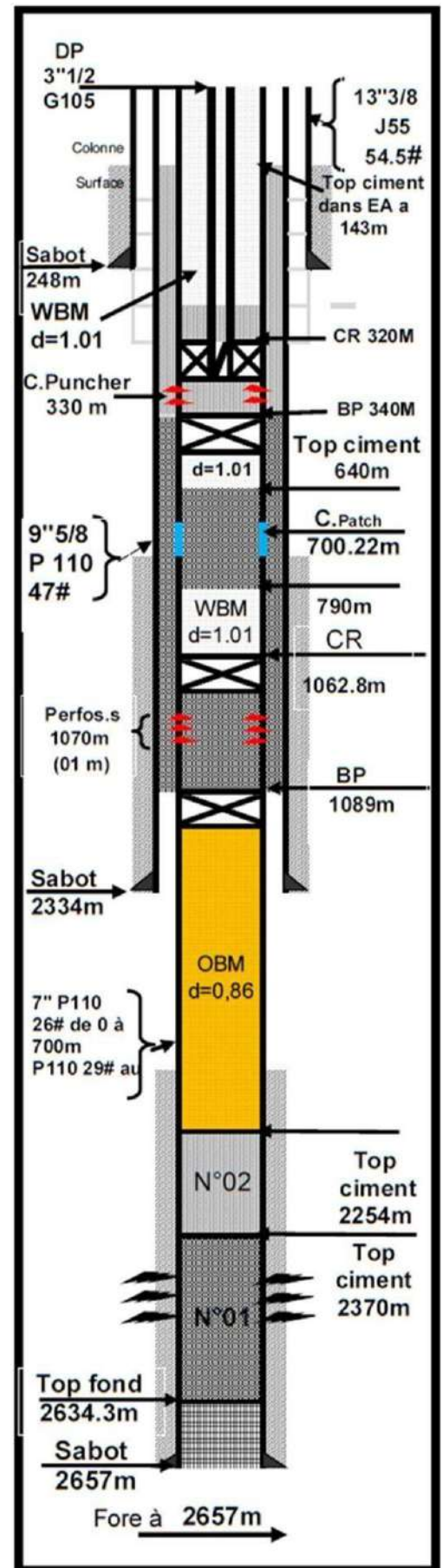
$$VEA = 330m - 143 \text{ m} = 187 \text{ m}$$

$$VEA = 187 \text{ m} * 13.31 = 2489 \text{ L (200L excès de décantation)}$$

L'application :

- ✓ Montage équipement de HALLIBURTON et test à 3000 psi ok
- ✓ Mixage 3m³ de laitier de ciment d=1.9 +5m³ chemical wash)
- ✓ Circulation à travers CR. Pour le nettoyage de l'annulaire
- *Pompage 5m³ de spacer d=1.20 suivi par 2.7m³ de ciment d=1.90 pour EA suivi par 0.3 m³ de ciment d=1.90 chassé par 1.2m³ de boue d=1.01
- ✓ Unsting et pompage 0.3m³ de ciment above CR.
- ✓ Unsting et remontée Stinger @ 220m circulation (short way).
- ✓ descente RB au top ciment @ 304.5m

Remplissage puits jusqu'en surface de 220m à 0m avec ciment et 03m³ dans la cave.



- ✓ Descente tige nue à 220 m.

Calcule :

- Volume tubage 7" :

$$V_{csg7"} = 220m * 19.38 \text{ l/m} = 4.263m^3$$

- Volume Acier (DP) :

$$V_a = 220m * 2.79 = 613.8 \text{ L}$$

- Volume ciment pompé jusque a le retour en surface :

$$V_{cp} = 4263 - 613.8 = 3649.2 \text{ L}$$

- Hauteur de ciment DP out : $H_c = 3649.2 / 19.38 =$

$$188.4 \text{ m}$$

L'application :

- ✓ Montage équipement de HALLIBURTON et test à 2000 psi ok

- ✓ Mixage 7.263m³ de laitier de ciment d=1.9

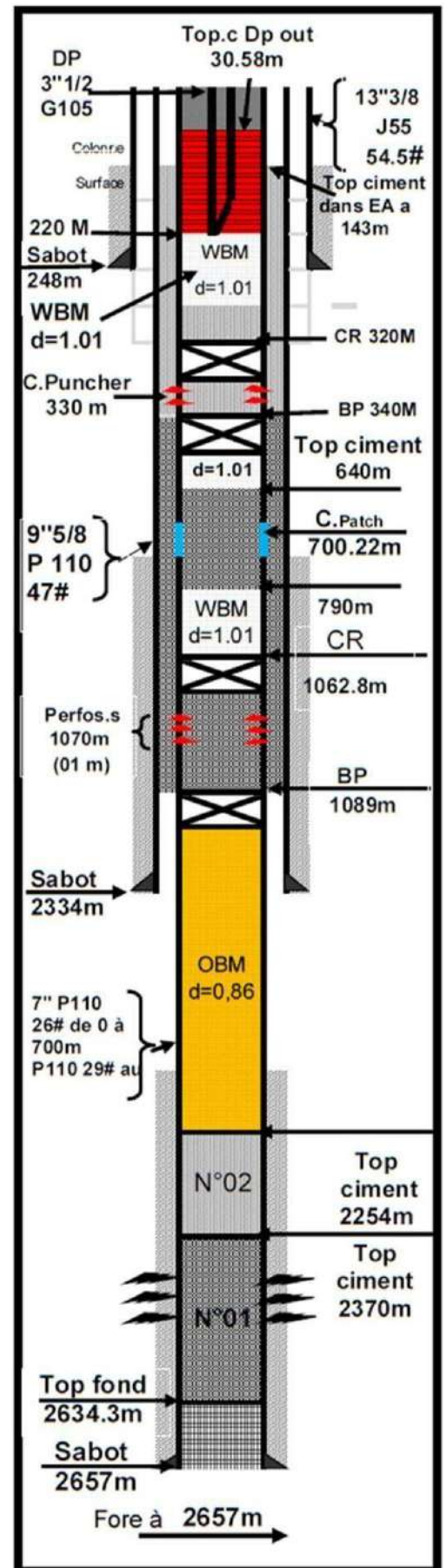
- ✓ Pompage 5m³ d'eau suivi par 3.649m³ de ciment d=1.90 ou on a vu le retour de ciment en surface.

- ✓ Remontée DP 3"1/2 au jour.

*Remplissage le reste soit 30.58 m par 0.613m³ de ciment d=1.9

- ✓ Remplissage la Cave avec 3m³ de ciment d=1.9

- ✓ Montage adaptateur 9" x 3"1/8 avec une plaque portant le nom du puits AL#17



Conclusion Générale

Un puits abandonné est définitivement fermé. Il a été obturé, sa tête a été retirée, et il a été jugé sûr et sécuritaire par les régulateurs. Après l'abandon, le site est remis en état. Les producteurs évaluent la présence de contaminants dans le sol, présentent un rapport décrivant la décontamination à effectuer, et font confirmer la récupération du site en conformité avec les exigences provinciales.

L'abandon et la fermeture des forages et des puits constituent un aspect à part entière de la protection de l'environnement et en particulier dans la protection des ressources en eau.

Les opérations d'abandon doivent être soumises à réglementation.

- forage jugé improductif (négatif) ou insuffisamment productif ;
- malfaçon ou accident durant les travaux ;
- forage fournissant une eau qui ne répond pas aux normes de potabilité ;
- forage ayant été réalisé pour des travaux de recherche et non destiné à l'exploitation.

La fermeture définitive d'un puits représente une série d'opérations destinées à restaurer l'isolation des différents niveaux (ou série de niveaux) perméables à débit potentiel.

La qualité des opérations de cimentation au moment de la réalisation de l'ouvrage et durant les opérations de fermeture est le facteur le plus important contribuant à une bonne tenue dans le temps des dispositifs de fermeture.

Chaque programme de fermeture doit être spécifique. Il se base sur le résultat du diagnostic. Les moyens mis en œuvre (produits et contrôles) doivent être définis. Les essais de conformité des produits aux spécifications doivent être réalisés (composition, temps de prise). Les contrôles à réaliser durant la mise en œuvre seront indiqués.

Bibliographies

- [1] Tarek Ahmed :“Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition”, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [2] Documents Sonatrach DP STAH
- [3] (<https://www.youtube.com/watch?v=qdKIaRHchqc>)
- [4] Oil & Gas Drilling Mud Function, Publiée le 5 août 2012.
(<https://www.youtube.com/watch?v=3hOQ9E2b2HI>)
- [5] Overview of Oil & Gas Well Casing & Cement, Publiée le 31 juil. 2012.
(<https://www.youtube.com/watch?v=0WUmFWy8wVA>)
- [6] Oil & Gas Blowout Preventer (BOP) Stack, Publiée le 31 juil. 2012.
(https://www.youtube.com/watch?v=YWwvWGD7L_Q)
- Oil & Gas Well Kick, Publiée le 31 juil. 2012.
[7] (<https://www.youtube.com/watch?v=3oAmVjKUUno>)
- [8] Measurement While Drilling (MWD), Publiée le 31 juil. 2012.
(<https://www.youtube.com/watch?v=6B60dqCO0i0>)
- Oil & Gas Drill Steam Testing, Publiée le 4 sept. 2012.
[9] (<https://www.youtube.com/watch?v=ps-ZpiyX0QQ>)
- Oil & Gas WireLine, Publiée le 4 sept. 2012.
[10](<https://www.youtube.com/watch?v=UdltNmaHuJE>)
- [11]Oil & Gas UK, July 2012. Well Integrity Guidelines Oilfielddirectory, Global Oil and Gas Portal
(<http://oilfielddirectory.com/oilfield/>)
- [12]Petroleum Production Engineering – Perforation, 2011. PET 325 James A. Craig Omega
(<http://fr.slideshare.net/akinraig/petroleum-production-engineering-perforation>)
- [13]Rigzone, Discover Oil and Gas, How does formation Testing Work?
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=318)
- [14]Schlumberger Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary
(<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>)
- Whipstock Animation, Unicom Studios. Publié le 18 novembre 2013.
<https://www.youtube.com/watch?v=IwKdRgLgkms>

Annex



Les cimentations

Principe

Le laitier de ciment (slurry) est pompé dans le cuvelage puis est poussé par la boue (chasse) pour remonter dans l'espace annulaire sur une hauteur d'environ 300m. Généralement, on pompe un spacer avant et après le laitier, pour isoler celui-ci de la boue. Les spacers ont des caractéristiques rhéologiques intermédiaires entre celles du laitier et celles de la boue. Les tubes guides (lorsqu'ils sont cimentés) et les tubages de surface sont généralement cimentés sur toute leur hauteur.

Rôle et objectifs :

Objectifs de cimentation

- ✓ Permettre une isolation des différentes couches géologiques
- ✓ Supporter les charges axiales du tubage et des tubages placés ultérieurement
- ✓ Protéger et supporter le tubage
- ✓ Ancrer et suspendre les tubages.
- ✓ Prévenir le dévissage des tubes pendant le forage.
- ✓ Rétablir des étanchéités entre couches.
- ✓ Éviter l'éboulement du trou, supporter la paroi du trou.
- ✓ Isoler les formations productrices.
- ✓ Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption.
- ✓ Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion.

Objectifs des bouchons de ciment (bc)

Les bouchons de ciment trouvent de nombreuses applications, soit en cours de forage, soit après la production d'un puits, parmi ces applications nous citons :

- ✓ Colmatage de pertes
- ✓ Isolation de zones incompatibles
- ✓ Abandon provisoire ou définitif
- ✓ Bouchon de side-track et déviation.
- ✓ Restauration des colonnes de tubage
- ✓ Contrôles tertiaires des venues

Servir comme barrière pour sécuriser le puits en absence des RBP

Ces applications sont très variées et les propriétés recherchées dans ces applications sont très diverses.

La composition, la mise en place et les propriétés finales du ciment devront donc être adaptées au problème à résoudre.

Cimentation avec stinger.

Cas des tubages de gros diamètre et de faible profondeur. Le laitier est pompé à travers les tiges de forage dont l'extrémité vient se fixer dans le sabot, muni d'un clapet anti-retour. Une autre solution est de descendre les tiges au-dessus de sabot, et d'assurer une étanchéité en surface entre cuvelage et les tiges. Cette dernière méthode permet d'équilibrer les pressions s'exerçant sur le cuvelage et supprime les risques d'écrasement.

Cimentation simple étage.

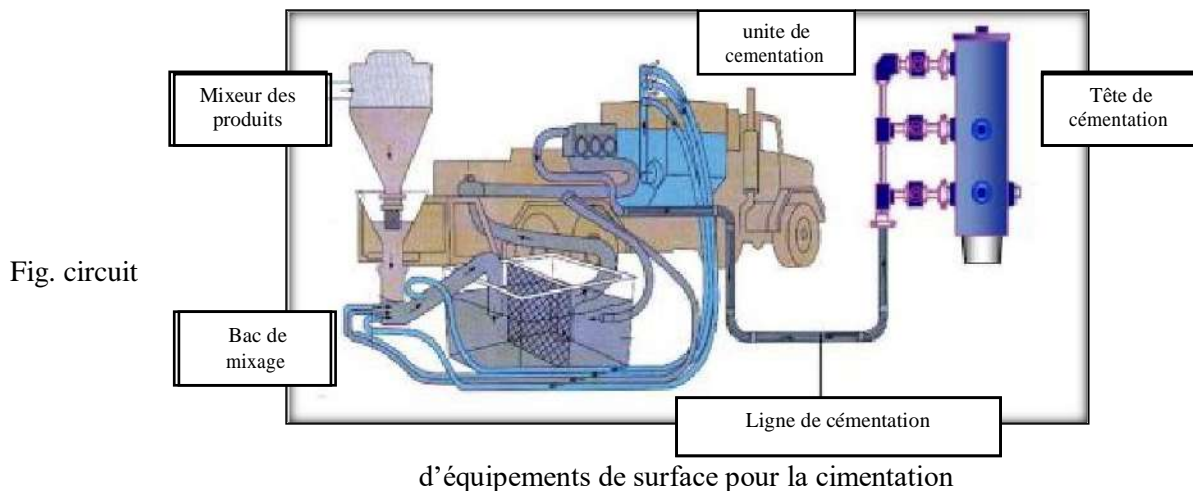
Le cuvelage est muni d'un sabot et d'un anneau, tous deux équipés de clapet anti-retour, et distant d'un ou deux joints. Le pompage se fait au travers d'une tête de cimentation (cementing head) qui contient les bouchons, et qui permet de les larguer rapidement sans devoir être démontée.

✓ Séquence:

- Circulation à débit élevé pour nettoyer le trou. ;
- Pompage du fluide intermédiaire (spacer) ;

Le spacer a le même fluide de base que la boue et a des caractéristiques rhéologiques intermédiaires entre la boue et le ciment. Dans le cas d'une boue à huile, on pompe deux spacers consécutifs, le premier à base d'huile, le second à base d'eau contenant des détergents.

- Largage du bouchon en tête, qui racle les parois du cuvelage et évite la contamination du laitier ;
- Pompage du laitier de ciment ;
- Largage du bouchon de queue qui isole le laitier de la chasse ;
- Pompage du spacer de queue ;
- Chasse ;
- Lorsque le bouchon de tête se pose sur l'anneau, la montée en pression le perce et permet le passage de laitier ;



Les unités de cimentation permettent d'effectuer simultanément :

- Le mixage du ciment et des additifs afin d'obtenir un laitier correspondant aux caractéristiques désirées pour chaque type particulier d'opération
- Le pompage du laitier obtenu avec une grande flexibilité pression de pompage

L'enregistrement des paramètres de cimentation couvre :

- La densité du laitier
- Le débit de mise en place des fluides
- Les volumes pompés
- La pression de refoulement

Sur tous les appareils de forage, une ligne qui est réservée uniquement pour les opérations de cimentations.

Elle doit être disposée de manière à amener le laitier de ciment depuis le niveau du sol jusqu'au plancher de forage où elle est raccordée au manifold de cimentation.

Sur le manifold sont branchées trois lignes:

La ligne de cimentation fixe

La ligne qui est branchée à la colonne montante et les pompes de forage

La ligne qui va à la tête de cimentation

Ce manifold doit être nettoyé et vérifié après chaque cimentation, sa pression de travail doit être de 10 000 Psi et équipé de trois vannes ¼ de tour.

Propriétés des laitiers pour bouchons de ciment

- Densité :
 - Plus faible pour les pertes de circulation Plus

- Forte pour les bouchons de déviation
- Homogène – pré-mixage en surface requis
 - Rhéologie :
- Plus forte pour les pertes de circulation
 - Résistance à la compression :
- Élevée pour les bouchons de déviation
- Peu importante pour les pertes de circulation
- Minimum 500 psi avant reforage
 - Temps de pompabilité :
- Suffisant pour le placement 1.5 à 2 heures

Alrar le 24 décembre 2014

Résumé des opérations de Work Over sur AL17 ENTP 187

Date	Rapport N	Résumé des opérations
30/10/2014	5	Remontée complétion Tubing 5" Vam, soit 258 joints.
01/11/14	7	Remontée couronne 6" au jour et désassemblage Extension sous Packer Descente outil 5"7/8 au top fond à la côte 2635.30m. Circulation et nettoyage fond.
02/11/14	8	Scrappage colonne 7" de 0 au top fond à 2635m. Circulation et nettoyage Fond. Descente garniture de sécurité à 300m. Filage 12m de câble de forage. Attente unité Logging pour pose BP.
03/11/14	9	Attente unité Logging pour pose BP. Remontée garniture de sécurité au jour. Logging : Pose BP à la côte 2564m. Descente outil 5"7/8 au top BP à la côte 2561m et test à 05T, positif. Circulation et homogénéisation boue.
04/11/14	10	Remontée outil 5"7/8 au jour. Descente Packer de test à 980m et test colonne 7" par paliers. Localisation fuite entre 238 et 242m. Remontée Packer de test au jour. Descente garniture de sécurité à 300m. Attente unité Logging pour enregistrement Log de corrosion.
05/11/14	11	Attente unité Logging pour enregistrement Log de corrosion.
06/11/14	12	Attente unité Logging pour enregistrement Log de corrosion. Remontée garniture de sécurité. Logging : Enregistrement Log de corrosion H-vertilog.
07/11/14	13	Mise en place RBP. Démontage et suspension BOP. Démontage tubing-head et montage BOP Récupération RBP. Test BOP : Hydrill à 1500psi et Pipe-rams à 3000psi, positif. Descente garniture de sécurité à 300m. Interprétation log de corrosion en cours.
08/11/14	14	Attente unité Logging pour enregistrement USIT en mode corrosion / cimentation.
09/11/14	15	
10/11/14	16	Attente unité Logging pour enregistrement USIT en mode corrosion / cimentation. Remontée train de sécurité au jour. Logging : Enregistrement USIT mode cimentation/ corrosion.

11/11/14	17	Logging : Suite enregistrement USIT en mode cimentation/ corrosion. Descente garniture de sécurité à 300m. Attente interprétation log.
12/11/14	18	Attente suite programme PED.
13/11/14	19	Attente suite programme PED. Attente matériel fishing SCHLUMBERGER
14/11/14	20	Attente matériel fishing SCHLUMBERGER
15/11/14	21	Attente matériel fishing SCHLUMBERGER
16/11/14	22	Attente matériel fishing SCHLUMBERGER
17/11/14	23	Attente matériel fishing SCHLUMBERGER (fabrication de 40m ³ de boue d = 0.84).
18/11/14	24	Attente matériel fishing Schlumberger
19/11/14	25	
20/11/14	26	Attente matériel fishing Schlumberger. Remontée garniture de sécurité au jour. Assemblage hydraulique internal casing cutter 5" 9/16 OD et descente à 698m. Coupe casing 7" à 698m Remontée casing cutter 5" 9/16 OD au jour Descente releasing spear 7" et tentatives de décollage hangers 11" X 7", négatif. Démontage et suspension BOP Essai décollage hangers 11" x 7", négatif Suspension casing spool 13" 5/8 3000psi x 11" 5000psi
21/11/14	27	Montage casing spool 13" 5/8 3000psi x 11" 5000psi. Travail garniture, décollage hangers 11" x 7" et pose sur cale Montage BOP et changement ram's 3"1/2 x 7". Circulation. Remontée casing 7" au jour, soit 72 joints (présence d'une fenêtre au joint N°26 joint avec corrosion).
22/11/14	28	Suite remontée casing 7" au jour, soit au total 77 joints. Changement rams 7" par 3"1/2. Test BOP : (annulaire à 1500psi, pipe ram's à 3000psi), positif. Descente scraper 9"5/8 et scrapage de 0 à 698m. Circulation. Filage 12m câble de forage. Remontée scraper 9"5/8 au jour. Descente positrieve et test casing 9"5/8 en cours .
23/11/14	29	Suite test par pallier casing 9"5/8, détection anomalie entre 222 et 325.6m. Remontée positrieve 9"5/8 au jour (garniture endommagé) Descente garniture de sécurité à 300m. Attente unité logging Remontée garniture de sécurité au jour Descente positrieve 9"5/8 à 325.5m, et test casing 9"5/8, détection anomalie entre 229 et 325.5m. Remontée positrieve 9"5/8 au jour.
24/11/14	30	Descente garniture de sécurité à 300m Attente unité logging. Arrêt de l'appareil par les manifestants.
25/11/14	31	Arrêt de l'appareil par des demandeurs d'emploi de l'APC de Deb Deb
26/11/14	32	Suite arrêt de l'appareil par des demandeurs d'emploi de l'APC de Deb Deb Remontée garniture de sécurité au jour. Logging : Enregistrement Vertilog du casing 9"5/8 en cours
27/11/14	33	Logging : Enregistrement Vertilog casing 9"5/8 (outil défaillant) Descente positrieve 9"5/8 à 698m et remontée après circulation. Descente Outil 8"1/2 à 698m et remontée après circulation Logging : Enregistrement vertilog casing 9"5/8. Descente garniture de sécurité à 300m et attente processing

28/11/14	34	Suite attente processing Remontée garniture de sécurité au jour. Logging : pose BP 9"5/8 à 348m Descente outil 8"1/2 et top BP à 345.5m Transfert boue et nettoyage Bacs en cours
29/11/14	35	Suite nettoyage Bacs à boue et fabrication eau sodée, soit 50m ³ Mise du puits sous eau sodée et circulation. Nettoyage Casing 7" en cours.
30/11/14	36	Suite nettoyage Casing 7". Remontée outil 8"1/2 au jour. Descente tiges nues à 345m.
01/12/14	37	Attente unité de cimentation Halliburton.
02/12/14	38	
03/12/14	39	
04/12/14	40	
05/12/14	41	
06/12/14	42	
07/12/14	43	Suite attente prise ciment. Descente outil 8"1/2 au top ciment à 120m. Suite attente prise ciment en cours.
08/12/14	44	Suite attente prise ciment en cours
09/12/14	45	Suite attente prise ciment. Reforage ciment de 123 à 183m en cours.
10/12/14	46	Suite reforage ciment de 183 à 275m en cours
11/12/14	47	Suite reforage ciment de 275 à 345.5m (top BP). Test Casing 9"5/8 à 200psi, négatif (annulaire 13"3/8 ouvert) pas de retour par 13"3/8. Remontée outil 8"1/2 au jour. Descente Scraper 9"5/8 et scrappage de 0 à 125m en cours.
12/12/14	48	Suite scrappage de 125 à 345.5m (top BP). Circulation. Remontée scraper 9"5/8 au jour. Descente Packer de test 9"5/8 à 345m. Test par pallier et détection anomalie entre 221 à 316m (pas de retour sur 13"5/8). Remontée Packer de test 9"5/8 au jour. Descente garniture de sécurité à 345m. Attente unité de cimentation en cours.
13/12/14	49	Suite attente unité de cimentation (tiges nue à 345m) en cours.
14/12/14	50	
15/12/14	51	
16/12/14	52	
17/12/14	53	
18/12/14	54	
19/12/14	55	Suite Attente unité de cimentation (tiges nues à 345m). Montage et test équipements de surface Halliburton à 2000psi, positif. Pose bouchon de ciment (gas stop) Volume = 09m ³ , densité = 1.90. Remontée tiges nues au jour. Fermeture Blind-rams et squeeze 0.4m ³ de ciment jusqu'à saturation avec pression = 300psi
20/12/14	56	Attente prise ciment en cours.
21/12/14	57	

22/12/14	58	Attente prise ciment en cours. Descente outil 8"1/2 et toper ciment à la côte 118m. Reforage ciment de 118 à 143m en cours.
23/12/14	59	Reforage ciment de 143 à 207m en cours.
24/12/14	60	Reforage ciment de 207 à 245 m en cours et test casing 9 5/8 à 300psi, négatif
25/12/14	61	Reforage ciment de 283 à 345m. Test colonne 9"5/8 à 100Psi, Négatif. Circulation et nettoyage du Puits. Remontée Outil 8" ½ au jour. Descente tiges nues à 345m. Attente unité de cimentation en cours.
26/12/14	62	Attente unité de cimentation en cours.
27/12/14	63	
28/12/14	64	
29/12/14	65	
30/12/14	66	
31/12/14	67	Attente unité de cimentation. Montage et test ligne de cimentation (SPS) à 2500psi, positif. Mixage de 9m3 de laitier de ciment d = 1.90. Pompage 3m3 d'eau + 9m3 de ciment et chasse avec 400l d'eau. Remontée tiges nues au jour. Squeeze ciment et laisser sous pression à 200psi.
01/01/15	68	Attente prise ciment.
02/01/15	69	Attente prise ciment.
03/01/15	70	Attente prise de ciment. Descente outil 8"1/2 au top ciment à 130m. Reforage ciment de 130 à 160m en cours.
04/01/15	71	Reforage ciment de 160 à 235m avec test à 100psi, positif.
05/01/15	72	Reforage ciment de 235 à 260m et test casing 9"5/8 à 100psi, positif. Reforage ciment de 260 à 280m et test à 100psi, positif.
06/01/15	73	Reforage ciment de 280 à 328m et test à 100psi, positif.
07/01/15	74	Reforage ciment de 328m au top CR à 345m et test casing 9"5/8 à 100psi, négatif. Circulation. Refait du test casing 9"5/8 à 100psi, positif pendant 60mn. Remontée outil 8"1/2 au jour. Scrappage casing 9"5/8 de 0 à 345m (03 passes). Circulation. Remontée Scraper 9"5/8 au jour. Logging : Enregistrement CBL Test casing 9"5/8 à 100psi, positif pendant 60mn. Descente outil 8"1/2 au top CR à 345m. Nettoyage bacs ENTP en cours.
08/01/15	75	Suite nettoyage des bacs ENTP. Transfert boue des bacs SH/DP vers Bacs ENTP. Attente citernage brut pour fabrication complément boue.
09/01/15	76	Suite attente citernage brut pour fabrication complément boue.
10/01/15	77	Fabrication de 40m3 de boue à l'huile d = 0.84. Déplacement eau sodée par boue à l'huile. Circulation et homogénéisation boue. Observation puits, stable. Remontée outil 8" au jour. Test BOP.
11/01/15	78	Descente couronne 8"1/2 au top BP à 345.80m. Surforage BP à 345.90m puis avancement nul. Circulation travail baskets. Remontée couronne au jour. Préparation matériel SH/ DP. Descente couronne 8"1/2 au top BP à 345.90m. Surforage BP de 345.90m et pousser jusqu'à 697.60m.
12/01/15	79	Remontée couronne au jour. Descente Taraud 4" 3/4 OD au top poisson à 697.60m.

		Remontée Taraud, fishing négatif.. Descente couronne 8"1/2 au top BP à 698.60m. Surforage jusqu'à 699.10m et remontée couronne 8"1/2 au jour. Descente Taraud 4" 3/4 OD, fishing et remontée taraud en cours à 100m.
13/01/15	80	Remontée taraud 4"3/4 (1"3/4 x 3") au jour et repêchage négatif Descente taraud 4"1/2 (2" x 3"1/4), fishing et remontée au jour (repêchage négatif) Descente couronne 8"1/2 au top BP à 698.70m Surforage jusqu'à 699.50m Remontée couronne 8"1/2 en cours.
14/01/15	81	Suite remontée couronne 8"1/2 au jour. Descente empreinte 8" au top casing 7" à 698m. Remontée empreinte 8" au jour avec une trace métallique. Descente outil 5"7/8 au top BP à 704.80m Circulation Remontée outil 5"7/8 au jour Redescente outil 5"7/8 neuf au top BP à 704.80m. Reforage BP 9"5/8 de 704.80m et poussé à 900m en cours.
15/01/15	82	Suite remontée couronne 8"1/2 au jour. Descente outil 5"7/8 et poussée BP 9"5/8 de 900m au top CR 7" à 2561.5m. Circulation. Remontée outil 5"7/8 au jour et récupération de ferraille (environ 2kg). Descente Perana-mill 7"3/4 au top Casing 7" à 698.80m. Surforage de 698.80m à 700.4m.
16/01/15	83	Circulation Remontée Perana-mill 7"3/4 au jour et récupération de ferraille (environ 02Kg) Descente empreinte à 700.40m et top Casing 7" avec 6 tonnes. Remontée empreinte de 700.40m au jour avec trace du Casing 7" Assemblage couronne 8"3/8 et descente au top Casing 7" à 700.40m Engagement dans Casing 7" jusqu'à 703.9m, ramonage et circulation Remontée couronne 8"3/8 et désassemblage BHA au jour. Assemblage Casing-Patch 8"3/8 de test en cours.
17/01/15	84	Suite descente Casing-patch 8"3/8 de test à 700.40m Essai engagement Casing-patch 8"3/8 de test, négatif. Remontée Casing-patch 8"3/8 de test au jour. Descente empreinte 8" à 700.40m. Remontée empreinte 8" au jour avec trace du Casing 7" Redescente Casing-patch 8"3/8 de test à 700.40m et engagement jusqu'à 701.60m. Test d'ancrage Casing-patch 8"3/8 en traction, négatif, test d'étanchéité à 1000psi, positif. Remontée Casing-patch 8"3/8 de test au jour. Assemblage et descente couronne 8"5/8 à 700,40m Engagement dans Casing 7" jusqu'à 703.9m avec ramonage et circulation en cours.
18/01/15	85	Suite ramonage de 700.40 à 703,9m et circulation. Remontée couronne 8"3/8 et désassemblage au jour. Descente Casing-patch 8"3/8 de test 32# à 700.40m et engagement jusqu'à 701.40m. Test d'ancrage Casing-patch 8"3/8 à 15 tonnes en traction et test d'étanchéité à 1500psi, positif. Remontée Casing-patch 8"3/8 de test au jour. Pose RBP. Suspension BOP et changement Casing-Spool en cours.
19/01/15	86	Suite changement Casing-Spool, inspection visuelle des slips 9"5/8. Test Casing-Spool (13"5/8 x 11") à 3000psi, positif. Montage BOP avec Rams 7". Récupérer RBP. Test BOP. Montage Clé Weatherford. Assemblage Casing-Patch 8"3/8 et descente Casing 7" 29# à 235m en cours.
20/01/15	87	Suite descente Casing 7" 29# à 699.22m. Engagement Casing-Patch 8"3/8, traction à 15 tonnes et test d'étanchéité à 1500psi, positif. Suspension BOP. Mise en place Casing-Hanger 7" posé avec 46 tonnes. Coupe Casing 7" en cours
21/01/15	88	Suite coupe Casing 7" à 16cm. Démontage clé Weatherford. Montage BOP avec rams 7". Test BOP : Hydrill à 1500psi, pipe rams et Casing-hanger 7" à 5000psi, positif. Test étanchéité Casing-patch à 1500psi, positif. Descente couronne 6" au top BP à 2561.7m

		Circulation. Surforage BP 7" et glissement au top fond à 2634,3m.
22/01/15	89	Circulation au fond à 2634.3m. Remontée couronne 6" au jour (récupération 5Kgs de ferrailles). Scrapage colonne 7" de 0 à 2634.3m. Circulation. Filage 12m câble de forage. Remontée scraper 7" à 1000m en cours.
23/01/15	90	Suite remontée scraper 7" au jour. Descente outil 5"7/8 au top fond à 2634.3m Circulation. Remontée outil 5"7/8 en débloquent DP, Tige hexagonale et dégerbage DC.
24/01/15	91	Pose RBP à 18m. Suspension BOP. Montage Tubing-head (9" x 11") et test à 5000psi, positif. Montage BOP et repêchage RBP. Test BOP : Hydrill à 1500psi, Pipe Rams à 3000psi, positif. Descente garniture de sécurité à 300m Nettoyage et préparation Tubings 5" N/Vam en cours.
25/01/15	92	Nettoyage et préparation Tubings 5" N/Vam en cours.
26/01/15	93	Suite nettoyage et préparation Tubings 5" N/Vam en cours. Attente complément matériels Weatherford.
27/01/15	94	Attente complément matériel Weatherford. Assemblage des éléments de fond en surface à l'horizontale avec test des connections. Attente Camion Grue Weatherford pour assemblage Packer.
28/01/15	95	Suite attente Camion grue Weatherford.pour assemblage Packer . Assemblage Packer en surface à l'horizontale avec test des connections Remontée garniture de sécurité en débloquent au jour. Montage équipement Weatherford. Changement rams 3"1/2 par 5" et test BOP à 3000psi, positif.
29/01/15	96	Descente complétion 5"N/Vam à 383.28m avec contrôle Wire-Line. Suite descente complétion 5"N/Vam à 824m en cours.
30/01/15	97	Suite descente complétion 5"N/Vam à 1035.52m. Opération Wire-Line : Top réduction à 977m. Suite descente complétion 5"N/Vam à 1530m.
31/01/15	98	Suite descente complétion 5"N/Vam à 2236m en cours.
01/02/15	99	Suite descente complétion 5"N/Vam à 2553.45m. Contrôle Wire-Line : Réduction, siège XN et top fond. Pose olive sur Tubing-head. Mise en place BPV et vissage vis pointeaux. Démontage équipements Weatherford, BOP et nettoyage cave.
02/02/15	100	Montage tête de puits et test adaptateur à 5000psi, positif. Attente lever jour pour mise du puits sous brut. Mise du puits sous 49m3 de brut dégaze avec l'inhibiteur de corrosion. Opération Wire-Line : Pose Testing-tool sur siège XN à 2545m. Ancrage Packer de production à 2524.53m avec P = 5000psi. Opération Wire-Line : Repêchage Testing-tool. Test annulaire (7" x 5") à 1500psi, négatif. Pose Testing-tool, ancrage Packer à P = 6000psi et repêchage Testing-tool Test annulaire (7"x5") à 1500psi, négatif (retour de boue par 9"5/8) et chute de pression à 140psi. Test annulaire de confirmation à 1200psi, négatif, retour de boue par 9"5/8 chute de pression à 150psi en 02 heures (communication entre 7" et 9"5/8). Attente suite programme
03/02/15	101	Attente suite programme. Degerbage DP 3"1/2, soit 65 longueurs en cours.
04/02/15	102	Suite Dégerbage DP 3"1/2 et tige hexagonale. Nettoyage Bacs, Cave et Plate-forme. Top DTM à 12h00 sur IKNO1

