

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

OUNIS Abderaouf

MELIZI Nadir

Filière : Hydrocarbures

Option : FORAGE DES PUITES

Thème

Incorporation de l'External Casing Packer dans la colonne de tubage

13^{3/8}" à Haoud Berkaoui

(Cas du puits OKS-37)

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
ADILA Elhadj	MC (A)	UMBB	Encadreur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Examinatrice
AZRIL Nadjet	MA(A)	UMBB	Examinatrice

Année universitaire 2015 / 2016

Remerciements

Nous remercions Dieu, Tout Puissant, de nous avoir donné la force et le courage de venir à bout de ce travail.

Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien indéfectible.

Nos sincères remerciements vont à Mr Adila pour nous avoir consacré assez de son temps et pour ses conseils.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à Mr Mellak et à l'ensemble des enseignants de FHC qui ont contribué à notre formation.

Nous remercions tout le personnel de l' ENTP, en particulier ceux de l'appareil TP 184.

Nous remercions vivement tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué pour que ce modeste travail arrive à son terme.

Abderaouf & Nadir





Dédicaces



Je tiens à dédier ce mémoire :

A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :

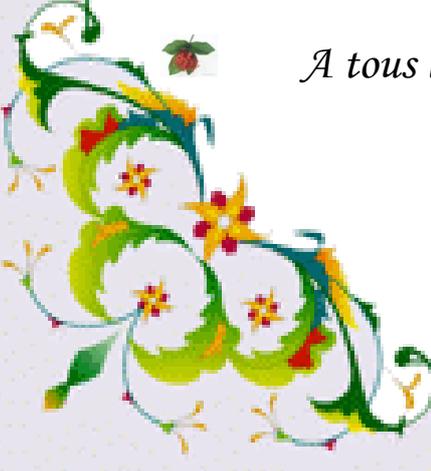
A mes Chères Sœurs, mes chers Frères : ilyes, salah et rabeih

A toute ma famille.

A mon binôme abderaouf pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passé ensemble, A sa Famille aussi.

A mes amis : c. sadam. N akrem, z.billel, g.zinou , g.hichem,

l.mohammed, E.younes, b.chouaib, b.aboubaker ,b.walid



A tous le groupe :MAFP 11

A vous tous un grand merci.

NADIR





Dédicaces

Je tiens à dédier ce mémoire :

A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :

A mes Chères Sœurs

A toute ma famille.

A mon binôme Nadir pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passé ensemble, A sa Famille aussi.

A mes amis : H.Madjid, M.Lounis, M.Oussama, H.Mourad,, S.Hicham,B.Hicham, R.Othmane, D.Wail, B.Ishak, R.Yakjn, C.Ali, K.Zinou, E.Hocine, M.Taibe, H.Chihab, S.Isam, K.Habib.

A tous le groupe :MAFP 11

A vous tous un grand merci.

Abderaouf



Sommaire

Introduction

Chapitre I : Géologie de la région de Haoud Berkaoui

I.1.	Présentation de la région de Haoud Berkaoui	1
I.1.1.	Situation géographique.....	1
I.1.2.	Situation géologique.....	1
I.1.3.	Développement de la région.....	3
I.1.4.	Les champs de la région	4
I.2.	Etude du champ de Haoud Berkaoui	6
I.2.1.	Caractéristiques du réservoir	6
I.2.2.	Aspect structurel.....	6
I.2.3.	Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui	6
I.2.4.	Aperçu sur les trois réservoirs du champ	10
I.2.5.	Compositions minéralogiques moyennes du réservoir	11
I.2.6.	Propriétés des fluides de gisement	12
I.2.7.	Aperçu sur le forage	13
I.2.8.	Les problèmes techniques d'exploitation.....	13
I.3.	Implantation du puits OKS-37.....	14
I.4.	But du sondage	14
I.5.	Objectif du sondage	14

Chapitre II : Programme de tubage

II.1.	Programme de tubage	15
II.1.1.	Introduction	15
II.1.2.	Opération de tubage.....	15
II.1.3.	Calcul de tubage	16
II.1.4.	Application	17
II.2.	Programme de cimentation.....	23

Chapitre III : Etude de l'ECP

III.1.	Problématique de Berkaoui.....	24
III.1.1.	Introduction	24
III.1.2.	Problème du puits OKN-32.....	24
III.1.3.	Programme de forage avec l'utilisation de l'ECP	29
III.1.4.	Problème de la phase 12 ^{1/4}	30
III.1.5.	Conclusion.....	30
III.2.	Etude de l'ECP.....	31
III.2.1.	Introduction.....	31
III.2.2.	Définition	31
III.2.3.	Différents types de packers CTC "ECP"	31
III.2.3.1.	Izozone packer	31
III.2.3.2.	Payzone packer	32
III.2.4.	Caractéristiques du packer.....	32
III.2.5.	Compositions du packer	33
III.2.5.1.	Mandrin.....	33
III.2.5.2.	Réservoir souple.....	34
III.2.5.3.	Lamelles	34
III.2.5.4.	Membrane en élastomère	34
III.2.5.5.	Système de valves	34
a.	Valve sleeve	34
b.	Knock off plug	35
c.	Valve d'ouverture	35
d.	Valve de fermeture	35
e.	Filtre de fluide d'inflation	35
III.2.5.6.	Arrangement standard de valves	36
III.2.6.	Ordre opérationnel.....	36
III.2.6.1.	Valve d'ouverture	36
III.2.6.2.	Valve de fermeture.....	37

Chapitre IV : Spécifications et application du packer ECP

IV.1.	Pressions spécifiques au Packer.....	38
IV.1.1.	Pression d'égalisation " ΔP "	38

IV.1.2.	Pression totale du gonflage "P _{tg} "	38
IV.1.3.	Pression différentielle de gonflage	38
IV.2.	Tarage du packer	38
IV.2.1.	Tarage de la Shear valve	38
IV.2.2.	Tarage de l'ICV (Inflated control valve)	40
IV.3.	Laitier de ciment de gonflage de l'ECP	43
IV.4.	Principe de fonctionnement du packer	43
IV.4.1.	Avant l'inflation (Cisaillement du Knock off plug)	43
IV.4.2.	Début d'inflation	44
IV.4.3.	Fin d'inflation	45
IV.4.4.	Vanne verrouillée (valve locked)	45
IV.5.	Application de l'ECP	46
IV.5.1.	Profils verticales	47
IV.5.2.	Profils horizontaux	49
IV.6.	Avantages et inconvénients du packer ECP	51
IV.6.1.	Avantages	51
IV.6.2.	Inconvénients	51
IV.7.	Operations et contrôles pré-job	52
IV.7.1.	Open hole:	52
IV.7.2.	Equipements	54

Chapitre V : Application du packer ECP dans le puits OKS-37

V.1.	Cimentation du packer ECP	55
V.1.1.	Equipements pour la cimentation	55
V.2.	Déroulement et calcul de la cimentation	55
V.2.1.	Déroulement de la cimentation	55
V.2.2.	Calcul du packer du l'ECP 13 3/8"	59
V.2.2.1.	Données de départs	60
V.2.2.2.	Programme de cimentation	60
V.2.2.3.	Détermination du volume de laitier de gonflage	60
V.2.2.4.	Tarage SV	61
V.2.2.5.	Tarage ICV	62
V.2.2.6.	Courbe d'évolution des pressions	64

V.2.2.7. Analyse de la courbe.....	64
V.2.3. Calcul des volumes.....	65
V.2.3.1. Volume du laitier de ciment	65
V.2.3.2. Quantité de ciment sec et Volume d'eau de mixage.....	67
V.2.3.3. Volume de chasse	68
V.2.3.4. Débit d'injection de laitier	68
V.2.3.5. Temps d'injection:.....	68
V.2.3.6. Temps de chasse	68
V.2.3.7. Durée de cimentation.....	69
V.2.3.8. Calcul de la pression finale de refoulement (p_{ref}).....	69
V.3. Ancrage de la colonne 13"3/8.....	69
V.4. Contrôle et Évaluation de la cimentation.....	71
V.4.1. Contrôle	71
V.4.1.1. Contrôle de l'hauteur dans l'espace annulaire	72
V.4.1.2. Contrôle de la qualité.....	72
V.4.1.3. Contrôle de l'étanchéité de tubage et de cimentation de sabot.....	72
V.4.2. Évaluation.....	72
V.4.3. Interprétation	76
V.5. Vue économique	77

Conclusion

Annexes

Bibliographie.

Liste des figures

Figures	Titre de figures	Page
Fig .1	Situation géographique de Haoud Berkaoui	1
Fig .2	Situation géologique de Haoud Berkaoui	2
Fig. 3	Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui	5
Fig. 4	Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui	9
Fig. 5	Section stratigraphique du trias argileux-gréseux	11
Fig. 6	Photo satellite du 14 janvier 2015 montrant le cratère de Haoud Berkaoui d'un diamètre d'environ 350 m	24
Fig. 7	La première image satellite ayant une résolution détaillée, en date du 12 juillet 2013	25
Fig. 8	Photo satellite prise le 22 septembre 2013	26
Fig. 9	Zone surlignée correspondant au périmètre de sécurité, délimité par un talus surélevé	27
Fig. 10	Evolution du phénomène	28
Fig. 11	Programme de forage avec l'utilisation	29
Fig. 12	Composition de l'ECP	33
Fig. 13	Ordre opérationnel de système des valves	37
Fig. 14	Remove the opening valve from the valve housing	39
Fig. 15	Remove the existing shear pin and install the replacement shear pin (1250psi)	39
Fig. 16	Cut the replacement shear pin	39
Fig. 17	Re-install the opening valve into the valve housing	40
Fig. 18	Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing	40
Fig. 19	Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing	40
Fig. 20	Remove the closing valve from the valve housing	41
Fig. 21	Remove the existing shear pin and install the replacement shear pin (875psi)	41
Fig. 22	Cut the replacement shear pin	42
Fig. 23	Re-install the closing valve into the valve housing	42
Fig. 24	Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing	42
Fig. 25	Avant l'inflation	44

Fig. 26	Début d'inflation	44
Fig. 27	Fin d'inflation	45
Fig. 28	Vanne verrouillée	46
Fig. 29	Gonflage du packer	46
Fig. 30	Isolement du contact étroit de l'eau	47
Fig. 31	Supporter le ciment	47
Fig. 32	Empêcher la migration du gaz	48
Fig. 33	Assurer l'intégrité sabot sabot	48
Fig. 34	Isoler les zones de production	48
Fig. 35	Isolement de la section de build up de la zone productrice horizontale	49
Fig. 36	Fournir la ségrégation dans des zones horizontales	49
Fig. 37	Isolement des zones de production	50
Fig. 38	Abandonnement d'une section du puits	50
Fig. 39	Branchement en arrière	50
Fig. 40	Dérouter par fraisage d'une fenêtre	51
Fig. 41	Estimation de la pression différentielle de l'ECP	53
Fig. 42	Procédure de la cimentation en présence du packer	56
Fig. 43	Pompage de laitier de cimentation et de gonflage	57
Fig. 44	La chasse du laitier et gonflage du packer	59
Fig. 45	Programme de cimentation	61
Fig. 46	Courbe d'évolution des pressions	64
Fig. 47	Bop de la colonne 13"3/8	71
Fig. 48	Cement Bond Log	73
Fig. 49	Outil CBL-VDL	73
Fig. 50	Outil CBL-VDL	74
Fig. 51	gain de cimentation	74
Fig. 52	Enregistrement d'un train d'onde	75
Fig. 53	Diagraphie de cimentation	76
Fig. 54	Pas de ciment	76
Fig. 55	Good Bond	78

Liste de tableaux

Tableaux	Titre de tableau	page
Tableau. 1	Coordonnées d'implantation	14
Tableau.2	Tally final 13" ^{3/8} du puits OKS-37	20
Tableau.3	Les différents tubages utilisés au puits oks-37	23
Tableau.4	Programme de cimentation	23
Tableau.5	Estimation du diamètre de l'ECP	52

Introduction

Un puits de pétrole et de gaz nécessite une suite chronologique d'opérations suivant un planning de forage-tubage préalablement élaboré. Chaque étape du programme représente un intervalle foré qui doit impérativement être protégé avant d'entamer la phase suivante. En effet, il s'agit d'introduire dans le trou foré une colonne de tubage et de la cimenter le long du découvert pour maintenir en place les parois du puits et isoler les différentes couches.

La cimentation de la colonne de tubage est indispensable pour la réalisation d'un puits de forage. La réussite de cette opération est un facteur déterminant pour une bonne continuité du forage.

Le programme de forage du champ de Haoud Berkaoui est composé de 5 phases dont la réalisation de la phase 16" qui est la plus difficile à cause du profil des pressions dans l'Albo-Barrémien et de la perméabilité des différentes formations rencontrées.

Notre thème, portant le titre "Incorporation de l'External Casing Packer dans la colonne de tubage 13^{3/8}" à Haoud Berkaoui", n'est autre qu'une étude mettant en évidence l'obligation d'assurer l'isolement du sénonien salifère des autres horizons aquifères sous-jacents (albien) et ce par l'introduction de l'ECP dans la réalisation d'un puits de forage.

Cette étude, sera organisée comme suit :

- ✓ Présentation géologique du champ de HBK.
- ✓ Citation des différents problèmes d'exploitation à HBK et en particulier de la phase 16".
- ✓ Etude et application de l'ECP dans le puits OKS-37 à HBK.
- ✓ Cimentation de la deuxième phase.

Enfin, quelques recommandations seront proposées comme solution au problème d'isolement des couches au niveau de la région de HBK dont le but d'enrayer définitivement le problème posé (remontées d'eau et de gaz).

I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui

I.1.1. Situation géographique

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



Fig. 1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui

I.1.2. Situation géologique

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

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest

acquise au cours du paléozoïque. Il est limitée, au nord par la zone haute de Djamaâ – Touggourt, constituée de terrains d’âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R’mel) ; À l’est, par la dorsale d’El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu’à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

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

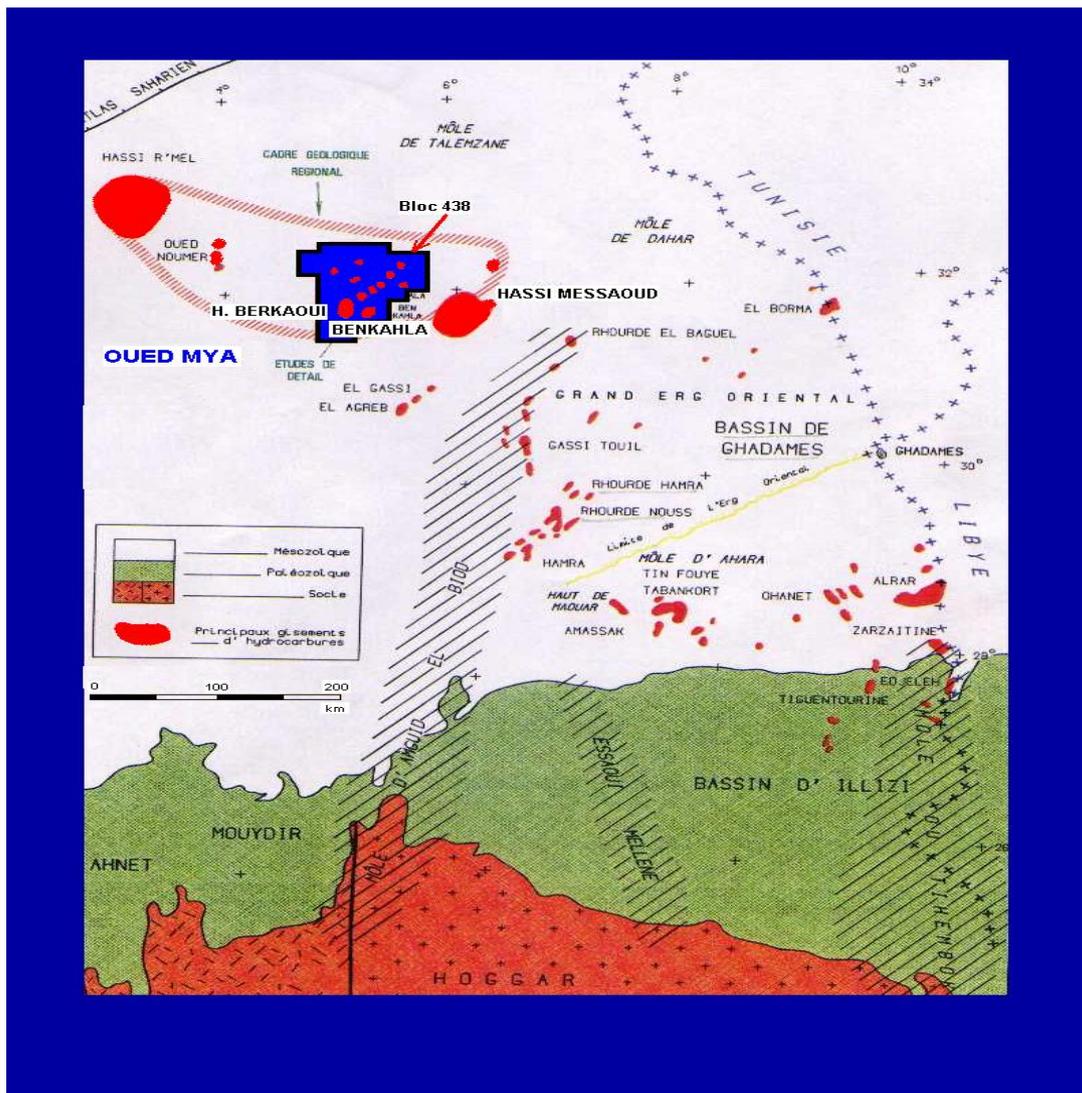


Fig. 2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui

I.1.3. Développement de la région

La région a été gérée par le district de Hassi Massaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle elle est devenue autonome.

En espace de 39 ans, la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

- 1963 : Découverte du champ Oulouga par le sondage OA#01.
- 1965 : Découverte du champ HBK par le sondage OK#101 situé au sommet de la structure.
- 1966 : Découverte du champ BKH par le sondage OKP#24.
- 1967 : Mise en production d'un centre de traitement d'huile à Berkaoui, composé de deux (02) batteries de séparation, trois (03) bacs de stockage et de deux (02) motopompes Diesel pour l'expédition.
- 1969 : Découverte du champ de Guellala par le sondage GLA#01.
- 1970 : Extension du centre de Berkaoui pour recevoir la production de Benkahla.
- 1971 : Mise en service du centre de Benkahla.
- 1972 : Découverte du champ Guellala nord-est par le sondage GLA-NE#01.
- 1976 : Mise en service du centre de production GLA.
- 1978 : Mise en service du centre de production GLA-NE et création de la région de Haoud Berkaoui.
- 1979 : Mise en service du centre de traitement de DRT.
- 1981 : Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH.
- 1984 : Extension du centre de BKH.
- 1985 : Démarrage de l'unité de traitement des gaz associés à Oued Noumer.
- 1986 : Extension du centre GLA-NE.
- 1989 : Passation de consignes entre la région HBK et Hassi R'mel pour les champs d'Oued Noumer.
- 1992 : Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH.
- 1995 : Mise en service de la nouvelle unité électrique d'injection d'eau à HBK.
- 1996 : Mise en service d'une unité de dessalage au centre de HBK.
- 1999 : Découverte du champ de BKHE par le sondage BKHE#01.
- 2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.

I.1.4. Les champs de la région

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

➤ **Champ de Haoud Berkaoui (HBK)**

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

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions st³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones).

➤ **Champ de Benkahla(BKH)**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions st³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

➤ **Champ de Guellala(GLA)**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

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

➤ **Les champs périphériques :** Ils sont beaucoup, on peut citer :

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

- Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

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

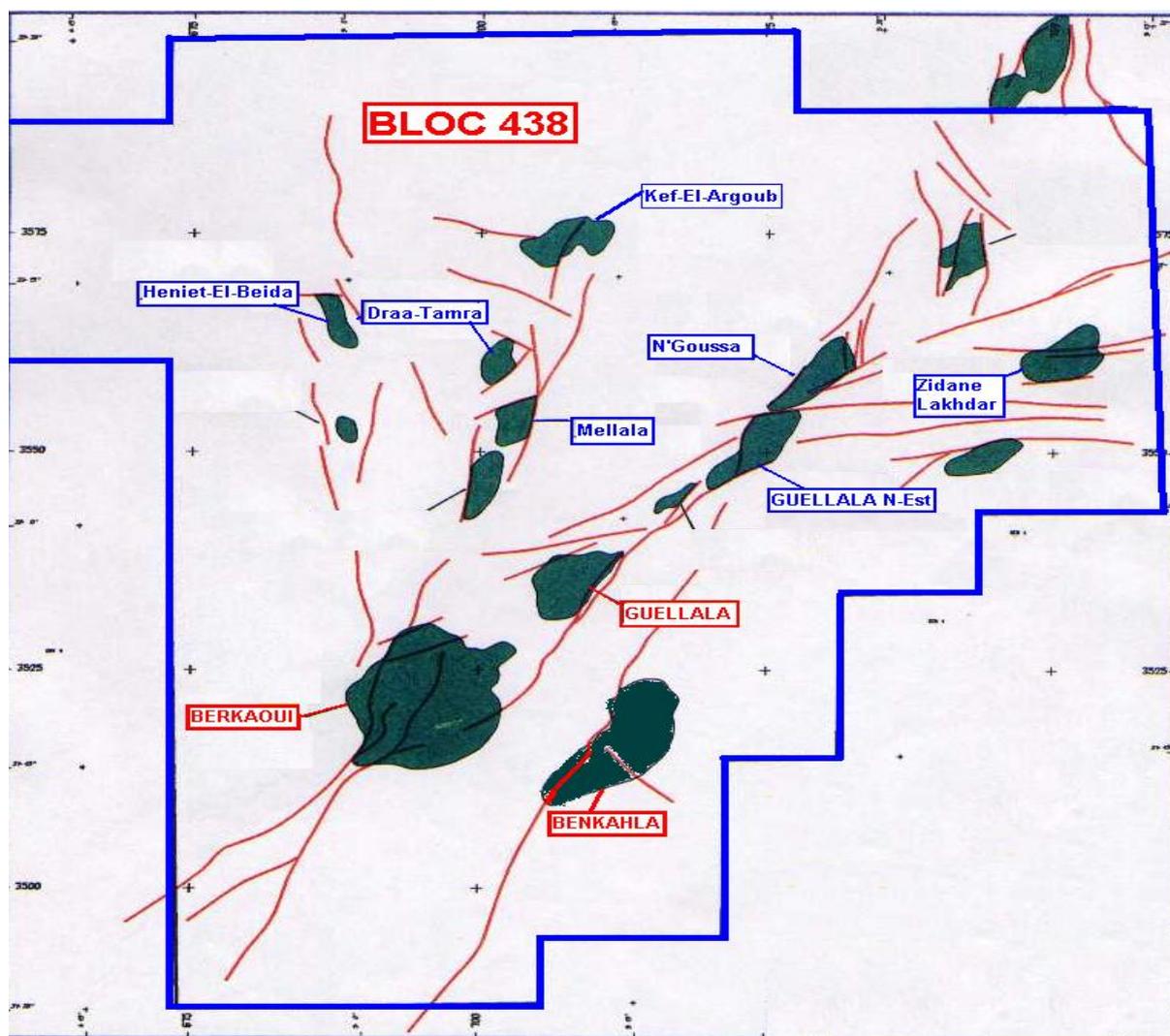


Fig. 3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui

I.2. Etude du champ de Haoud Berkaoui

I.2.1. Caractéristiques du réservoir

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent.

I.2.2. Aspect structurel

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

I.2.3. Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui

a- Cénozoïque:

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Moi-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grès roux et beige, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidés. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

b- Mésozoïque: Il se compose de:

❖ **Crétacé** : il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des Grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates et des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit:

- **Néocomien:** c'est un ensemble Argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180m;
 - **Barrémien:** il est constitué de grès brun rouge, fins à moyens, qui passe à du sable fin à grossier avec des intercalations d'Argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350m;
 - **Aptien:** c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie;
 - **Albien:** c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques;
 - **Cénomaniens:** c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130m;
 - **Turonien:** il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80m;
 - **Sénonien:** Il est composé de:
 - Sénonien lagunaire à la base constituée essentiellement d'anhydrite et de carbonate dont l'épaisseur est de 400 m environ;
 - Sénonien carbonaté au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160m.
- ❖ **Jurassique:** il comprend du bas au haut:
- **Lias salifère:** c'est une formation de 80m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argile;
 - **Lias anhydritique:** c'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260m environ;
- ❖ **Dogger:** il comprend:
- **Dogger lagunaire:** il est constitué de marne et d'argile grise avec des intercalations d'anhydrite blanche. Son épaisseur est de 110m environ;
 - **Dogger argileux:** il est constitué d'argile grise, tendre à plastique parfois siliceuse. Son épaisseur est de l'ordre de 205m.
- ❖ **Malm:** il est constitué d'argile rouge, tendre à plastique parfois sableuses à passées de dolomie beige cristalline dure. Son épaisseur peut atteindre les 200m.

❖ **Trias**: il est représenté par:

- **Le trias argilo-gréseux**: il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué du bas vers le haut de:
 - **Série inférieure**: elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50m, constituée par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses;
 - **Série éruptive (andésites)**: c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives;
 - **Trias argilo- gréseux T1**: cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m. Il est constitué de:
 - * Argile brun- rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroit;
 - * Grés fins gris à brun- rouge à ciment d'argile et carbonate;
 - * Argile brun- rouge légèrement dolomitique.
 - **Trias argilo- gréseux T2**: cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel.
- **Le trias argilo-salifère**: c'est une excellente couverture aux différents réservoirs triasiques, elle est constituée de deux ensembles qui sont respectivement de bas en haut:
 - **Le trias argileux**: c'est la couche couverture des réservoirs triasiques, son épaisseur est de l'ordre de 120m. Elle est constituée essentiellement d'argile;
 - **Le trias salifère**: c'est une alternance de sel, d'anhydrite et d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 450m.

c- Paléozoïque

Le gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20m. Il est représenté essentiellement par des argiles indurées et sorteuses à noir, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653m.

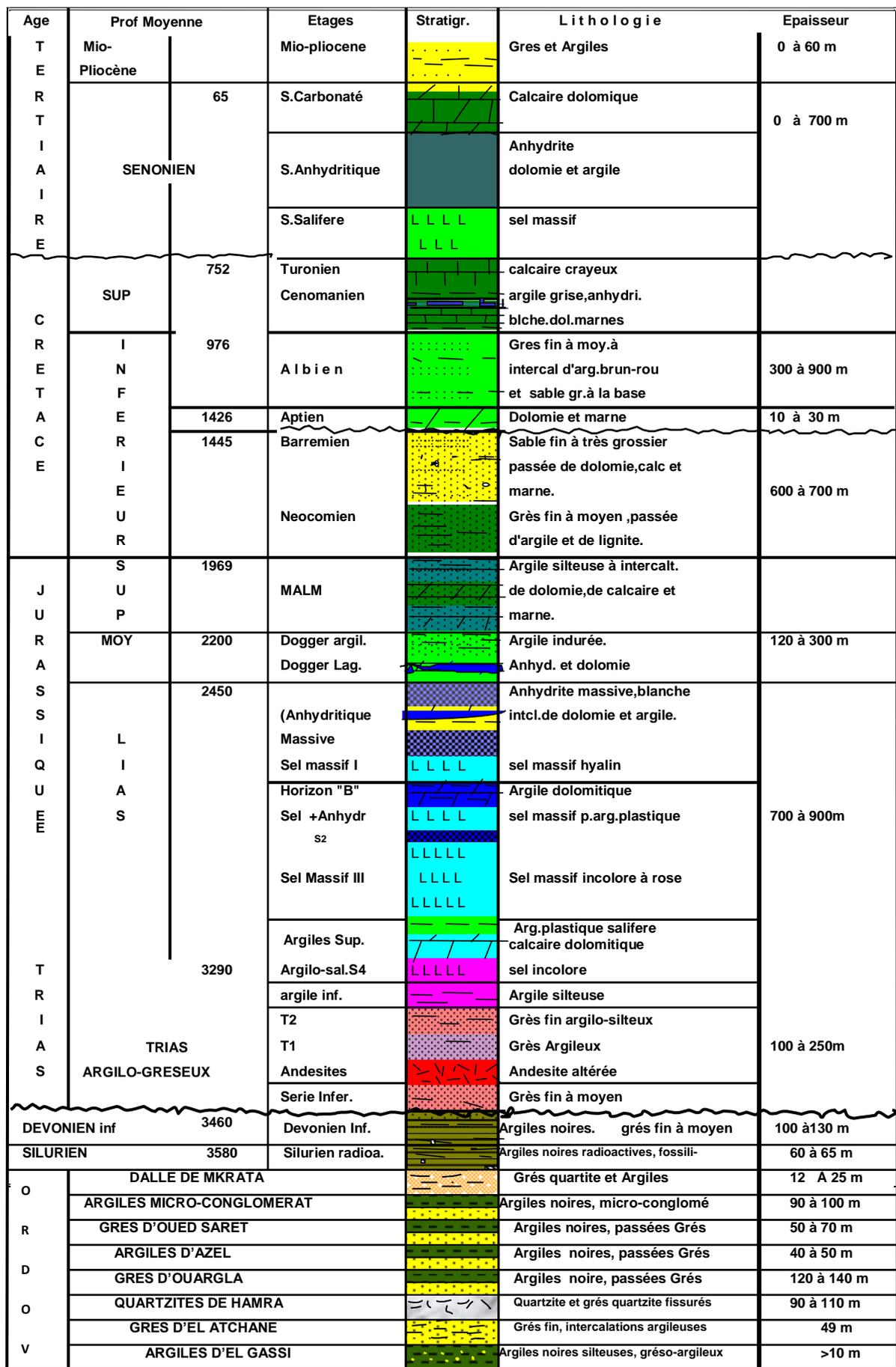


Fig. 4 : Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui

I.2.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

I.2.4.1. Série inférieure

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

I.2.4.2. Trias argilo- gréseux T1

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

I.2.4.3. Trias argilo- gréseux T2

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

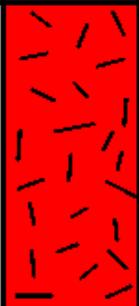
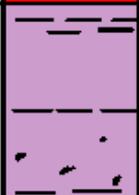
Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S	3400	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal. de gres gris-blanc.	25 à 30 m
A R G I L O	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
G R E S E U X	3490	SERIE INFERIEURE		Grès gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600			Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	
GOTHLANDIEN					300 à 900m

Fig. 5 : Section stratigraphique du trias argileux-gréseux

I.2.5. Compositions minéralogiques moyennes du réservoir :

- Minéraux non argileux :

- Quartz : (82 - 96)%
- Dolomite : (2 - 8)%
- Anhydrite : (0 - 1)%
- Sidérite : (0 - 1)%

- Minéraux argileux :

- Illite : (1 - 9) %
- Chlorite : (0 - 2)%
- I-M : (0 - 1,5) %

- Liants et ciments :

- Quartz second : (9 - 12)%
- Calcite : (3 - 8)%

✚ **Remarque :** Des traces d'Halite d' Anhydrite et d'Orthoclases ont été détectées.

I.2.6. Propriétés des fluides de gisement

➤ Propriétés du gaz

- Le facteur volumétrique de fond (B_g) :
 - A la pression de bulle (P_b) = 0,00581 m³/stm³.
 - A la pression de gisement initiale (P_{gi}) = 0,00347 m³/stm³.
- La viscosité (μ_g) :
 - A la pression de bulle : 0,022 cpo.
 - A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo.
- La densité (d_g) :
 - A la pression de bulle : 0,2030
 - A la pression de gisement initiale : 0,350

➤ Propriétés de l'huile

- Le facteur volumétrique de fond (B_o) :
 - A la pression de bulle (P_b) : 1,59 m³/stm³
 - A la pression initiale de gisement (P_{gi}) : 1,46 m³/stm³
- La viscosité (μ_o) :
 - A la pression de bulle : 0,245 cpo
 - A la pression de gisement initiale : 0,337 cpo
- La compressibilité à la pression de bulle : $2,8 \cdot 10^{-4}$ m³/m³/Kg/cm²

➤ Propriétés de l'eau de gisement

- A la pression de gisement initiale :
- La densité (à 103°C) : 1,22 g/cm³
- La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm²)
- La viscosité (à 103°C) : 0,760 cpo
- La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm²
- F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m³/stm³
 - A la pression atmosphérique :
- La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm³
- La résistivité (à 25°C) : 0,061ohms m²/m
- La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo

I.2.7. Aperçu sur le forage

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subi des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous.

- **Phase de démarrage (26'')**: à environ + 260 m
- **Phase de forage 17''^{1/2} ou 16''** : à environ ± 770 m
- **Phase de forage 12''^{1/4}** : à environ ± 2600 m
- **Phase de forage 8''^{1/2}** : fond à ± 3450 m
- **Phase 6''** : c'est la phase la plus intéressante qui traverse le réservoir

L'objectif principal de la phase 6'' est la Série Inférieure du Trias. Les Grès du réservoir T1 constituent un objectif secondaire dans le cas où le tubage 7'' est posé dans le T2.

La boue de cette phase est alourdie avec du Carbonate de Calcium (CaCo₃), produit acidifiable qui n'endommage pas le réservoir. La densité requise est généralement:

- **d = 0.90 à 1.20** si les Grès du T1 sont couverts par le tubage 7''
- **d = 1.40 à 1.50** si les Grès du T1 sont en découvert 6''.

Cote d'arrêt: 50m dans le Silurien (à environ ± 5550 m).

Le problème anticipé au cours de forage de cette phase est le risque de venue de gaz des Grès du T1 s'ils sont en découvert.

I.2.8. Les problèmes techniques d'exploitation

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

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

Les actions prises sont :

- La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.
- Les déviations (Side Track) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation du réservoir.

- Les opérations de fracturation (SKIN BY PASS).
- Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés (assuré par des pompes de surface BSB).

I.3. Implantation du puits OKS-37

Coordonnées d'implantation :

Well Name	OKS-37	
Field	Berkaoui	
Basin	Oued Mya	
Block	438	
Well Classification	Development	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENTP	
Drilling Rig	TP184	
Surface Location	LSA	X = 735131.8438 Y = 124627.2097
	Latitude	N 31° 41' 31.6775''
	Longitude	E 05° 10' 43.6351''
	UTM Zone 31	X = 706512.03 Y = 3508106.92
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31 on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	195.71 m Above Mean Sea Level (AMSL)
	Rotary Table Elevation	7.65 m Above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	203.36 m Above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	MD/TVD	3454 m

Tableau 1 : Coordonnées d'implantation.

I.4. But du sondage

Le puits OKS-37 a été foré comme puits producteur, dans le cadre du développement de la zone OKS du gisement. Il précise l'extension du réservoir triasique.

I.5. Objectif du sondage

- Objectif principal : Série inférieur.
- Objectif secondaire : T1.

II.1. Programme de tubage

II.1.1. Introduction

Les opérations de tubage et de la cimentation sont deux opérations complémentaires, dont le but principal est de relier la couche productrice de l'huile ou du gaz par la surface en assurant la production en toute sécurité.

II.1.2. Opération de tubage

Cette opération consiste à introduire dans le trou préalablement foré une colonne de tubage, en respectant les mesures de sécurité, tels que la capacité des équipements à utiliser, la vitesse de descente... etc. Cette colonne introduite doit être réadaptée aux conditions du fond, car les différents efforts, la température, la pression et de l'effluent qui est par fois corrosif peuvent entraîner un endommagement excessif si le choix des tubes n'a pas pris en considération ces facteurs.

Selon la cote de descente des colonnes on distingue :

- **Tube guide** : C'est un tube en tôle soudé généralement met en place par le service génie civil. Son rôle est de maintenir les formations de surfaces non consolidées (sables, Cailloux remblais...) et de guider l'outil en début de forage ; généralement il à une longueur de 5 a15 m.
- **Colonne de surface** : c'est la première colonne descendue et cimentée jusqu'au surface, la cote du sabot de celle-ci varie entre 50 et 500 m suivant l'épaisseur des couches superficielles. son rôle est de :
 - Fournir une base aux équipements de sécurité ;
 - Eviter la pollution des eaux potables (aquifères);
 - Isoler les sondages aux eaux contenues dans les couches superficielles
 - Maintenir stable les terrains de surface.
- **Colonne(s) technique(s) (intermédiaire)** : cette colonne permet la poursuite du forage dans les meilleurs conditions technique et sécuritaire, et de couvrir les zones a problèmes (éboulement, formation incompatible, argile gonflante, sel massif formation éruptive).

Cette colonne est généralement très profonde ± 2500 m

- **La colonne de production** : cette colonne est indispensable dans le cas d'un sondage de production, elle est d'environ 1000 m au dessous du sabot de la phase précédente

(colonne technique). Dont le rôle est de :

- Lier le réservoir avec la surface ;
 - Isoler la formation productrice des autres couches ;
 - Protéger les organes de production ;
 - Permettre l'ancrage et la suspension du liner ;
 - Améliorer l'étanchéité du Parker en cours de production.
- **La colonne perdue (liner):** toutes les colonnes précédentes se prolongent du bas jusqu'à la surface. Pour des raisons économiques et techniques cette colonne est ancrée dans la partie inférieure de la colonne de production par un système d'ancrage dit liner hanger, donc elle n'arrive plus en surface.

II.1.3. Calcul de tubage

Il existe deux méthodes de calcul des résistances des contraintes (écrasement, éclatement et traction) :

a) La méthode API

Cette méthode est utilisée pour le calcul des colonnes de production, elle retient les coefficients de sécurité suivants :

- 1) Ecrasement:

$C_s = 1.125$ la colonne est supposée vide et l'extérieur (espace annulaire) plein.

- 2) Eclatement:

$C_s = 1.000$: la colonne est supposée pleine et l'extérieur vide.

- 3) Traction:

$C_s = 1.750$ la colonne est supposée suspendue.

b) La méthode LAGULF

La méthode LAGULF est essentiellement utilisée dans les sondages de développement, où l'on peut avoir des précisions sur le programme de forage et le tubage.

Cette méthode ne convient que pour le calcul des colonnes techniques, elle retient les coefficients de sécurité suivants :

- 1) Ecrasement:

On admet que la cimentation diminue les efforts d'écrasement sur les tubes.

- a) Partie Cimentée:

$C_s = 0.85$ le cas où le tube peut se vider (perte de circulation);

$C_s = 0.65$ le cas où le tubage est constamment plein ;

b) Partie non cimentée :

$$C_s = 1.80$$

• 2) Eclatement:

$C_s = 1.00$ on choisit la densité de boue maximale ;

• 3) Traction :

$$C_s = 1.75$$

II.1.4. Application

Calcul de la colonne de tubage 13^{3/8}

Données de départ :

- ✓ La colonne est cimentée jusqu'au jour.
- ✓ Diamètre de tubage 13^{3/8}
- ✓ Hauteur de tubage $H = 836\text{m}$
- ✓ Densité de la boue $d_b = 1.30\text{ sg}$

On utilise la méthode API :

1) Pression hydrostatique de la colonne :

$$P_h = H \cdot d / 10.2 = (836 \cdot 1.3) / 10.2$$

$$P_h = 106.55\text{ bar}$$

2) Pression d'écrasement :

$$P_{\text{ecr}} > P_H \cdot C_{se}$$

$$P_{\text{ecr}} = P_H \cdot C_{se}$$

$$P_{\text{ecr}} = 106.55 \cdot 1.125$$

$$P_{\text{ecr}} = 119.87\text{ bar}$$

- D'après le formulaire du foreur on choisit la valeur la plus proche de P_{ecr} calculée :

$$P_{\text{ecr}} = 156\text{ bar}$$

- Tubage 13^{3/8} N80 68# 98.47 Kg/m

3) Choix des tubes du 2^{ème} tronçon :

D'après le formulaire du foreur on retient P110 61# $q = 88.55\text{ kg/m}$

$$P_{\text{ecr}} = 115\text{ bar.}$$

4) La cote de descente admissible du 2^{ème} tronçon :

$$P_H = P_{\text{ecr}} / C_{se} = 115 / 1.125 = 102.23\text{ bar.}$$

$$P_H = H_2 * d / 10.2$$

$$H_2 = P_H * 10.2 / d = 102.23 * 10.2 / 1.3$$

$$H_2 = 802.11 \text{ m}$$

5) Longueur non corrigée du 1^{er} tronçon :

$$H_1 = H - H_2 = 836 - 802.11$$

$$H_1 = 33.89 \text{ m}$$

6) Poids non corrigée du 1^{er} tronçon :

$$Q_1 = q_1 * H_1 = 98.47 * 33.89$$

$$Q_1 = 3337.15 \text{ Kg}$$

$$Q_1 = 3.337 \text{ Tonnes}$$

7) Pression d'écrasement corrigée pour le 2^{ème} tronçon :

D'après l'ellipse (influence de la traction sur la résistance a l'écrasement tubage $13^{3/8}$)

$$P_{\text{ecr corrigée}} = 80 \text{ bar}$$

8) La cote de descente corrigée du 2^{ème} tronçon :

$$P_H = P_{\text{ecr}} / C_{\text{se}} = 80 / 1.125$$

$$P_H = 71.11 \text{ bar}$$

$$P_H = H_2 * d / 10.2$$

$$H_2 = P_H * 10.2 / d$$

$$H_2 = 71.11 * 10.2 / 1.3$$

$$H_2 = 557.94 \text{ m}$$

9) Longueur corrigée du 1^{er} tronçon:

$$H_1 = H - H_2 = 836 - 557.94$$

$$H_1 = 278.06 \text{ m}$$

10) Poids corrigé du 1^{er} tronçon:

$$Q_1 = H_1 * q_1 = 98.47 * 278.06$$

$$Q_1 = 27.38 \text{ Tonnes}$$

11) Choix du tube du 3^{ème} tronçon:

$$P110 \ 54.5\# \ 78.56 \text{ kg/m}$$

$$P_{\text{ecr}} = 78 \text{ bar}$$

12) Cote de descente non corrigée du 3^{ème} tronçon:

$$P_H = P_{\text{ecr}} / C_{\text{se}} = 78 / 1.125 = 69.33 \text{ bar}$$

$$P_H = H_3 * d / 10.2$$

$$H_3 = P_H * 10.2 / d$$

$$H_3 = 543.98 \text{ m}$$

13) Longueur non corrigée du 2^{ème} tronçon :

$$H_2' = 557.94 - 543.98$$

$$H_2' = 13.96 \text{ m}$$

14) Poids non corrigée du 2^{ème} tronçon :

$$Q_2' = 78.56 * 13.96$$

$$Q_2' = 1.096 \text{ Tonnes}$$

15) Poids total non corrigée du 1^{er} et 2^{ème} tronçon :

$$Q = 27.38 + 1.096$$

$$Q = 28.476 \text{ Tonnes}$$

16) D'après l'ellipse pression d'écrasement corrigé du 3^{ème} tronçon :

$$P_{\text{ecr corr}} = 75 \text{ bar}$$

17) Cote de descente corrigée du 3^{ème} tronçon :

$$H_3 = 523.1 \text{ m}$$

18) Longueur corrigée du 2^{ème} tronçon :

$$H_2 = 557.94 - 523.1$$

$$H_2 = 34.84 \text{ m}$$

19) Poids corrigé du 2^{ème} tronçon :

$$Q_2 = 78.56 * 34.84$$

$$Q_2 = 2.737 \text{ Tonnes}$$

20) poids corrigé du 3^{ème} tronçon

$$Q_3 = 78.56 * 523.1 = 41.094 \text{ Tonnes}$$

21) Vérification de la résistance à la traction :

$$Q_1 = 27.38 \text{ T}$$

$$Q_2 = 2.737 \text{ T}$$

$$Q_3 = 41.094 \text{ T}$$

$$T/Q_T > 1.75$$

$$Q_T = 71.211 \text{ T}$$

$$Q_T = 69.81 * 10^3 \text{ daN}$$

$$T_1 / Q_T = 440 / 69.81$$

$$T_1 / Q_T > 1.75 \text{ (vérifié)}$$

$$Q_T = 82.32 \text{ Tonnes} = 80.7 * 10^3 \text{ daN}$$

$$T_2 = 428 * 10^3 \text{ daN}$$

$$T_2 / Q_T > 1.75$$

• Tally final 13^{3/8} du puits OKS-37

TP184 OKSI#37							Final		
CASING: 13" 3/8 N80 68# BTC									
Shoe @	835,0 0	m TD @	836,00	m					
ID (")	Grade	Conn	Burst	Collapse	Yield	M/U Loss	Cap (bbl/m)	Displacement (bbl/m)	Mud Wt (SG)
12,415	N80	BTC	5020psi	2260 psi	1556 klbs	0,120	0,491	0,0791	1,30
Joins	No. Of	Taped	Minus	Cum	Metal	Strokes	Weight	COMMENTS	Depth To
Run	Joint	Length	M/U loss	Length	Displ	to fill	Indicator		Btm Joint
Guide Shoe		0,38	0,38	0,38	0,03	2	12,04		835,00
1	1	11,63	11,51	11,89	0,94	59	13,18	2 x Centralisers & stop collar	834,62
2	2	11,64	11,52	23,41	1,85	117	14,32	2 x Centralisers & stop collar	823,11
Float Collar		0,69	0,57	23,98	1,90	120	14,38		811,59
3	3	11,73	11,61	35,59	2,81	177	15,53	Centraliser & stop collar	811,02
ACP PACKER		4,79	4,67	40,26	3,18	201	15,99		799,41
4	pup jts	6,10	5,98	46,24	3,66	230	16,59	Centraliser & stop collar	794,74
5	4	11,43	11,31	57,55	4,55	287	17,71		788,76
6	5	11,69	11,57	69,12	5,46	344	18,85		777,45
7	6	11,42	11,30	80,42	6,36	401	19,98		765,88
8	7	11,34	11,22	91,64	7,25	457	21,09	Centraliser & stop collar	754,58
9	8	11,64	11,52	103,16	8,16	514	22,23		743,36
10	9	11,70	11,58	114,74	9,07	572	23,38		731,84
11	10	11,72	11,60	126,34	9,99	630	24,53		720,26
12	11	11,72	11,60	137,94	10,91	687	25,68	Centraliser & stop collar	708,66
13	12	11,67	11,55	149,49	11,82	745	26,83		697,06
14	13	11,28	11,16	160,65	12,70	801	27,93		685,51
15	14	11,62	11,50	172,15	13,61	858	29,07		674,35
16	15	11,83	11,71	183,86	14,54	916	30,23	Centraliser & stop collar	662,85
17	16	11,35	11,23	195,09	15,42	972	31,35		651,14
18	17	11,64	11,52	206,61	16,34	1030	32,49		639,91
19	18	11,63	11,51	218,12	17,25	1087	33,63		628,39
20	19	11,72	11,60	229,72	18,16	1145	34,78	Centraliser & stop collar	616,88

21	20	11,25	11,13	240,85	19,04	1200	35,89		605,28
22	21	11,57	11,45	252,30	19,95	1257	37,02		594,15
23	22	11,72	11,60	263,90	20,86	1315	38,17		582,70
24	23	11,31	11,19	275,09	21,75	1371	39,28	Centraliser & stop collar	571,10
25	24	11,69	11,57	286,66	22,66	1429	40,43		559,91
26	25	11,64	11,52	298,18	23,57	1486	41,57		548,34
27	26	11,40	11,28	309,46	24,47	1542	42,69		536,82
28	27	11,46	11,34	320,80	25,36	1599	43,82	Centraliser & stop collar	525,54
29	28	11,41	11,29	332,09	26,26	1655	44,93		514,20
30	29	11,44	11,32	343,41	27,15	1712	46,06		502,91
31	30	11,62	11,50	354,91	28,06	1769	47,20		491,59
32	31	11,70	11,58	366,49	28,98	1827	48,35	Centraliser & stop collar	480,09
33	32	11,68	11,56	378,05	29,89	1884	49,49		468,51
34	33	11,71	11,59	389,64	30,81	1942	50,64		456,95
35	34	11,49	11,37	401,01	31,70	1999	51,77		445,36
36	35	11,65	11,53	412,54	32,62	2056	52,91	Centraliser & stop collar	433,99
37	36	11,57	11,45	423,99	33,52	2113	54,05		422,46
38	37	11,58	11,46	435,45	34,43	2170	55,19		411,01
39	38	11,67	11,55	447,00	35,34	2228	56,33		399,55
40	39	11,86	11,74	458,74	36,27	2286	57,50	Centraliser & stop collar	388,00
41	40	11,58	11,46	470,20	37,18	2343	58,63		376,26
42	41	11,65	11,53	481,73	38,09	2401	59,78		364,80
43	42	11,70	11,58	493,31	39,00	2459	60,92		353,27
44	43	11,37	11,25	504,56	39,89	2515	62,04	Centraliser & stop collar	341,69
45	44	11,75	11,63	516,19	40,81	2573	63,19		330,44
46	45	11,70	11,58	527,77	41,73	2630	64,34		318,81
47	46	11,63	11,51	539,28	42,64	2688	65,48		307,23
48	47	11,62	11,50	550,78	43,55	2745	66,62		295,72
49	48	11,44	11,32	562,10	44,44	2801	67,75	R/Centraliser & stop collar	284,22
50	49	11,69	11,57	573,67	45,36	2859	68,89		272,90
51	50	11,24	11,12	584,79	46,23	2915	70,00		261,33
52	51	11,38	11,26	596,05	47,13	2971	71,11		250,21
53	52	11,79	11,67	607,72	48,05	3029	72,27		238,95
54	53	11,63	11,51	619,23	48,96	3086	73,41	R/Centraliser & stop collar	227,28
55	54	11,68	11,56	630,79	49,87	3144	74,56		215,77
56	55	11,62	11,50	642,29	50,78	3201	75,70		204,21
57	56	11,75	11,63	653,92	51,70	3259	76,85		192,71

58	57	11,40	11,28	665,20	52,59	3315	77,97		181,08
59	58	11,65	11,53	676,73	53,50	3373	79,11	R/Centraliser & stop collar	169,80
60	59	11,53	11,41	688,14	54,41	3430	80,25		158,27
61	60	11,42	11,30	699,44	55,30	3486	81,37		146,86
62	61	11,76	11,64	711,08	56,22	3544	82,52		135,56
63	62	11,64	11,52	722,60	57,13	3601	83,66		123,92
64	63	11,28	11,16	733,76	58,01	3657	84,77	R/Centraliser & stop collar	112,40
65	64	11,20	11,08	744,84	58,89	3712	85,87		101,24
66	65	11,66	11,54	756,38	59,80	3770	87,01		90,16
67	66	11,66	11,54	767,92	60,71	3827	88,16		78,62
68	67	11,63	11,51	779,43	61,62	3885	89,30		67,08
69	68	11,59	11,47	790,90	62,53	3942	90,44	R/Centraliser & stop collar	55,57
70	69	11,30	11,18	802,08	63,41	3998	91,55		44,10
71	70	11,63	11,51	813,59	64,32	4055	92,69		32,92
72	71	11,66	11,54	825,13	65,24	4112	93,83		21,41
73	72	11,66	11,54	836,67	66,15	4170	94,98		9,87
74	73	11,72	11,60	848,27	67,07	4228	96,13		-1,67
75	74	11,84	11,72	859,99	67,99	4286	97,29		-13,27
76	75	10,94	10,82	870,81	68,85	4340	98,36		-24,99
77	76	11,23	11,11	881,92	69,73	4395	99,46		-35,81
78	77	11,63	11,51	893,43	70,64	4453	100,61		-46,92
79	78	11,68	11,56	904,99	71,55	4510	101,75		-58,43
Stick up above rotary table =									
Desired off bottom distance =									1,00
Coupling will be below RT after pick up =									

Tableau 2: Tally final 13^{3/8} du puits OKS-37

- Les différents tubages utilisés au puits OKS-37

HOLE / CASING SIZE	PLANNED SETTING DEPTH, TVD	WEIGHT (lb/ft)	GRADE	CASING SETTING DEPTH CRITERIA
Surface 18 5/8in	368 m	87.50	K55, BTC	+/- 30 m into Sénonien Anhydritique to cover upper formations
Intermediate 13 3/8in	854m	68.00	N80, BTC	+/- 50m into Cenomanien formations
Intermediate 9 5/8in	2504 m	47	P110, BTC	+/- 30m into Lias Anhydritique
Production 7in	3399 m	32.00	P110, BTC	at top of Trias Formation T2
Liner 4 1/2in	3472m to TOL @ 3249m	13.5	P110 N.VAM	-/+50m into Devonian

Tableau 3: Les différents tubages utilisés au puits OKS-37

II.2. Programme de cimentation

CASING SIZE	TOP OF TAIL	TOP OF LEAD	PLANNED EXCESS	COMMENTS
18 5/8in	268 m	Surface	50 % Xs on the Bentonitic slurry, 35 % Xs on the tail	Top job is likely to be required after cement job
13 3/8in (With ECP)	368 m	surface	Lead – Caliper + 25% Tail – Caliper + 15 %	Top of tail at the previous Depth shoe
9 5/8in	1454 m	654 m	Lead – Caliper + 15% Tail – Caliper + 10 %	Tail from bottom to top of baremian
7in	2304 m		2.06sg – Caliper + 15%	Single Stage – To 200m inside 9’’5/8 Casing.
41/2in	3349m		100 % Xs	Single Slurry – To Top of Liner 4’’1/2.

Tableau 4: Programme de cimentation.

III.1. Problématique de Berkaoui

III.1.1. Introduction

L'instabilité géologique de la région de HBK entraîne des problèmes pendant le forage tels que les pertes de boue et la mauvaise cimentation, cette dernière peut engendrer dans le temps un problème de communication entre les couches. (L'Albien, qui contient de l'eau et le Sénonien salifère, qui contient des couches de sel).

III.1.2. Problème du puits OKN-32

Le 26 Octobre 1986, un incident géologique majeur a eu lieu en Algérie. Un affaissement de terrain s'est produit sur le champ pétrolifère de Haoud Berkaoui, au sud-ouest de la ville d'Ouargla. Un cratère de 80 m de profondeur et de près de 200 m de diamètre s'est créé. Le puits de pétrole OKN-32 venait d'être englouti. Il est à l'origine de cet écroulement de terrain. Quelques mois plus tard, au printemps 1987, le cratère s'est étendu au puits pétrolier voisin OKN-32 bis. L'effondrement avait grossi à 320 m de diamètre. Depuis cette date, le cratère continue inexorablement de s'étendre, avec des conséquences écologiques majeures sur la région d'Ouargla.



Fig.6: Photo satellite du 14 janvier 2015 montrant le cratère de Haoud Berkaoui d'un diamètre d'environ 350 m

Lors du forage du puits OKN-32 en 1978 par la compagnie française TOTAL, un problème technique est survenu.

La Baryte (ou Barytine) est un alourdissant des boues de forage. Son utilisation immédiate aurait pu colmater l'éruption d'eau. En l'absence d'une réaction immédiate des exploitants pétroliers, la situation a échappée à tout contrôle humain. Et cela ne fait qu'empirer depuis cet incident pétrolier de 1978. Ce forage qui a mal tourné a des conséquences écologiques majeures sur la pollution des nappes phréatiques. En effet, l'eau de la nappe dite du « *Sahara Septentrional* » remonte vers la surface. Il s'agit d'une nappe aquifère se trouvant à une profondeur de 1 000 à 2 000 mètres à cheval sur 3 pays: l'Algérie, la Libye et la Tunisie. Une ressource hydrique tellement peu renouvelable que cela lui vaut le nom de *nappe fossile*.

En remontant vers la surface à un débit important de plusieurs milliers de m³ par heure, l'eau traverse une couche géologique de sel. C'est l'érosion de cette couche de sel qui est la cause de l'effondrement du terrain. Et surtout l'affleurement à un effet autrement dévastateur, une eau polluée en sel remonte à la surface. D'où la contamination en sel de la nappe de surface, celle qui est vitale aux besoins de la population locale.

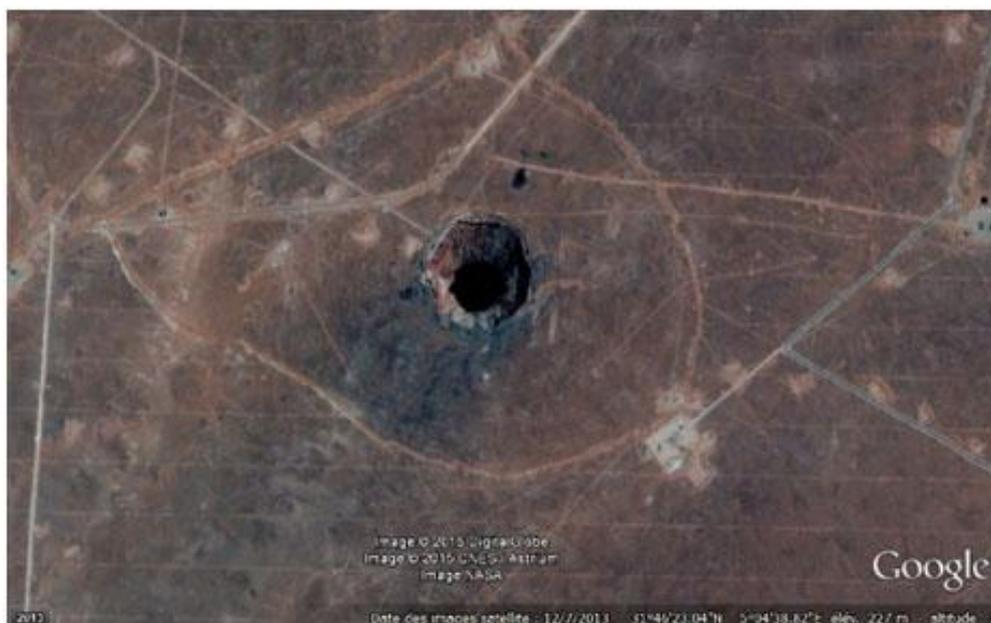


Fig.7: La première image satellite ayant une résolution détaillée, en date du 12 juillet 2013

Une estimation actuelle du diamètre du cratère est d'environ 350 m. Le diamètre progresse d'environ un mètre par an. Des écroulements sont visuellement identifiables sur le côté Est, par comparaison des clichés de 2013 avec celui de 2015



Fig.8: Photo satellite prise le 22 septembre 2013

Les failles qui entourent le cratère -comme des stries circulaires- sont un signe inquiétant. Un nouvel affaissement brutal de terrain est du domaine du probable. L'effondrement pourrait potentiellement passer à 500 m. Comme une tumeur maligne, l'affaissement du terrain et du sous-sol va continuer à grossir.

Un périmètre de sécurité a été mis en place autour du cratère OKN-32. Mesure prise pour protéger les curieux ou pour cacher à la vue du public l'ampleur de la catastrophe? Toujours est-il que le dossier de ce désastre est marqué d'une grande opacité dans l'actualité algérienne.



Fig.9: Zone surlignée correspondant au périmètre de sécurité, délimité par un talus surélevé

Pour ce qui est de conséquences écologiques sur la ville oasis de Ouargla, et en l'absence de données publiques sur la salinité des nappes phréatiques, le comparatif des photos satellite sur près de 40 ans donne une indication de l'évolution. Une partie de l'oasis est touchée par la désertification. La couverture végétale est en décroissance entre 1976 et 2015.



EFFONDREMENT DU PUIT

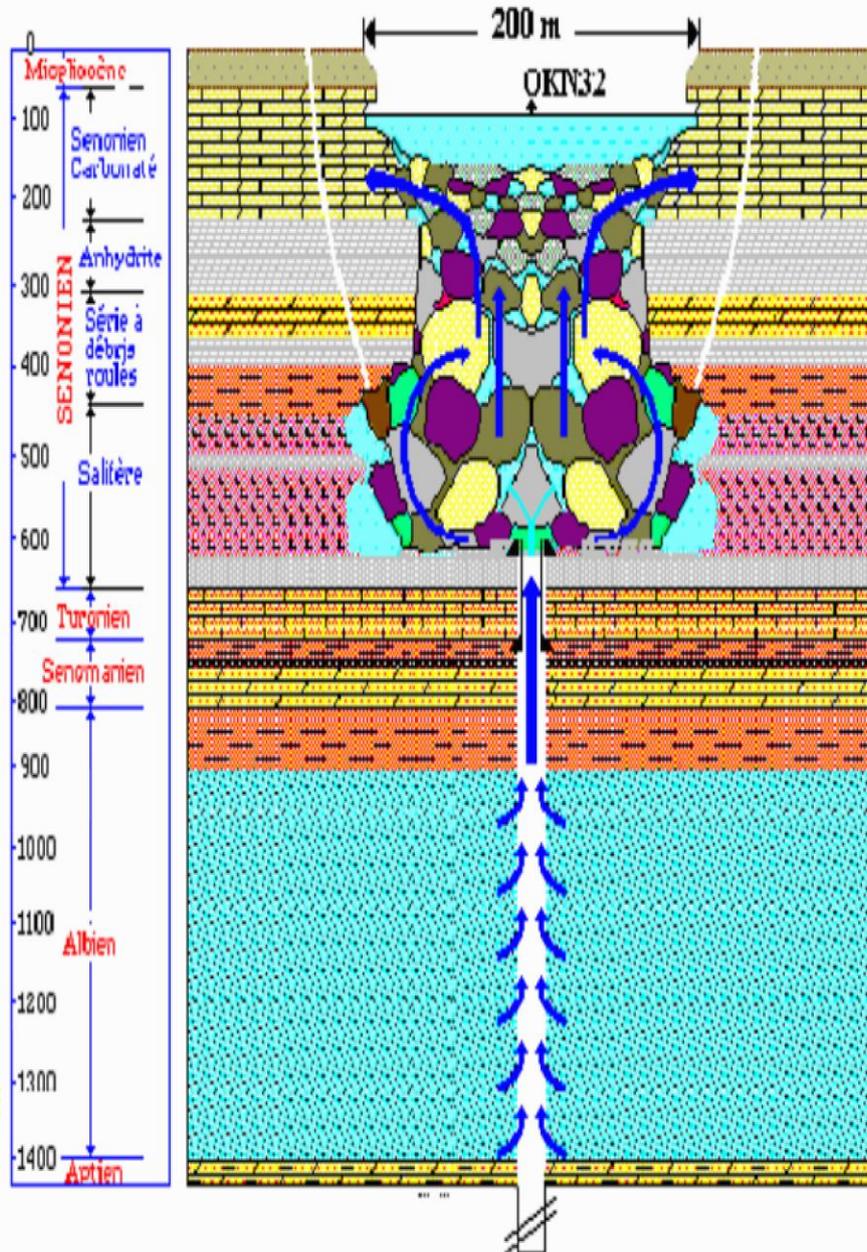


Fig.10: Evolution du phénomène

III.1.3. Programme de forage avec l'utilisation de l'ECP

PREVISIONS GEOLOGIQUES					PROGRAMMES				
AGE	PROF	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	Epais.	carotte lect	TUBAGES	Base	OUTILS
TERTIRES	0	MC-PLIOCENE		Grès fin à moy et silt ciment carb	99			WBM: 1,05sg	L3A NEW/L3ARERUN
CRETACE	99	Sénonien Carbonaté		Calcaire dolomitique et argileux marnés à la base	239		26" x 18" 5/8 csg		SB445C NEW/ER24JMRS RERUN
	338	Sénonien Anhydrique		Anhydrite à argiles + dolomies argileuses. Intercalations d'anhydrite.	173		368m	OBM: 1,30sg	Q609F NEW/TFF913 RERUN
	511	Sénonien salifère		Gel massif avec passées d'anhydrite et de calcaire-argile	293		16" x 13" 3/8 csg		Mill tooth
	722	Turonien		Calcaire crayeux			ACP		
	804	Cénomanién		Argile+ calcaire +anhydrite	138		854m		
	942	Abien		Grès fin à grossier Intercalation d'argile et de sable fin et grossier	487				R813 DGX NEW VAREL M810WFX RERUN
	1429	Apvien		Dolomie et marné	25				
	1454	Barrenien		Sable fin à grossier avec passées d'argile et dolomies massives.	370				
	1824	Néocomien		Argiles et passées de calcaire grés et dolomie	193			OBM: 1,30sg	
JURASSIEN	2017	Malm		Argile plastique + dolomie +anhydrite+ grés +calcaire	237		12" 1/4 x 9" 5/8 csg		
	2254	Dogger Argileux		Argile indurée gréseuse passées de dolomie	130				SBT/EMW=1.60
	2384	Dogger Lagunaire		Anhydrite, dolomie et passées d'argiles	90				
	2474	LIAIS	ANHYDRITES MASSIVES	Anhydrite massive blanche Intercalation de dolomie et d'argile.	274				
	2748		SEL MASSIF	sel massif + argile	60				R813 DGX NEW Mill tooth
	2808		Horizon B	arg-calcaire+dol-anhyd	25				
	2833		Salifère 01+02	Gel incolore à blanc rose, anhydrite et argile	237				OBM: 2,02sg
	3070		Salifère 03	Gel massif blanc et passées d'argiles	235				
	3305		Argileux	Argile plastique, salifère intercalée de sel	36				SBT/EMW=2,30sg FIT/EMW=2,20sg
3341	Salifère		Argile plastique ou indurée intercalée de sel	53					
3394	Argileux inférieur		Argile salifère	7					
3401	Trias	T2	Argile avec passées de grés	8				D9F713M NEW	
3409		T1	Andesite + argile	13				FZ84 RERUN	
3422		RU	Grés + Argiles	25					
3447		Serie Inf	Argile-gréseux	56				OBM: 1,35 (To be confirmed from DP Berkaoui)	
3503		Sturten	Argile noire fossilif	50				Mill tooth 8"	
TD SIL	3503								
TD	3553								

Fig.11: Programme de forage avec l'utilisation

III.1.4. Problème de la phase 12^{1/4}

- ✓ Venues d'eau douce de l'Albien ;
- ✓ Collage par pression différentielle en face de l'Albien et/ou du Barrémien ;
- ✓ Faibles avancements à partir du Néocomien ;
- ✓ Tractions dans le Dogger Argileux ;

III.1.5. Conclusion

La meilleure solution pour remédier le problème de venues d'eau douce de l'Albien et assurer une bonne isolation dans la phase 12^{1/4} est l'incorporation d'un packer ECP, même si cette technique coûte chère.

Dans les prochains chapitres, on étudiera l'ECP, ses spécifications, ses applications et sa cimentation.

III.2. Etude de l'ECP

III.2.1. Introduction

Après l'incident de l'effondrement dans le champ de Haoud Berkaoui, SONATRACH fait appel à un type de packer souvent désigné par les superviseurs de forage sous le nom de packer ECP "EXTERNAL CASING PACKER".

Actuellement, on utilise ce type de packer sur les champs suivants :

- ✓ BERKAOUI & ENVIRONS: utilisation d'un packer 13"3/8 (avec le casing 13"3/8) comme deuxième barrière pour isoler le Sénonien salifère des autres horizons aquifères sous-jacents.
- ✓ IN SALAH: utilisation des packers pour pallier le problème de cheminement de gaz dans les espaces annulaires.

Les Packers les plus connus sont ceux de Baker, world oil tools et TAM INTERNATIONAL. Le principe de fonctionnement est presque identique chez les deux constructeurs.

Le puits OKS-37 est un puits de développement, son programme de forage prévoit l'incorporation d'un packer ECP (10ft) dans la colonne 13"3/8 pour isoler le Sénonien Salifère de l'aquifère sous-jacent (L'Albien).

III.2.2. Définition

L'ECP (**External Casing Packer**) est un packer gonflable faisant partie intégrante de la colonne de tubage ou du Liner. Il inclut un mécanisme de valve d'inflation pour gonfler l'élément et créer un joint entre le casing et le découvert.

Il est activé par la suite avec un fluide, généralement du laitier de ciment, assurant ainsi une étanchéité supplémentaire dans l'espace annulaire.

III.2.3. Différents types de packers CTC "ECP"

On distingue deux types de Packers:

III.2.3.1. Izozone packer

Il est plus économique qu'un packer Payzone, mais son utilisation est restreinte. On l'utilise dans les colonnes de tubages (étanchéité tubage-tubage) ou dans les découverts peu profonds et relativement bien calibrés.

Ils sont généralement employés lorsque les conditions du découvert sont modérément sévères et peuvent compromettre la réussite de la cimentation primaire du tubage.

La membrane du packer ISOZONE a une longueur nominale de 7ft (2.13 m). Aussi, le packer ISOZONE ne dispose pas de système de gonflage en double, du gonflage progressif et autres caractéristiques du packer PAYZONE.

III.2.3.2. Payzone packer

Ce sont les packers les plus longs et les plus utilisés. Ils sont disponibles en deux modèles: packers ayant une garniture d'étanchéité de 40ft(12.2 m) et 20ft(6.1 m). La garniture est montée sur un mandrin ayant des caractéristiques compatibles avec celles du tubage ou du liner à descendre, elle est renforcée avec des lamelles en acier flexible sur ces deux extrémités pour garder sa forme durant le gonflage dans le puits. Le reste de la membrane n'est pas renforcé. Cette caractéristique permet au packer de s'étendre jusqu'à 4 fois son diamètre d'origine, ce qui lui confère la possibilité d'assurer l'étanchéité même dans un annulaire érodé ou ayant une forme elliptique. Autre caractéristique de la garniture du packer PAYZONE: la technique de fabrication (design) de sa membrane permet le commencement du gonflage par le bas. Cette action permet, au fur et à mesure du gonflage, de chasser le volume de boue ou de laitier se trouvant entre la garniture du packer et la paroi du puits. Ainsi un contact continu entre la membrane et la paroi est obtenu et évite le piégeage de boue ou de laitier, ce qui peut affecter la qualité de l'étanchéité. En outre, la garniture du packer est constituée de Nitrile Caoutchouc ce qui confère au packer la possibilité de fonctionner efficacement dans un milieu d'hydrocarbures ou acide. De même, il peut fonctionner avec des températures très élevées.

III.2.4. Caractéristiques du packer

- Eléments construits à partir des bandes d'acier par une meilleure étanchéité dans le trou.
- Eléments disponible en 4.10 – 200 ft de section.
- Composé élastomère évalué a 115 °C (240 °F).
- Vannes réalisées à partir de matériaux résistant à la corrosion et positionnées aux dessus de l'élément.
- Système de verrouillage mécanique assure l'inflation constante.
- Centrage automatique dans le trou.

- Le système de valve est situé au dessus de l'élément de garniture d'étanchéité, le fonctionnement des vannes ne soit pas effectué par les changements des pressions imprévisibles au dessous de l'élément.
- Système d'encrage supérieur empêche la rotation de l'élément.
- Les shear pins dans les vannes peuvent être facilement remplacés sur le terrain permettant à l'opérateur une plus grande flexibilité lorsque les conditions du trou changent.

III.2.5. Compositions du packer

L'ECP c'est une partie intégrante de tubage, il se compose de :

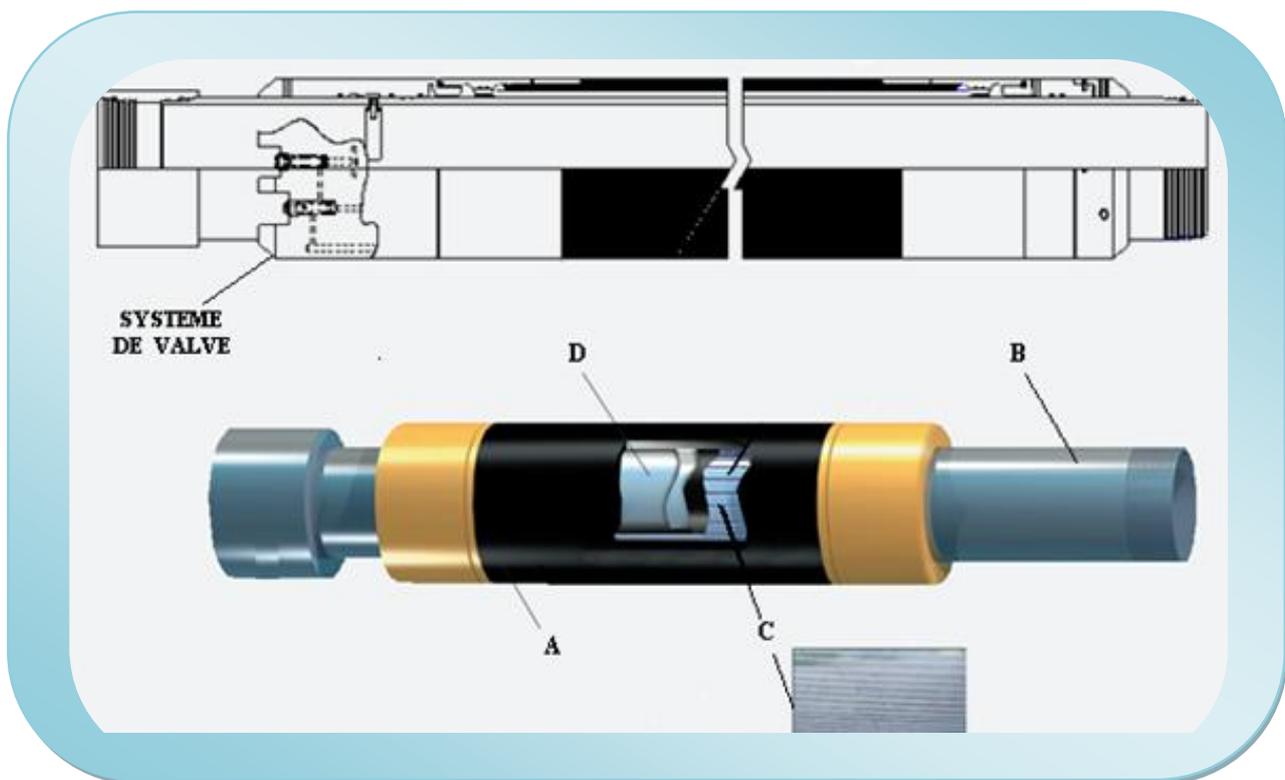
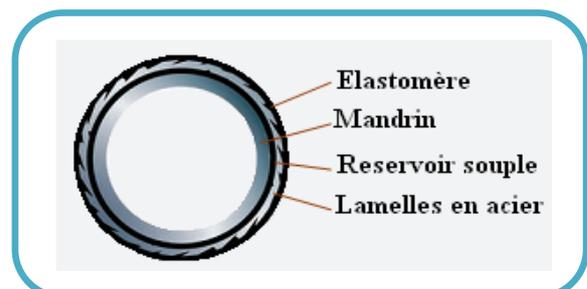


Fig.12 : Composition de l'ECP

- A :** membrane en d'élastomère.
- B :** Mandrin.
- C :** Lamelles en acier.
- D :** Réservoir souple.



III.2.5.1. Mandrin

Le mandrin est composé d'une seule pièce qui n'a aucune soudure ou raccordement interne pour réduire au minimum le nombre de chemin de fuite. Il est plein d'alésage au même

pois que les spécifications API et rencontrent également l'API de tension, l'éclatement, et les estimations d'écrasement. La taille, le poids, la catégorie et la nuance de mandrin sont indiqués par le client.

III.2.5.2. Réservoir souple

C'est un espace situé entre le mandrin et la couche d'élastomère, lié directement au chemin d'écoulement de laitier de gonflage. Ce dernier occupe cet espace en créant évidemment le gonflage du packer.

III.2.5.3. Lamelles

Ce sont des pièces métalliques saillantes (filets) en acier inoxydable et flexible, servant à fournir un appui supplémentaire de force et de pression dans l'espace annulaire pendant le gonflage. Elle renforce le mandrin sur ces deux extrémités pour garder sa forme durant le gonflage dans le puits. Le reste de la membrane n'est pas renforcé.

III.2.5.4. Membrane en élastomère

C'est une membrane qui a la propriété élastique du caoutchouc, elle a une excellente force de maintien à cause de sa résistance aux hautes températures (à 246°C), aux fluides corrosifs, aux hydrocarbures acides et aux gaz. Elle s'adapte à la découpe raboteuse du trou ouvert.

III.2.5.5. Système de valves

L'ECP a un système de multi-valve pour s'assurer que l'élément gonflable du packer est gonflé le moment venu avec de la pression appropriée et que la pression est de manière permanente emprisonnée dans l'élément.

Le système de valve fonctionne au loin des différences de pression. La valve d'ouverture fonctionne outre de la différence de pression de l'intérieur du mandrin relativement à l'annulaire au-dessus du packer. La valve de l'inflation contrôle/fermeture d'inflation fonctionne outre de la différence de pression entre la pression hydrostatique annulaire relative à l'élément gonflable au-dessus du packer. Quand l'ordre d'inflation a été accompli, la valve d'ouverture fournit un joint superflu pour la valve de fermeture et les serrures fermées, isolant de manière permanente l'élément gonflé du packer.

a. Valve sleeve

Les valves dans le système de valve d'inflation sont situées dans la valve sleeve au-dessus de l'élément. La valve sleeve contient les deux valves d'ouverture et de fermeture

situées dans un chemin entièrement protégé de flux de fluide de l'élément gonflable du packer. La valve sleeve est examinée à 80% de l'estimation de pression d'éclatement du mandrin.

b. Knock off plug

Les Knock off plug sont deux éléments en plastique qui situent à l'intérieur du mandrin de l'ECP pour bloquer le chemin d'inflation. Dans l'application habituelle, les Knock off plug sont interrompus par le bouchon de cimentation pendant son passage à travers l'ECP. Ceci ouvre le chemin d'inflation au système de valve.

Les Knock off plug sont standard et sont installés à l'usine. Si le bouchon de cimentation ne sera pas utilisé, les Knock off plug doivent être interrompus avant la descente du packer.

c. Valve d'ouverture

La valve d'ouverture empêche l'inflation prématurée de l'élément gonflable du packer et ferme également de manière permanente le chemin d'inflation après que l'élément ait été gonflé. En position de rodage la valve est fermée, bloquant le chemin de liquide de gonflage de l'intérieur de packer à l'élément gonflable. La valve est goupillée et fermée ainsi une différence de pression prédéterminée (du casing au découvert) dans le casing est exigée d'ouvrir le chemin de gonflage à l'élément gonflable du packer. Après que l'élément soit gonflé la pression du casing sera libérée, la valve revient à sa position originale et les serrures ferment de manière permanente le chemin d'inflation.

d. Valve de fermeture

Quand l'élément du packer est gonflé et la différence de pression exigée entre l'élément et la pression hydrostatique de l'annulaire au-dessus de packer est atteinte, la valve de fermeture découpe l'écoulement du fluide de casing au packer. La valve de fermeture empêche l'inflation finie de l'élément et empêche aussi le laitier de gonflage de se couler de nouveau dans le sens inverse (piégeage).

e. Filtre de fluide d'inflation

Pour empêcher le branchement du chemin d'inflation, tous les ECP sont équipés d'un filtre annulaire de solides par lequel le fluide employé pour gonfler l'élément gonflable doit couler. La restriction est située dans la valve sleeve et fournit un secteur annulaire par lequel tout le laitier de gonflage doit passer. Le dégagement par cet espace annulaire est étroitement commandé de sorte qu'aucun des solides de taille prédéterminée ne peut passer à travers.

III.2.5.6. Arrangement standard de valves :

L'arrangement standard de valves se compose d'une valve d'ouverture et d'une valve de fermeture. Quand le packer est couru, la valve d'ouverture est en position fermée et la valve de fermeture est en position d'ouverture. Les deux valves sont retenues avec des goupilles (Shear pins).

Les ECP sont manufacturés et devraient commander avec des poids, des nuances spécifiques. Si l'arrangement des fusibles n'est pas indiqué, des goupilles standard seront installées. Au besoin, des fusibles peuvent être changés sur site, à l'entrepôt ou à l'emplacement d'installation dans quelques minutes.

III.2.6. Ordre opérationnel

III.2.6.1. Valve d'ouverture

1. Une extrémité du piston est exposée à la pression de l'intérieur de mandrin et l'autre extrémité est exposée à la pression hydrostatique de l'espace annulaire en dehors de mandrin. Pendant que la pression est appliquée à l'intérieur de mandrin, une différence de pression est accumulée à travers le piston. Quand cette différence de pression atteint la valeur de cisaillement de la goupille, elle cisillera et la valve s'ouvre pour gonfler l'élément du packer.

Il est important de se rappeler que la valve sent la différence de pression entre la pression à l'intérieur de mandrin et la pression hydrostatique dans l'espace annulaire au-dessus de la valve.

2. Quand la goupille se cisaille, les ressorts se compriment sous l'effet de pression du laitier de gonflage, déplaçant la bague de serrure jusqu'à la grande cavité du chapeau arrêtoir. Le déplacement de piston permet de déverrouiller le chemin d'écoulement du laitier de gonflage.

3. Pendant que la valve se ferme, la petite extrémité du piston se déplace hors de la bague de serrure. L'action de ressort force alors la bague de serrure dans la cavité dans le chapeau d'arrêtoir, forçant la bague de serrure pour s'effondrer vers l'intérieur. Le piston devient en position verrouillée que toute autre pression s'est appliquée en bas du casing est empêchée de déverrouiller l'élément gonflable du packer.

III.2.6.2. Valve de fermeture

La valve de fermeture est ouverte et goupillé. La pression à l'intérieur de l'élément gonflable du packer agit sur une extrémité de la valve de fermeture et la pression d'annulaire agit sur l'extrémité opposée de la valve. Quand la pression à l'intérieur de l'élément du packer excède la pression d'annulaire par la valeur du tarage, la goupille cisailera et la pression à l'intérieur de l'élément du packer décalera la valve dans la position fermée.

Il est important de se rappeler que la valve sent la différence de pression entre la pression sur l'intérieur de l'élément gonflable de packer et la pression hydrostatique dans l'annulaire au-dessus du packer.

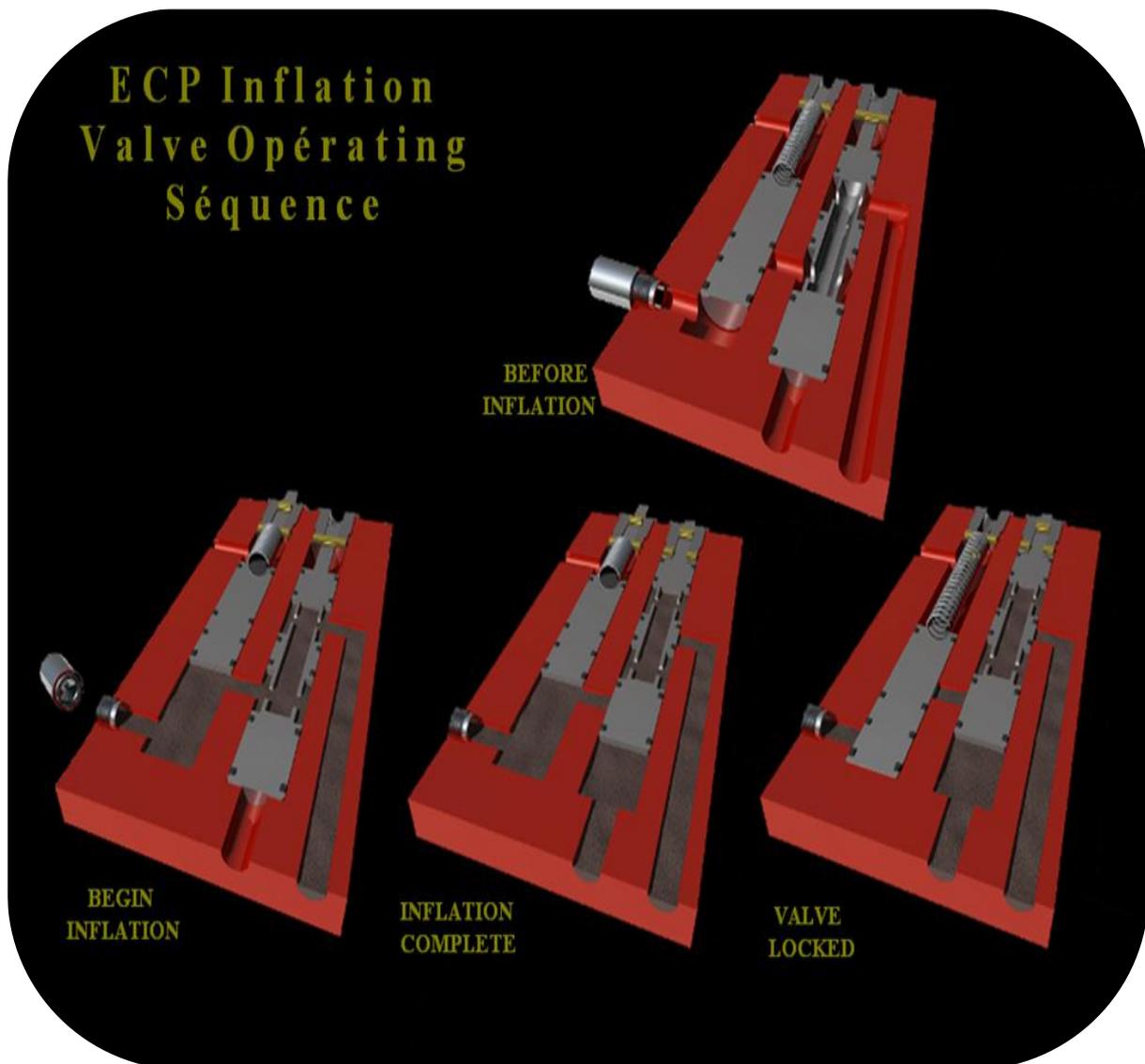


Fig.13: Ordre opérationnel de système des valves

IV.1. Pressions spécifiques au Packer

IV.1.1. Pression d'égalisation " ΔP "

C'est la pression à appliquer en surface pour contrebalancer la différence de pression au packer entre l'annulaire et l'intérieur du casing à la fin de la chasse de la cimentation primaire.

IV.1.2. Pression totale du gonflage " P_{tg} "

C'est la pression piégée à l'intérieur de la garniture du packer à la fin du gonflage après la fermeture de l'ICV. Elle doit être au moins supérieure de 500 psi par rapport à la pression des pores de la zone à isoler. Pour pouvoir assurer cette valeur, il faut adapter le tarage de l'ICV (Inflation Control Valve).

La pression totale du gonflage doit être également inférieure à la pression de fracturation de la formation dans laquelle le packer sera ancré.

P_{tg} = press. Hydrostatique à l'intérieur du csg (cote packer) + pression en surface à la fin du gonflage.

= press. Hydrostatique dans l'annulaire (cote packer) + tarage ICV.

Pression en surface à la fin du gonflage = tarage ICV + ΔP au packer

ΔP au packer = différence de press. Au packer entre l'annulaire et l'intérieur du csg en fin de chasse.

IV.1.3. Pression différentielle de gonflage

C'est la différence de pression au niveau du packer nécessaire pour cisailer la goupille de l'ICV (Inflation Control Valve) Tarage ICV.

C'est elle qui détermine la pression totale du gonflage et par conséquent la qualité de l'étanchéité du packer

IV.2. Tarage du packer

Deux tarages sont à effectuer au niveau du packer:

IV.2.1. Tarage de la Shear valve

Il se fait en surface à l'aide d'un jeu de goupilles de cisaillement (fils métalliques) qui sont livrées normalement avec le packer. Ces goupilles couvrent une large gamme de pressions.

Le tarage de la SV doit être suffisamment élevé pour éviter toute ouverture intempestive de la Shear Valve pendant la cimentation. Il doit être, dans la mesure du

possible, au moins supérieur de 500 psi par rapport à la pression maximale attendue durant la cimentation.

Dans tous les cas, la valeur du tarage doit être compatible avec la résistance à l'éclatement du casing en tenant compte du coefficient de sécurité (80 %).

- **Changement des goupilles de la valve d'ouverture**

Le procédé suivant s'applique pour changer les goupilles de la valve d'ouverture :

- * Enlever la vis arrêteur du logement de la valve à l'aide d'un tournevis encoché.
- * Enlever le sous-ensemble; valve d'ouverture (porte goupilles, douille, arrêteur de ressort et ressort) du logement.



Fig.14: Remove the opening valve from the valve housing



Fig15: Remove the existing shear pin and install the replacement shear pin (1250psi)

- * Enlever la goupille existante (s) du porte goupilles et installer la goupilles (s) de rechange.



Fig.16: Cut the replacement shear pin

- * Installer le sous-ensemble dans son logement.



Fig.17: Re-install the opening valve into the valve housing

- * Fileter et serrer la vis arrêtoir de la valve



Fig. 18: Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing



Fig. 19: Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing

IV.2.2. Tarage de l'ICV (Inflated control valve) :

Le tarage de l'ICV est un facteur déterminant dans la réussite de l'opération de gonflage du packer, c'est lui qui détermine la qualité de l'étanchéité future du packer. Car il ne s'agit pas seulement de mettre en place et d'activer le packer, mais surtout de le faire dans les règles de l'art.

En effet, le tarage de l'ICV dépend des facteurs suivants:

- ✓ Diamètre réel du trou à l'endroit choisi pour l'ancrage du packer.
- ✓ De la pression de pore de la zone à isoler.
- ✓ De la pression de fracturation à l'endroit de l'ancrage. Il ne faut en aucun cas, que

la pression totale du gonflage "Ptg", résultante du tarage de l'ICV, soit supérieure à la pression de fracturation.

✓ De la résistance du casing et des équipements en place (écrasement, éclatement ...).

- **Changement des goupilles de la valve de fermeture**

Le procédé suivant s'applique afin de changer les goupilles de la valve de fermeture :

- * Enlever la vis arrêteur du logement de la valve à l'aide d'un tournevis encoché. La valve de fermeture restera dans son logement, on n'a pas besoin d'enlever cette valve pour changer les goupilles.



Fig.20: Remove the closing valve from the valve housing

- * Fileter l'outil d'installation de valve et enlever le sous-ensemble.

- * Enlever la goupille existante (s) du porte goupilles et installer la goupilles (s) de rechange.



Fig.21: Remove the existing shear pin and install the replacement shear pin (875psi)



Fig.22: Cut the replacement shear pin

- * installer le sous-ensemble dans son logement



Fig.23: Re-install the closing valve into the valve housing

- * Fileter et serrer la vis arrêteur de la valve.



Fig.24: Thread and tighten the valve retainer screw into the valve housing

IV.3. Laitier de ciment de gonflage de l'ECP

Généralement, on utilise le même laitier de la cimentation, toutefois, il est nécessaire de rappeler que le laitier de gonflage du packer doit avoir les caractéristiques suivantes:

- ✓ Ne pas être thixotropique
- ✓ Avoir une consistance ne dépassant pas 20 Bc après 30 min de mixage.
- ✓ Avoir une eau libre nulle.
- ✓ Ne doit pas contenir des colmatants "LCM" ou de Gypse qui peut obturer les valves du packer.

IV.4. Principe de fonctionnement du packer

IV.4.1. Avant l'inflation (Cisaillement du Knock off plug)

- Tout les ECP ont knock-off plug installé durant la fabrication pour bloquer l'orifice d'accès reliant l'intérieur du tubage et le système des vannes, ces bouchons empêchent le fonctionnement prématuré des vannes lorsque les pressions supérieures à la normale de circulation sont remontées au cours de l'enveloppe run-in. Le bouchon est enlevé de sa place au même temps que le premier bouchon de ciment passe par l'ECP.
- Lorsque le knock-off plug est enlevé, une pression de l'intérieur de casing est appliquée contre la vanne d'ouverture jusqu'à ce que l'accumulation soit suffisante pour cisailer les shear pins de la vanne d'ouverture (la pression d'ouverture).
- La pression d'ouverture et la pression de fonctionnement de la vanne de contrôle de l'inflation sont déterminées par le diamètre des shear pin qui dépend de la taille du trou, hydrostatique du trou, et le gradient de fracturation de formation. L'inflation - control valve est une vanne d'arrêt de sécurité qui empêche l'expansion excessive et la rupture de l'élément ou la fracturation de formation.
- Une autre application les knock-off plugs sont enlevés en surface.

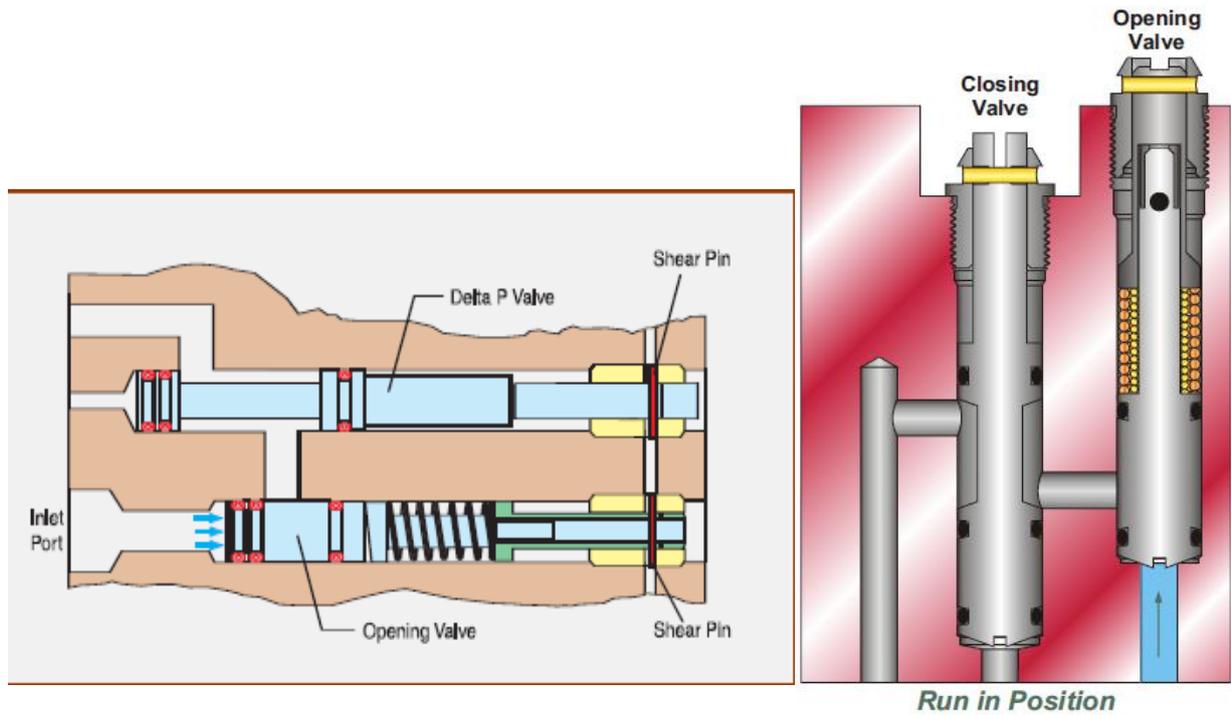


Fig.25: Avant l'inflation

IV.4.2. Début d'inflation

- Après avoir atteint la pression d'ouverture de l'opening valve le cisaillement des broches (shear valve) et le décollage de l'opening valve vers le haut permettant au fluide de passer à travers le système des valves à travers la vanne de fermeture vers l'élément gonflable.

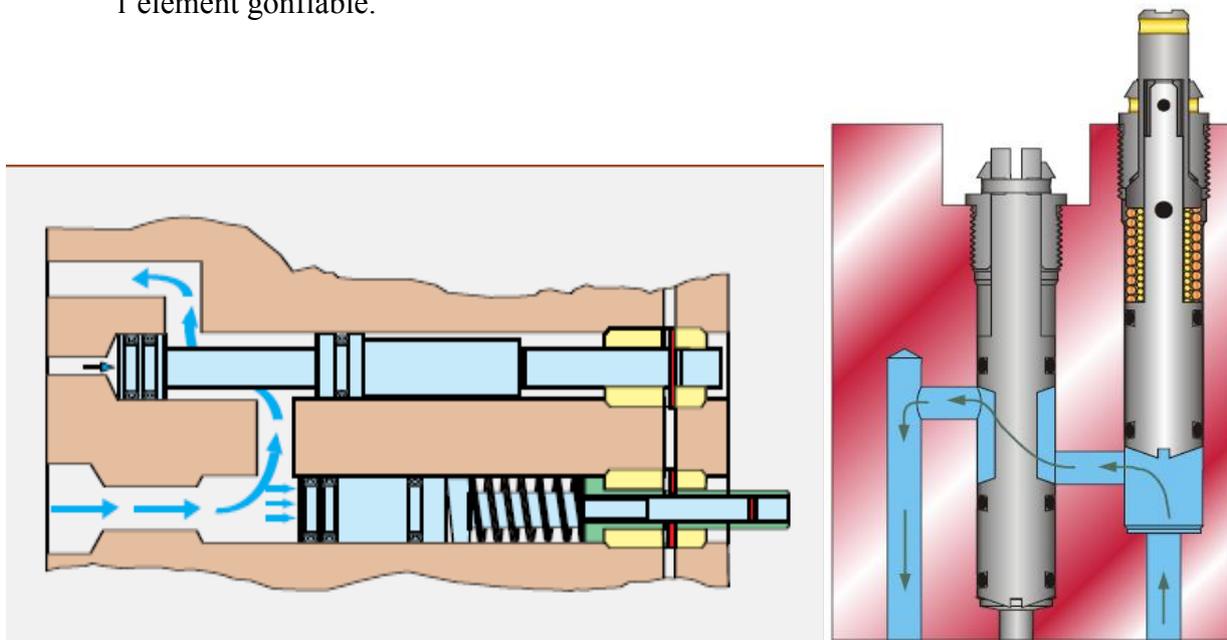


Fig.26: Début d'inflation

IV.4.3. Fin d'inflation

- Tant que le fluide de gonflage remplit l'élément gonflable, la pression sera accumulée sur la partie inférieure de closing valve. Donc la pression dans l'élément gonflable sera suffisante. Les shears pins et closing valve déplacent vers le haut, ces pressions piégées dans l'élément gonflable empêchent toute nouvelle pression d'être appliquée sur l'élément gonflable (pression de fermeture).

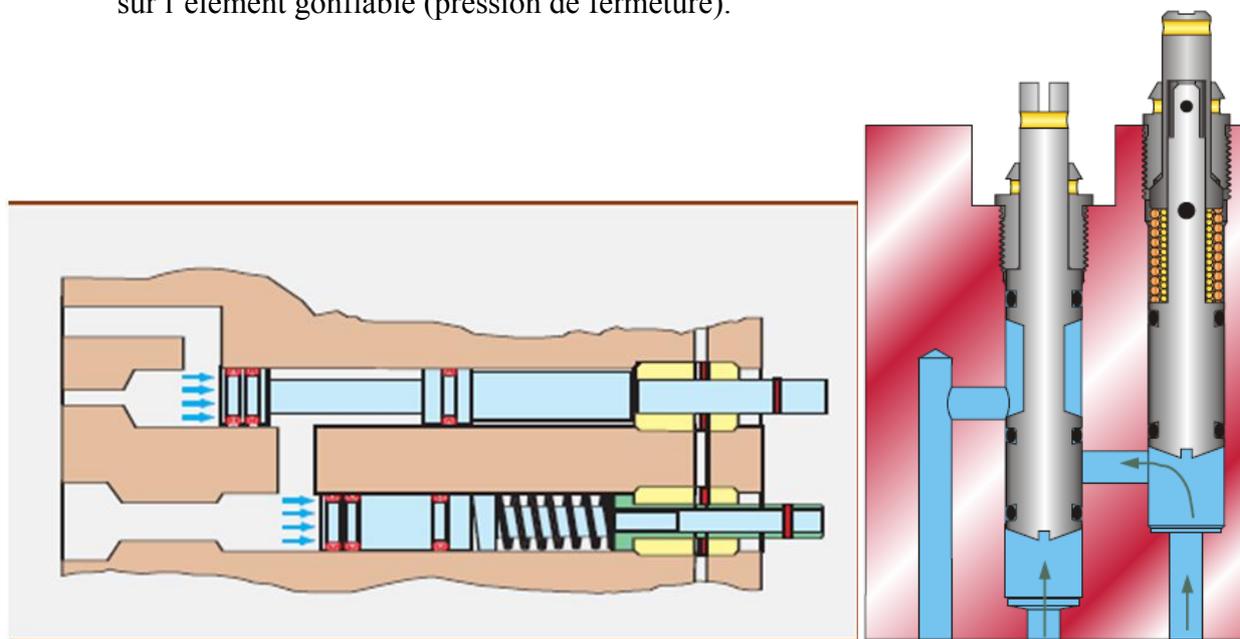


Fig.27: Fin d'inflation

IV.4.4. Vanne verrouillée (valve locked)

- Après le gonflage, la pression de tubage est purgée et le ressort déplace l'opening valve dans sa position de verrouillage fermée. Lorsque l'opening valve est poussée vers sa position fermée, le ressort pousse également le pince vers le haut dans le bouchon de shear pin, les épaules de la vanne d'ouverture de cisaillement sur le collet effondré empêchent la vanne d'ouvrir à nouveau. L'opening valve dans sa position de verrouillage finale fermée est un moyen de sauvegarde de la vanne de fermeture pour faire en sorte que la pression de gonflage est piégée, il empêche également la pression appliquée à l'intérieur de tubage de réouvrir la vanne.
- Les shear pins dans la vanne peuvent être facilement remplacés sur le terrain (tarage) permettent à l'opérateur une plus grande flexibilité lorsque les conditions du trou changent.

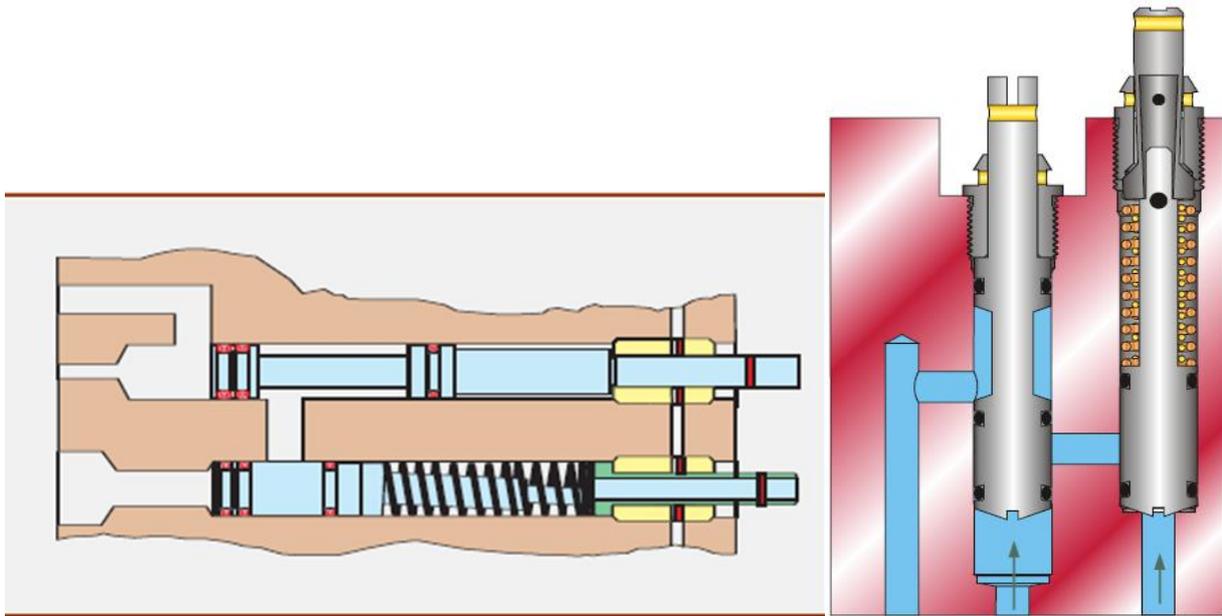


Fig.28: Vanne verrouillée

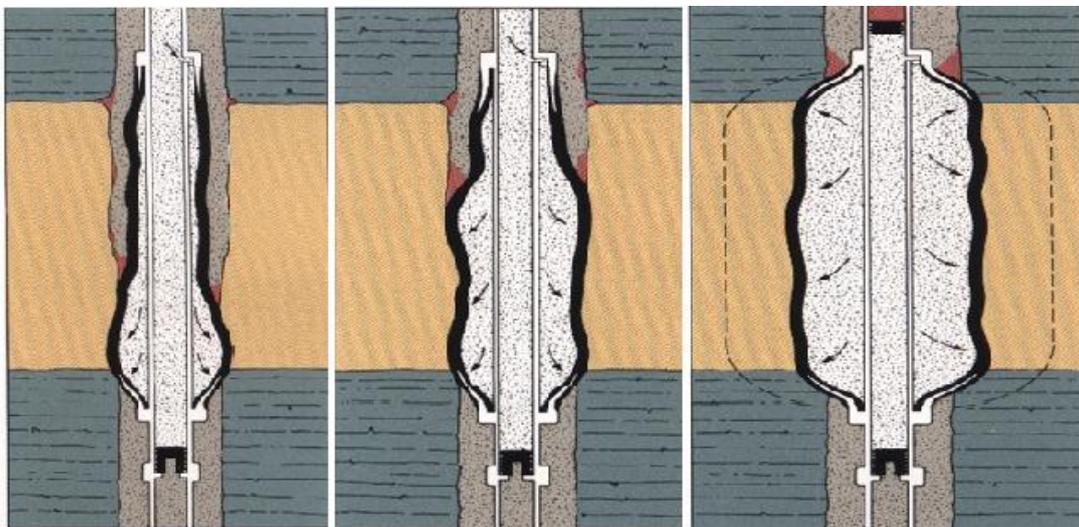


Fig. 29: Gonflage du packer.

IV.5. Application de l'ECP

A cause de sa force exceptionnelle, expansion, possibilité de centralisation et sa résistance aux hautes conditions de pression et de température, le Packer ECP est une partie intégrale du tubage surtout dans les forages sévères.

Dans le cadre de la réalisation des opérations de forage sans accidents et sans problèmes ce Packer a différentes applications

- ✓ Applications aux puits verticaux.
- ✓ Applications aux puits horizontaux.

IV.5.1. Profils verticales

a. Isolement du contact étroit de l'eau

Placer le système ECP juste au dessus d'une eau entrée en contact pour réduire ou empêcher sa production.

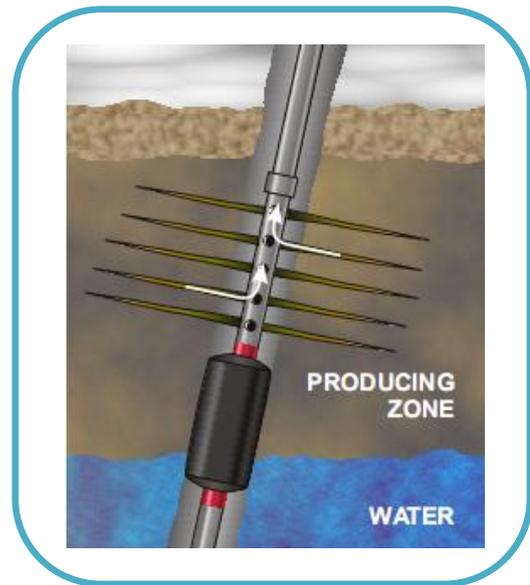


Fig.30: Isolement du contact étroit de l'eau.

b. Supporter le ciment

Placer le système ECP au-dessus de la zone à perte de circulation ou de la zone à basse pression pour empêcher la perte de ciment en face de ces zones.

Vous pouvez gonfler le packer et ouvrir le stage collar juste après l'exécution de la cimentation du premier étage sans attendre la prise du ciment.



Fig.31: Supporter le ciment

c. Empêcher la migration du gaz

Problème

La migration du gaz est due à la pression, anormalement élevée, emmagasinée dans des poches profondes.

La compressibilité et la pression du gaz lui donnent le pouvoir de creuser des rigoles au ciment (en cas d'une mauvaise cimentation).

Solution

Pour empêcher l'ascension du gaz, on doit placer le système ECP en face d'une formation imperméable (argiles par exemple) directement au-dessus de la zone à haute pression de gaz.



Fig.32: Empêcher la migration du gaz.

d. Assurer l'intégrité du sabot

Placer le système ECP près du fond du puits ouvert ou près de la surface du casing d'une colonne intermédiaire pour assurer une pression permanente au cours du shoe bond test (leak of test).



Fig.33: Assurer l'intégrité sabot sabot

e. Isoler les zones de production

Placez le système ECP à côté des zones de production pour réduire la production du gaz ou de l'eau étrangère. Vous pouvez perforer les sections des packers remplis du ciment (Créant des joints de garniture autour de chaque perforation) tandis que les autres sections de packer de manière permanente isolent la zone productrice.

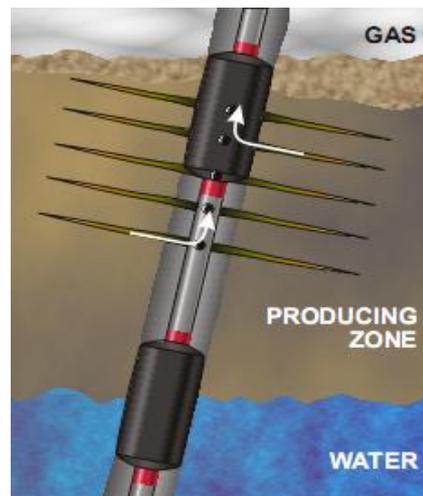


Fig.34: Isoler les zones de production.

IV.5.2. Profils horizontaux

a. Isolement de la section de build up de la zone productrice horizontale :

Placez le système ECP et le stage collar près du fond de la section de build up.

Gonflez le packer avec le ciment ou la boue, et ouvrez le stage tool ou le port collar. Ceci permet de cimenter les zones supérieures de la section build up et empêcher la contamination du ciment avec l'effluent la zone productrice horizontale.

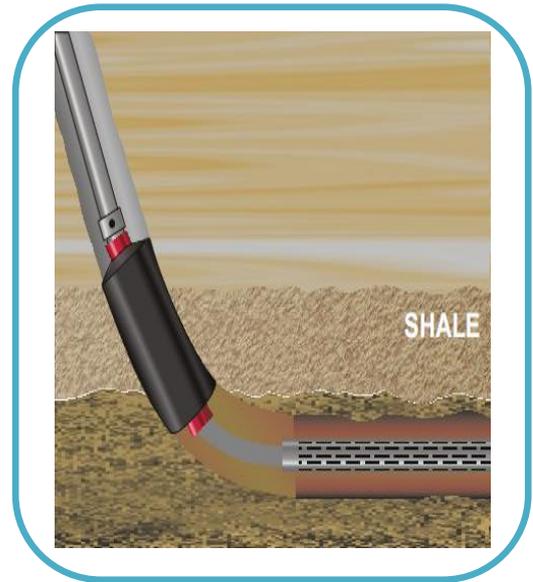


Fig.35: Isolement de la section de build up de la zone productrice horizontale.

b. Fournir la ségrégation dans des zones horizontales

Placez les multiples packers entre les sections des recouvrements pour segmenter la partie latérale et isoler les différents intervalles de production.

Ceci fournit une optimisation maximum de réservoir en augmentant la flexibilité des futures opérations de production, et tient compte du traitement, de la production et de l'abandon.



Fig.36: Fournir la ségrégation dans des zones horizontales.

c. Isolement des zones de production

Une zone qui est encline à l'eau excessive ou la production de gaz peut être isoler par l'utilisation d'un ECP et une prise mécanique de pont, tandis que d'autres zones demeurent dans la production.



Fig.37: Isolement des zones de production.

d. Abandonnement d'une section du puits

Employez un système ECP pour abandonner une section du puits après forage dans une zone ou un défaut de l'eau à l'extrémité d'une section horizontale se pose. Placer le packer sur une tige de forage qui a un dégagement hydraulique afin de l'activer.

Un back-off droit fournit un dégagement mécanique de secours.



Fig. 38: Abandonnement d'une section du puits.

e. Branchement en arrière

Installer un système ECP pour isoler une zone à eau dans une partie de puits où le contrôle de profondeur a été perdu et une profondeur de KOP (kick off point) est nécessaire.

Placer le ciment au dessus du packer jusqu'au KOP et continuer le forage à l'objectif de cible.

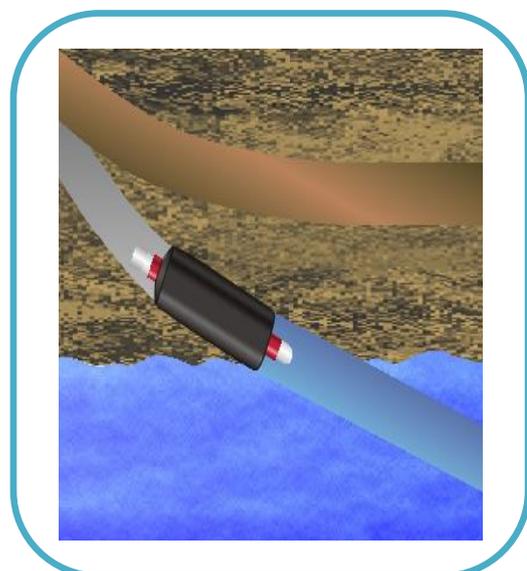


Fig.39: Branchement en arrière.

f. Dérouter par fraisage d'une fenêtre

Après réglage du fraisage de la fenêtre, l'ECP peut être couru par la fenêtre sans être endommagé, et puis placé et gonflé pour isoler la zone de production.

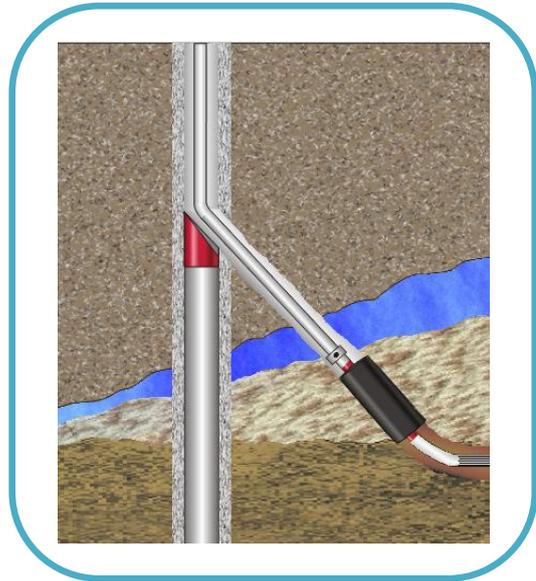


Fig.40: Dérouter par fraisage d'une fenêtre.

IV.6. Avantages et inconvénients du packer ECP

IV.6.1. Avantages

- ✓ Permanent en trous verticaux, dévié et elliptique.
- ✓ Bon isolement dans les secteurs critiques.
- ✓ Prévention fiable de communication entre les zones.
- ✓ Pouvoir de gonflage 3 fois de son diamètre.
- ✓ Gonflage contrôlé et double étanchéité en cas du gonflage au ciment.
- ✓ Le ciment de gonflage fournit une haute pression donc une barrière annulaire permanente.
- ✓ Les plus longues longueurs fournissent une flexibilité supplémentaire pour courir par les dog legs graves et les inclinaisons élevées de trou.

IV.6.2. Inconvénients

- ✓ Risque de gonflage prématuré durant la descente du casing avant d'atteindre la côte d'ancrage prévue.
- ✓ Risque de bouchage de système de valves.
- ✓ Quand le packer est ancré loin de l'anneau, à la fin de son activation, on aura la situation suivante :

Laitier de ciment ; boue ; laitier de gonflage (avec deux bouchons de séparations Sup. et Inf.). Comme le bouchon inférieur de séparation est en contact de boue, il est difficile de le reforer.

IV.7. Operations et contrôles pré-job

IV.7.1. Open hole:

Une fois la côte du casing atteinte, procéder à un programme de diagraphie incluant obligatoirement le caliper qui permet de:

✓ Déterminer la position exacte du packer dans le découvert en le positionnant en face d'une formation relativement dure et dont le diamètre ne dépasse pas le maximum recommandé.

✓ Déterminer le tarage maximal de l'ICV en fonction du diamètre réel du puits à l'endroit du packer.

Casing Size		Standard Size ECP Maximum O.D.		Special Clearance ECP Maximum O.D.	
in	mm	in	mm	in	mm
2 3/8	60	3.62	92	3.39	86
2 7/8	73	4.25	108	3.65	92
3 1/2	89	4.75	121	4.30	109
4	102	5.18	132	4.77	121
4 1/2	114	5.75	146	5.50	140
5	127	6.25	165	5.95	151
5 1/2	140	7.00	178	6.50	165
6 5/8	168	7.93	202	7.63	194
7	178	8.25	210	8.00	203
7 5/8	194	9.00	229	8.75	222
8 5/8	219	10.25	260	10.00	254
9 5/8	244	11.25	286	11.00	279
10 3/4	273	12.75	324	12.38	314
11 3/4	298	13.75	349	13.38	340
13 3/8	340	15.75	440	15.25	387
16	406	18.25	464	17.88	454
18 5/8	473	22.00	559	21.50	436
20	508	23.00	584	22.50	571

Tableau 5: Estimation du diamètre de l'ECP.

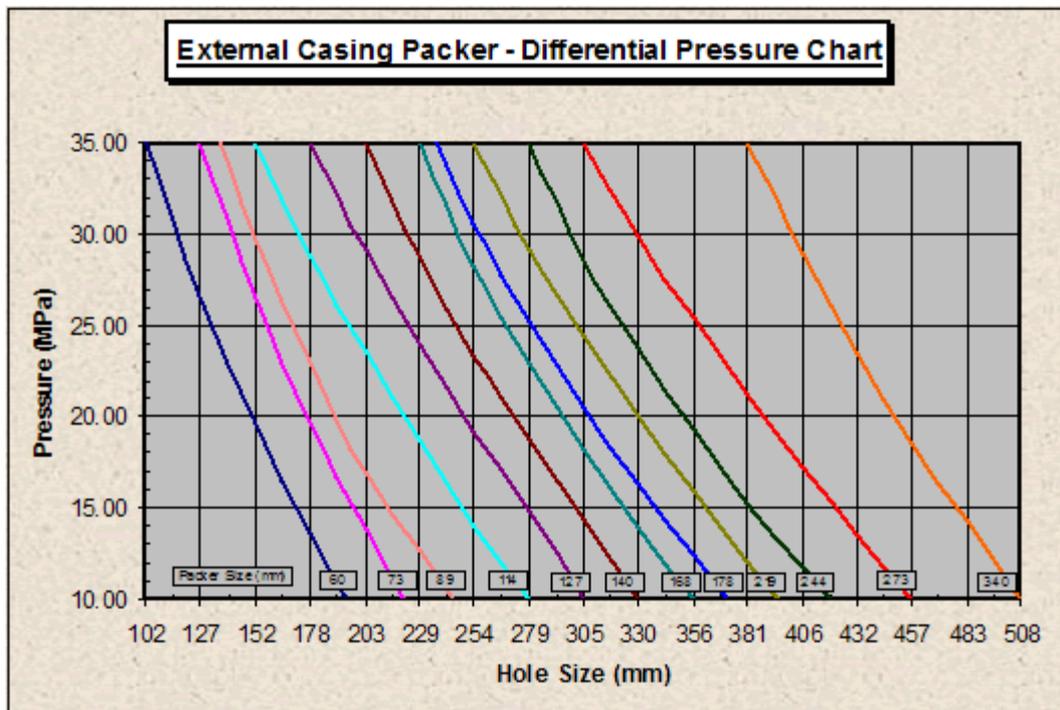
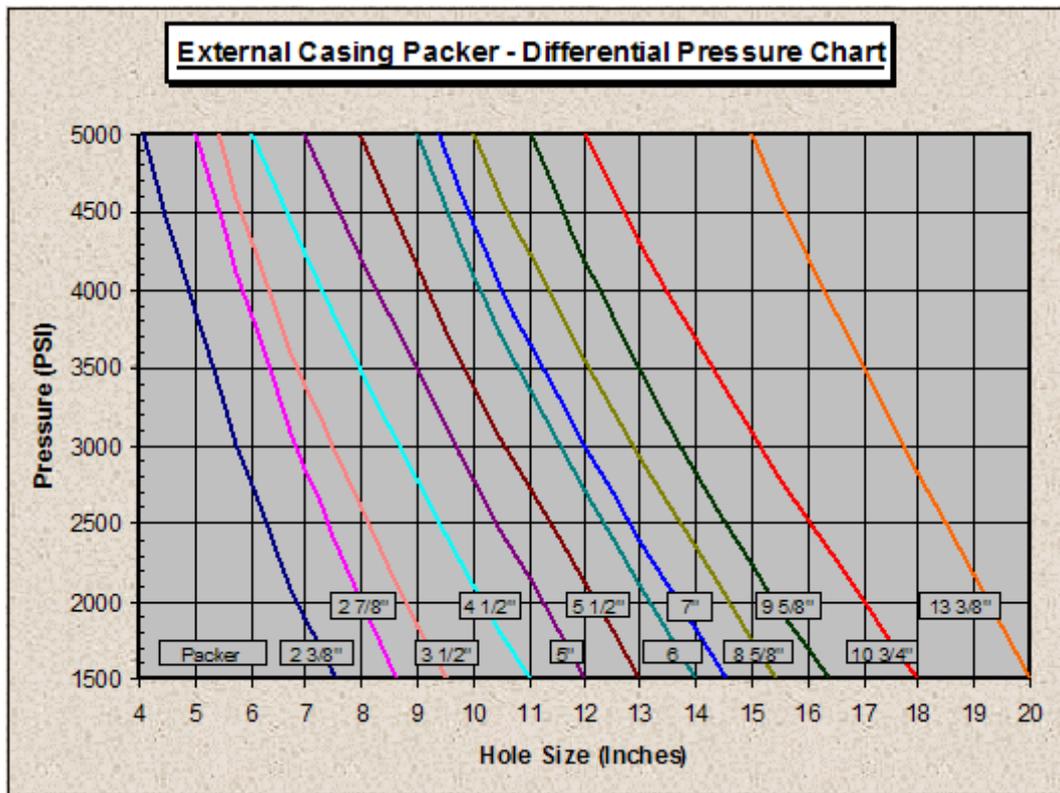


Fig.41: Estimation de la pression différentielle de l'ECP.

IV.7.2. Equipements

En plus des contrôles habituels relatifs à l'opération tubage - cimentation, il faut s'assurer que :

- ✓ Le filetage du packer correspond à celui du tubage.
- ✓ Vérifier l'état du filetage du packer.
- ✓ Le poids et le grade du packer correspondent à ceux du casing.
- ✓ La résistance du casing + équipements (anneau, sabot) est suffisamment élevée pour permettre le gonflage du packer.
- ✓ Disponibilité des deux bouchons de séparation de laitier du packer.
- ✓ La Shear Valve "SV" est convenablement tarée.
- ✓ La Pressure Contrôle Valve "ICV" est convenablement tarée.
- ✓ Au moment de la descente, retirer l'emballage (protection) de la garniture du packer.
- ✓ Prévoir l'installation de centreurs au-dessus et en dessous du packer.

Si le packer n'est pas muni d'un manchon, prévoir un pup joint pour sa manutention.

V.1. Cimentation du packer ECP

En partant du TD vers la surface, les principaux objectifs de la cimentation dans cette phase sont :

- ✓ Fournir un support pour le casing.
- ✓ Isoler le sénonien salifère de l'albien.
- ✓ Protéger le tubage contre la corrosion due aux fluides contenus dans les couches traversées.
- ✓ Fournir une base étanche aux équipements de contrôle et de sécurité installés en tête de puits.
- ✓ Assurer le gonflage de l'ECP.

V.1.1. Equipements pour la cimentation

Exiger les équipements suivants pour la cimentation de la colonne 13^{3/8} et le gonflage du packer :

- ✓ Un Batch Mixer pour contenir tout le volume du laitier de ciment.
- ✓ Un bac gradué afin de stocker tout le volume de boue pour la chasse par l'unité de cimentation.
- ✓ Une Unité de Cimentation.

Tous les accessoires (silos, compresseurs, etc) permettant de réaliser l'opération.

V.2. Déroulement et calcul de la cimentation

V.2.1. Déroulement de la cimentation

Pour la cimentation primaire l'opération nécessite les tâches suivantes :

1 - Effectuer les opérations électriques en incluant un caliper pour déterminer le positionnement du packer dans le découvert.

Le diamètre du trou à l'endroit du packer doit permettre un tarage ICV (vanne de fermeture) suffisamment élevé pour contrebalancer la pression de l'effluent de la zone à isoler plus une sécurité de 500 psi.

2 - S'il y a risque d'incompatibilité entre le Knock-off plug et le premier bouchon de cimentation qui passe à travers le Packer, enlever le Knock-off plug en surface.

3 – Descendre le tubage en incorporant le Packer à la côte prédéterminée. Les deux filetages du Packer doivent être vissés au pup joint et bloqués au même couple que celui du casing. Installer deux centreurs: un au-dessous et un au-dessus du Packer. Enlever la protection de

l'élément gonflable sur le plancher.

4 - Lorsque la colonne du casing est au fond, le packer doit être bien positionné dans le découvert.

5 - Tester les lignes de surface à 5000 psi pour avoir une conduite normale des opérations de cimentation.

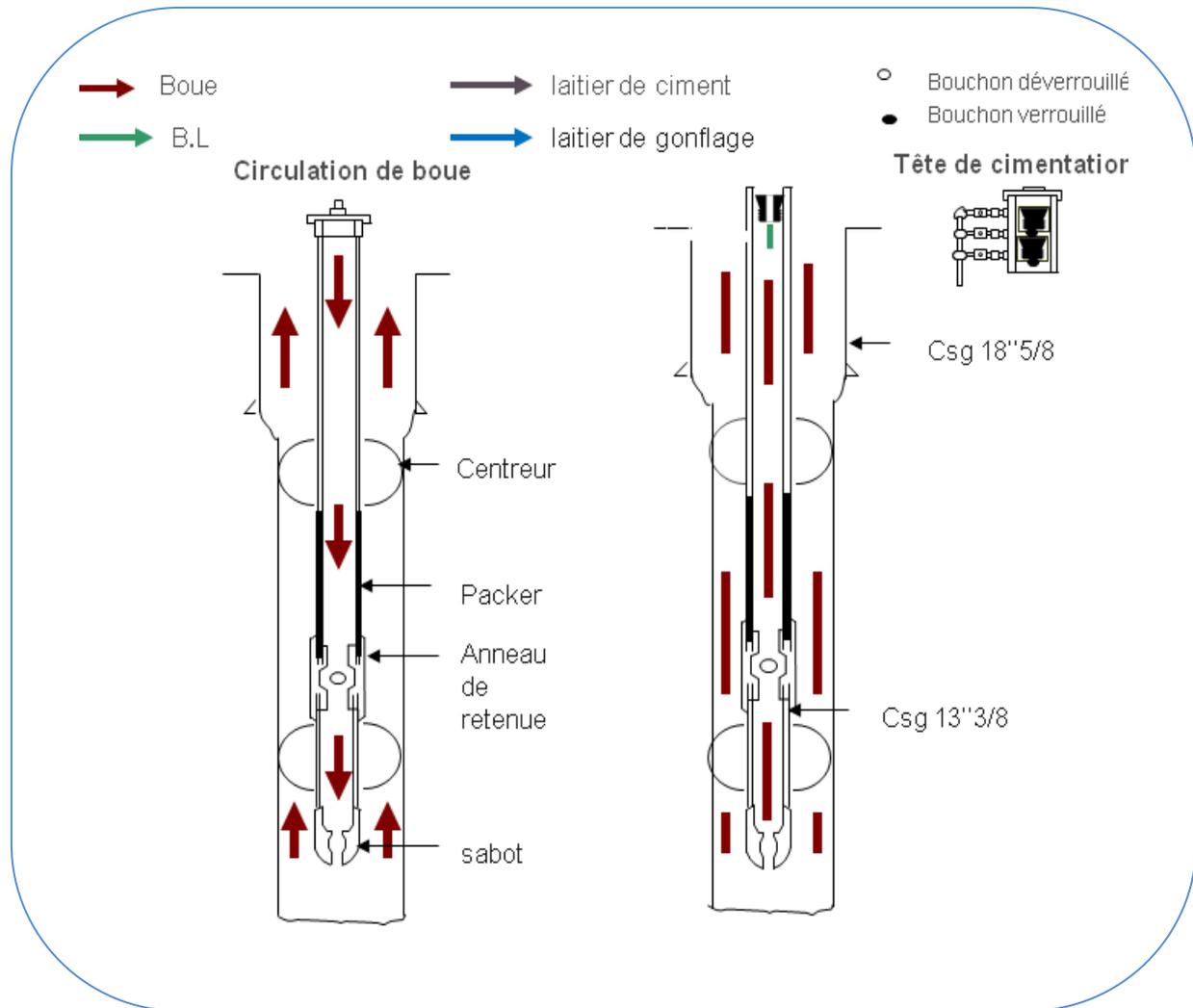


Fig.42: Procédure de la cimentation en présence du packer.

6 - Pomper le bouchon laveur de volume V et de densité d, avec un débit Q.

7 - Libérer le bouchon inférieur.

8 - Charger les deux bouchons de chasse et de séparation du laitier du Packer dans la tête de cimentation. Sachant que le bouchon de chasse c'est le premier bouchon de séparation de laitier de gonflage.

9 - La tête de cimentation, selon le programme de forage, nous permet de :

- ✓ Pomper les deux laitiers de ciment de la cimentation primaire (lead slurry et tail

slurry) conformément au programme avec un débit Q.

- ✓ Libérer le bouchon de chasse (1^{er} bouchon de séparation du laitier de gonflage de Packer), bien s'assurer du départ du bouchon.
- ✓ Pomper le volume de laitier de gonflage du packer Vg. Le volume de remplissage requis doit permettre le remplissage du packer.
- ✓ Libérer le deuxième bouchon de séparation du packer pour éviter la contamination du laitier par le fluide de chasse.

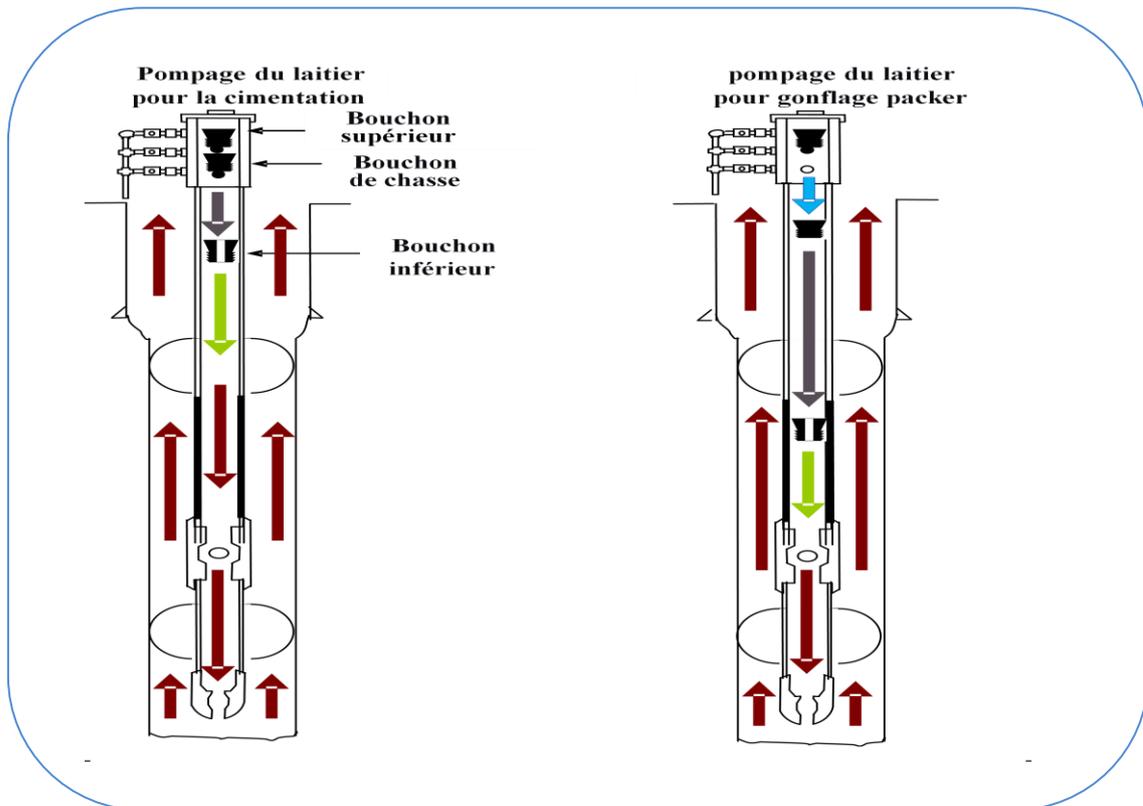


Fig.43: Pompage de laitier de cimentation et de gonflage.

10 - Chasser le laitier à débit normal (suivant le programme de cimentation). Avec l'unité de cimentation. Réduire le débit de chasse à moins de 150 l/mn.

11 - Après l'arrivée du bouchon de chasse sur l'anneau, augmenter la pression de +/- 500psi. Maintenir cette pression durant quelques minutes, contrôler qu'il n'y a pas de fuites en surface. Noter le volume dans le bac d'aspiration de l'unité de cimentation.

12 - Ouvrir la Shear Valve "SV" en remontant en pression progressivement jusqu'à la rupture de la goupille de cisaillement. Arrêter la pompe et observer la chute de pression indiquant que la vanne est ouverte et que le Packer est en train de se remplir.

La pression théorique nécessaire pour ouvrir SV est égale à la pression d'égalisation au

Packer plus le tarage de la Shear Valve "SV".

13 - Continuer le remplissage du Packer par séquences et progressivement en répétant l'opération autant de fois que nécessaire jusqu'à la stabilisation de la pression de gonflage. (Voir courbe d'évolution des pressions).

Si possible, maintenir la pression durant le gonflage inférieure de 200 psi par rapport à la pression de fermeture du Packer.

Vérifier pendant la séquence de gonflage le volume pompé.

14 - Monter en pression jusqu'à la pression finale de gonflage calculée. Cette pression est, théoriquement, égale à la pression d'égalisation au Packer plus le tarage de la Control Valve "ICV". Cette pression est nécessaire pour fermer l'ICV.

Pour s'assurer de la fermeture du Packer, rajouter 200 psi supplémentaires par rapport à la pression théorique.

15 - Maintenir cette pression 5 à 10 minutes.

16 - Purger en surface jusqu'à la pression au point 2 (voir la courbe d'évolution des pressions). Noter le volume dans le bac, en déduisant le volume absorbé par le packer en comparant les niveaux. Comparer ce volume (réellement absorbé) avec le volume théorique calculé.

17 - Relâcher la pression progressivement à zéro.

18 - Quand la pression est nulle, la SV devient verrouillée et assure la fermeture totale du packer.

19 - Fin de l'opération.

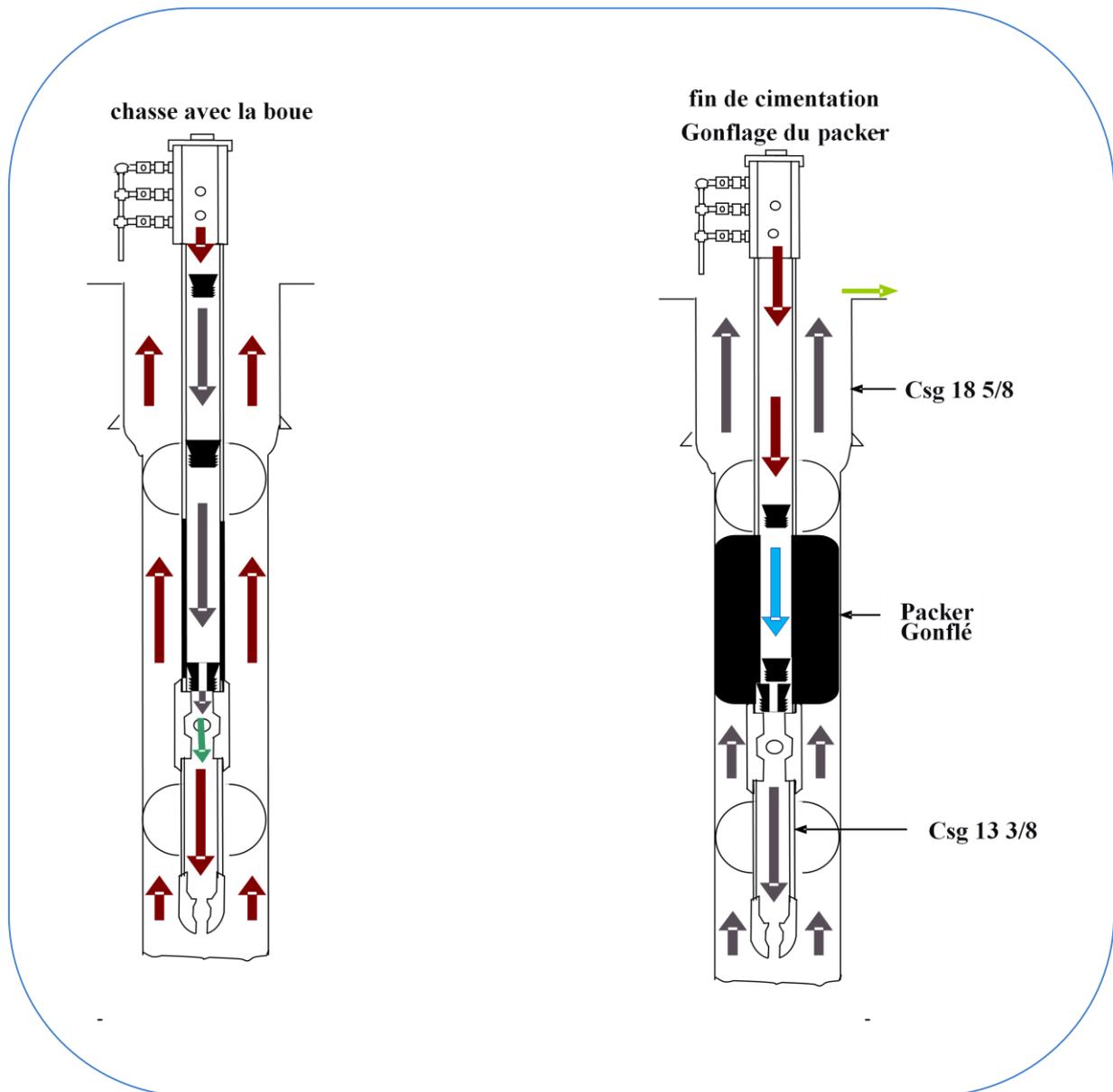


Fig.44: La chasse du laitier et gonflage du packer.

V.2.2. Calcul du packer du l'ECP 13 3/8 "

Pour établir les calculs de la cimentation on doit disposer des données suivantes :

- ✓ Diamètre et profondeur du puits et la hauteur à cimenter ;
- ✓ Diamètre intérieur et extérieur de la colonne à cimenter ;
- ✓ Densité de boue et de laitier de ciment ;
- ✓ Température de fond ;
- ✓ Côte du sabot de la colonne précédente si elle existe ;

- ✓ Cote d'ancrage du packer.

Dans ce cas, on doit calculer :

- ✓ Volumes et débits d'injection du laitier utilisé ;
- ✓ Volume et débit du bouchon laveur (spacer) ;
- ✓ Volume et débit de refoulement de la boue de chasse ;
- ✓ Temps d'injection et de chasse.

V.2.2.1. Données de départs

Le programme de forage du puits OKS# 37 prévoit l'incorporation d'un packer ECP 13"3/8 – 4.79 m dans la colonne 13" 3/8 pour isoler le Sénonien Salifère des réservoirs aquifères sous-jacents.

Données du puits:

- ✓ Dernier csg : 18"5/8 à 320 m
- ✓ Casing prévu : 13"3/8 68# N80 BTC.
- ✓ Cote Packer prévue à 799,41 m dans le Cénomanién.
- ✓ Diamètre moyen du trou à l'endroit prévu pour l'ancrage : 16" 1/4(d'après le Caliper).
- ✓ Gradient de fracturation du Cénomanién $G_{frac} = 2$.

V.2.2.2. Programme de cimentation

- ✓ **10 m³** (63 bbl) de bouchon laveur, $d=1.35sg$, $Q= 5bbl/min$
- ✓ **21.3 m³** (134 bbl) de laitier Lead, $d=1.58sg$
- ✓ **24.67 m³** (218bbl) de laitier Tail, $d=1.90sg$
- ✓ **3 m³ (9bbl)** de laitier de gonflage du packer ECP, $d=1.9sg$, $Q=5bbl/min$
- ✓ Volume total de la chasse= **60,32 m³**
 - **57.24 m³** de boue, $d= 1.3sg$, $Q= 5bbl/min$
 - **3.08 m³** eau $Q= 2.5 bbl/min$
- ✓ Densité équivalente Albien = 1.16 à 1006 m.
- ✓ Densité boue 1.30.

V.2.2.3. Détermination du volume de laitier de gonflage

Le volume de laitier doit couvrir environ de 40 mètres de casing en plus du volume de remplissage de la membrane du packer (entre les deux bouchons de séparations).

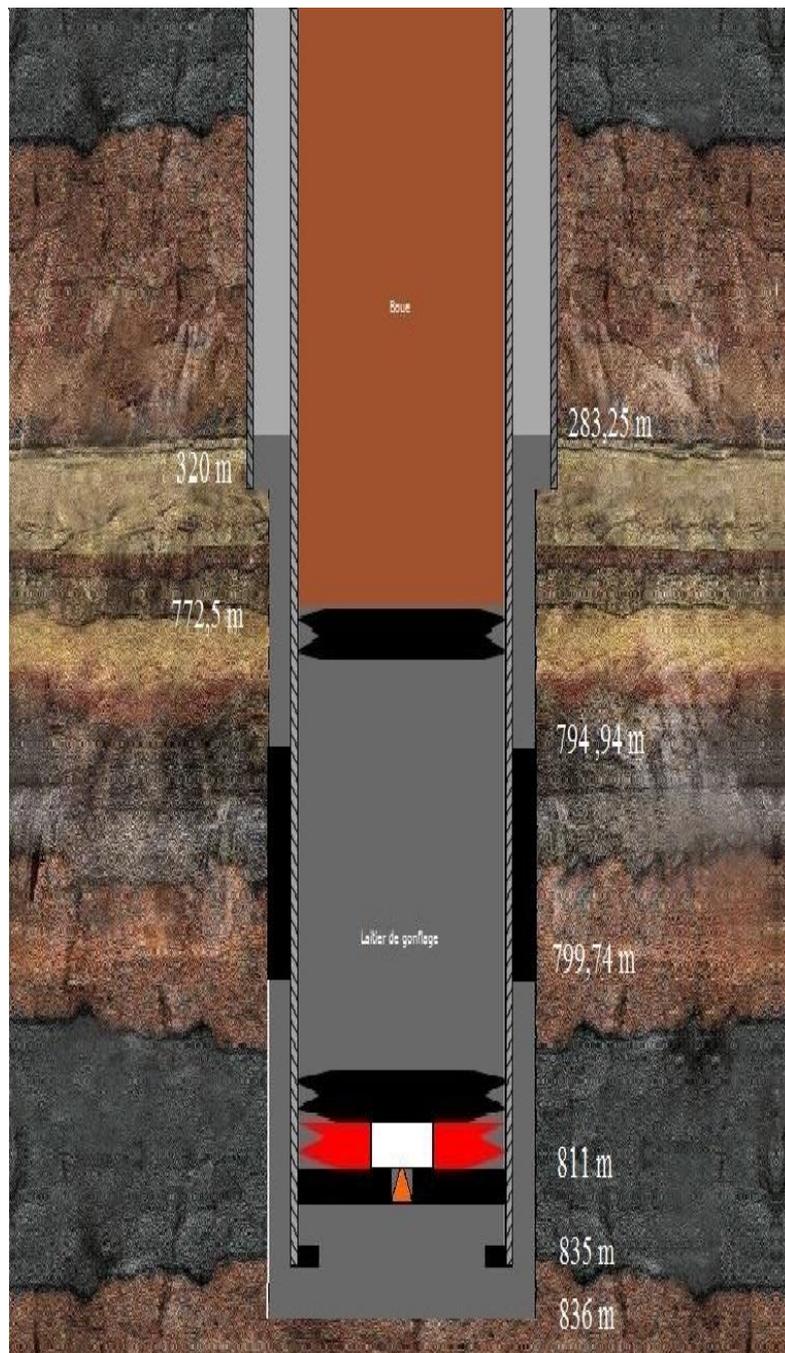


Fig.45 : Programme de cimentation.

Volume total de laitier de gonflage $V_g = 3 \text{ m}^3$.

V.2.2.4. Tarage SV

La Knock-off plug sera enlevée en surface à cause de l'incompatibilité éventuelle avec le premier bouchon de cimentation (risque de ne pas avoir de l'étanchéité entre le bouchon et l'anneau).

Le tarage de SV dépend de la pression max. attendue durant la cimentation, cette pression max. attendue est celle du test du casing après la fin de la cimentation, elle est de 1000 psi, à laquelle il faut ajouter une sécurité de 500 psi.

Pour cisailer la goupille et ouvrir la SV, il faut monter en pression en surface jusqu'à P_{sv} , tenant compte la pression d'éclatement du casing :

$$\checkmark P_{sv} < 80 \% P_{eclat} .$$

(P_{sv} est la pression à appliquer en surface pour ouvrir la SV)

$$P_{sv} = \Delta P + \text{tarage SV};$$

ΔP : Pression différentielle au packer

$$\Delta P = P_{ext} - P_{int} \quad (P_{ext}, P_{int} : \text{pression extérieure et intérieure du casing})$$

$$= (515 \times 1.9 + 283.25 \times 1.58) / 10.2 - (27.24 \times 1.9 + 772.5 \times 1.3) / 10.2$$

$$= 36.55 \text{ bar} = 530.11 \text{ psi. Soit } \Delta P = 530 \text{ psi.}$$

- ✓ 283.25 m: hauteur du laitier 1.58 (en considérant le découvert bien calibré).
- ✓ 515 m: hauteur du laitier 1.90 (en considérant le découvert bien calibré).
- ✓ 27.24 m: hauteur du laitier 1.90 au-dessus du Packer à l'intérieur du casing.
- ✓ 772.5 m: hauteur de la boue 1.30 au-dessus du Packer à l'intérieur du casing

V.2.2.5. Tarage ICV

Le tarage ICV doit répondre aux critères suivants:

✓ Piéger une pression suffisamment élevée à l'intérieur de la membrane du Packer, permettant d'assurer une étanchéité parfaite contre les eaux de l'albien ayant une densité équivalente de 1.16.

- ✓ Etre compatible avec la résistance du csg et des équipements.
- ✓ $P_{tg} < P_{frac}$ (Cénomaniens).

Pour cisailer la goupille et fermer l'ICV, il faut monter en pression en surface jusqu'à P_{icv} , tenant compte la pression d'écrasement du casing :

✓ $P_{icv} < 80 \% P_{ecr}$ (casing).

$$P_{icv} = \text{Tarage ICV} + \Delta P;$$

$$\text{Pression de frac.} = G_{\text{frac}} \times h / 10.2$$

$$P_{\text{pore}} = 1600 \text{ psi à } 799.74 \text{ m}$$

$$P_{tg} = P_{icv} + P_{\text{hyd.csg}} = (\Delta P + \text{tarage icv}) + P_{\text{hyd.csg}}$$

$$\text{Tarage icv max} = P_{tg \text{ max}} - (\Delta P + P_{\text{hyd.csg}})$$

(P_{icv} est la pression à appliquer en surface pour fermer l'ICV)

$$P_{tg \text{ max}} = P_{\text{frac}} = 3000 \text{ psi}$$

$$\text{Tarage icv max} = 3000 - (530 + P_{\text{hyd.csg}})$$

$$P_{\text{hyd.csg}} = (27.24 * 1.9) + (772.5 * 1.3)$$

$$P_{\text{hyd.csg}} = 1056 \text{ psi}$$

$$\text{Tarage icv max.} = 1414 \text{ psi.}$$

Le packer ECP qui a été livrée vers le chantier TP 184 avait les tarages suivants :

- ✓ Tarage SV : 875 psi.
- ✓ Tarage ICV : 875 psi.

Le superviseur de sonatrach fait un autre tarage sur le packer par les pressions suivantes :

- ✓ Tarage SV : 1250 psi.
- ✓ Tarage ICV : 850 psi.

D'où :

- ✓ $P_{sv} = \text{tarage} + \Delta P = 1250 + 530 = 1780 \text{ psi.}$
- ✓ $P_{icv} = \text{tarage icv} + \Delta P = 850 + 530 = 1380 \text{ psi.}$

D'après le formulaire : csg 13^{3/8} 68# N80

✓ $P_{eclat} = 34.6 \text{ Mpa} = 5017 \text{ psi}$.

✓ $P_{ecr} = 15.6 \text{ Mpa} = 2262 \text{ psi}$.

$P_{icv} < P_{sv} < 80 \% P_{eclat}$, conditions vérifiées.

V.2.2.6. Courbe d'évolution des pressions

L'évolution de la pression durant le gonflage du packer est représentée par la courbe suivante :

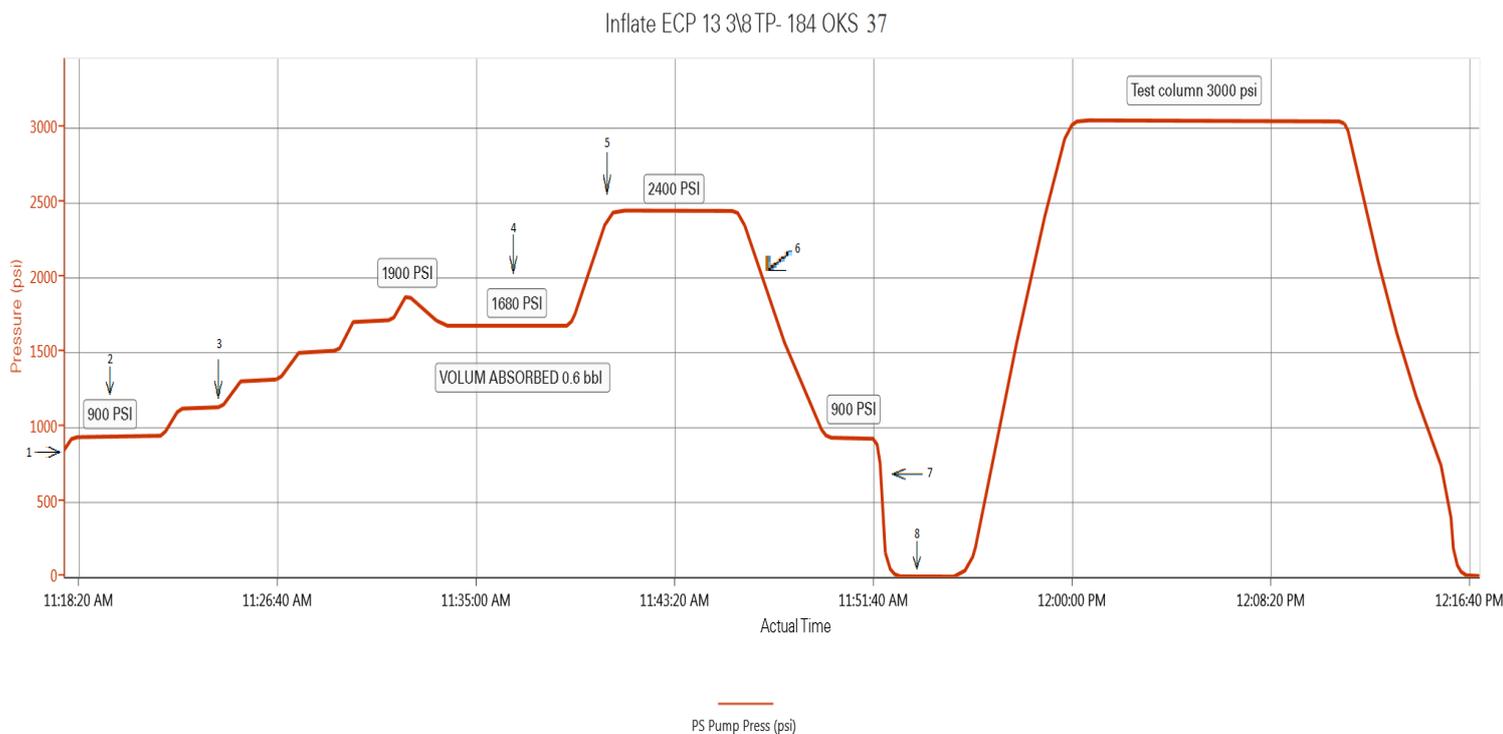


Fig. 46 : Courbe d'évolution des pressions.

V.2.2.7. Analyse de la courbe

La signification des différentes phases représentées sur la courbe :

1 : Fin de chasse de la cimentation primaire.

2 : Augmentation de pression à 900 psi et contrôle des fuites, et maintien de cette pression 5min (on note le niveau des bacs de l'unité de cimentation).

3 : Augmentation de pression par palier de 200 psi (2bbl/min) jusqu'à la chute de pression qui indique le cisaillement des shear pins et par conséquent l'ouverture de SV à 1780 psi.

4 : Stabilisation de la pression et gonflage du packer.

5 : Augmentation de la pression pendant 5 min jusqu'à 2400 psi pour la confirmation du gonflage du packer.

6 : Purge jusqu'à 900 psi et laisse la pression stable pendant 5 min et la déduction du volume de gonflage.

- Pendant la purge de pression on passe par la pression de fermeture de l'ICV (Picv=1380psi) à cette pression les shear pins cisailent et la vanne de fermeture déplace vers le haut fermant alors le passage du laitier de gonflage vers l'élément gonflable.

7 : Purge la pression à zero pour activer le lock système c'est à dire le verrouillage de la vanne d'ouverture.

8 : Fin de l'opération.

V.2.3. Calcul des volumes

Dans cette partie, nous proposons une application du calcul de cimentation pour la phase 16"x 13"^{3/8}.

V.2.3.1. Volume du laitier de ciment

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

V_1 : volume espace annulaire

$$V_1 = V_{11} + V_{12}$$

V_{11} : volume casing-casing ($13''^{3/8} - 18''^{5/8}$)

D'après le FF : D17-P213 :

Le volume unitaire $V = 69.08$ l/m

$$V_{11} = 320 \times 69.08 \times 10^{-3} = 22.10 \text{ m}^3$$

V_{12} : volume trou-casing ($16'' - 13''^{3/8}$)

D'après le FF : D15-P211 :

Le volume unitaire $V=39.07$ l/m

$$V_{12}= 515 \times 39.07 \times 10^{-3} \times 1.4$$

$$V_{12}= 28.17 \text{ m}^3$$

$$V_1=V_{11}+V_{12}=22.10+28.17=50.27 \text{ m}^3$$

$$V_1=50.27 \text{ m}^3$$

V_2 : volume du laitier au dessous du sabot

D'après le FF : D4-P200 :

Le volume unitaire $V=129.72$ l/m

$$V_2= 1 \times 129.72 \times 10^{-3} \times 1.4 = 0.182 \text{ m}^3$$

V_3 : volume intérieur casing $13^{3/8}$ du

sabot -anneaux

D'après le FF : C69-P177 : volume

unitaire $V_{int}= 78.10$ l /m

$$V_3=78.10 \times 24 \times 10^{-3} = 1.87 \text{ m}^3$$

V_4 : Volume du laitier de gonflage du packer.

$$V_4= 3 \text{ m}^3$$

$$V=V_1+V_2+V_3+V_4= 50.27 + 0.182 + 1.87 + 3 = 55.32 \text{ m}^3$$

a. Volume du laitier de densité 1.58

Le volume du laitier 1.58 pompé dans le trou pour la cimentation est 21.3 m^3

Alors la quantité de laitier de densité 1.58 égale :

$$Q_1 = V_1 \times d_1 = 21.3 \times 10^3 \times 1.58 = 33654 \text{ Kg}$$

b. Volume du laitier de densité 1.9

Le volume du laitier 1.9 pompé dans le trou pour la cimentation est 24.67 m^3

Alors la quantité de laitier de densité 1.9 égale :

$$Q_2 = V_2 \times d_2 = 24.67 \times 10^3 \times 1.9 = 46873 \text{ Kg}$$

V.2.3.2. Quantité de ciment sec et Volume d'eau de mixage

Ils dépendent de la densité du laitier.

Connaissant la densité et le volume du laitier obtenu, on peut déterminer :

- ✓ La quantité de ciment sec ;
- ✓ Le volume d'eau nécessaire ;

a. Laitier de densité $d_1=1.58$

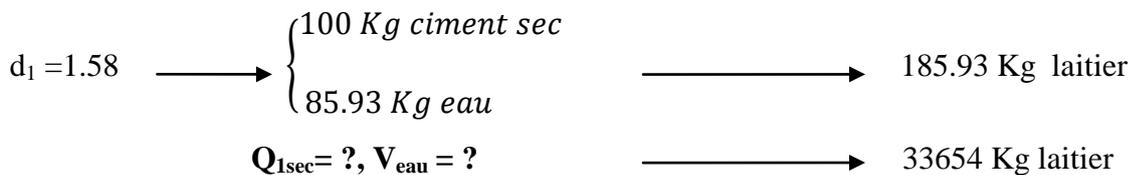
$$d = \frac{100 + E}{\frac{100}{3.15} + E} ;$$

d : La densité de laitier.

E : volume d'eau en litre.

$$E_1 = \frac{100(1 - \frac{d_1}{3.15})}{d_1 - 1} = \frac{100(1 - \frac{1.58}{3.15})}{1.58 - 1}$$

$E_1 = 85.93 \text{ l} / 100 \text{ Kg}$ du ciment sec.



- **La quantité du ciment sec :**

$$Q_{1\text{sec}} = (33654 \times 100) / 185.93 = 18.100 \text{ T}$$

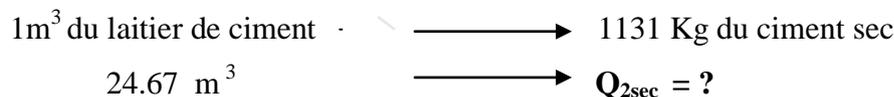
- **Le volume d'eau de mixage :**

$$Q_{\text{eau}} = (33654 \times 85.93) / 185.93 = 15.554 \text{ T} \quad \longrightarrow \quad V_{\text{eau}} = 15.554 \text{ m}^3$$

b. Laitier de densité $d_1=1.9$:

D'après le FF on a :

- **La quantité du ciment sec :**



$$Q_{2\text{sec}} = 27.901T$$

- **Le volume d'eau de mixage :**

$$\begin{array}{l} 1\text{m}^3 \text{ de laitier de ciment} \quad \longrightarrow \quad 641\text{L d'eau} \\ \quad \quad \quad 24.67 \text{ m}^3 \quad \quad \quad \longrightarrow \quad V_{\text{eau}} = ? \end{array}$$

$$V_{\text{eau}} = 15.813 \text{ m}^3 \text{ d'eau.}$$

V.2.3.3. Volume de chasse

$$V_{\text{ch}} = (V_u (68.00\#) \times L)$$

V_{ch} : Volume de chasse (m^3)

$V_u (68.00\#)$: Volume unitaire = 78.10 l/m

L : profondeur de la boue au dessus du bouchon superieur : L = 772.5

$$V_{\text{ch}} = 772.5 \times 78.10 \times 10^{-3}$$

$$V_{\text{ch}} = 60.332\text{m}^3$$

V.2.3.4. Débit d'injection de laitier :

Dépend de l'unité de cimentation 596 l/mn (5bbl/min)

V.2.3.5. Temps d'injection:

T_{inj} = volume de laitier / débit d'injection

$$\checkmark T_{\text{inj}} = 10.00 \times 10^3 / 596 = 16.78 \text{ min (bouchon laveur)}$$

$$\checkmark T_{\text{inj}} = 21.3 \times 10^3 / 596 = 35.74 \text{ min (lead slurry)}$$

$$\checkmark T_{\text{inj}} = 24.67 \times 10^3 / 596 = 41.39 \text{ min (tail slurry)}$$

$$\checkmark T_{\text{inj}} = 3 \times 10^3 / 596 = 5.03 \text{ min}$$

Temps d'injection total :

$$T_{\text{inj}} = 58.97 \times 10^3 / 596 = 98.94 \text{ min}$$

V.2.3.6. Temps de chasse

T_{ch} = volume de chasse / débit de chasse

$$\checkmark T_{\text{chasse}} = 57.24 \times 10^3 / 596 = 96.04 \text{ min (OBM Mud)}$$

$$\checkmark T_{\text{chasse}} = 3.08 \times 10^3 / 298 = 10.96 \text{ min (OBM Mud)}$$

Temps de chasse total :

$$T_{\text{chasse}} = 107 \text{ min}$$

V.2.3.7. Durée de cimentation

$$T = T_{\text{ING}} + T_{\text{CH}} = 98.94 + 107 = 205.94 \text{ min}$$

Taches	Vol (m ³)	Débit (l/min)	Temps (min)
Montage de ligne	---	---	35
Teste de ligne a 3000 psi	---	---	30
Pompage de spacer	10	596	16.78
Largage de bouchon inférieur	---	---	5
Mixage et pompage de laitier de tête	21.3	596	35.74
Mixage et pompage de laitier de queue	24.67	596	41.39
Largage du 1er bouchon séparateur	---	---	5
Mixage et pompage de laitier de gonflage de l'Ecp	3	596	5.03
Largage du 2eme bouchon séparateur	---	---	5
Chasse avec la boue	57.24	596	96.04
	3.08	298	10.96

Durée de l'opération : 4 heures 46 min

V.2.3.8. Calcul de la pression finale de refoulement (p_{ref})

La pression maximale prévisible en fin de refoulement est égale à la différence de la pression entre espace annulaire et l'intérieure du tubage.

$$P_{\text{ref}} = P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}$$

$$P_{\text{ref}} = (527.75 \times 1.9 + 283.25 \times 1.58) / 10.2 - (38.5 \times 1.9 + 772.5 \times 1.3) / 10.2$$

$$P_{\text{ref}} = 36.55 \text{ bar.}$$

$$P_{\text{ref}} = 530.11 \text{ psi}$$

V.3. Ancrage de la colonne 13"3/8

Une fois la prise du ciment est obtenue on procède à l'ancrage de la colonne de tubage

suivant les étapes ci-dessous :

- ✓ Enlever l'ancien BOP (l'annulaire).
- ✓ Démontez le Mud Cross, l'adapter (spacer).
- ✓ Mettre en place le Casing Head Housing (plaque de base) avec ces vannes latérales.
- ✓ Placer le spacer et le Mud Cross, mettre en place le BOP à double Blind Rams, Pipe Rams (5000 psi) et l'annulaire 3000 psi.
- ✓ Intercaler des joints tores entre les différents équipements composant la tête du puits pour assurer une étanchéité parfaite.

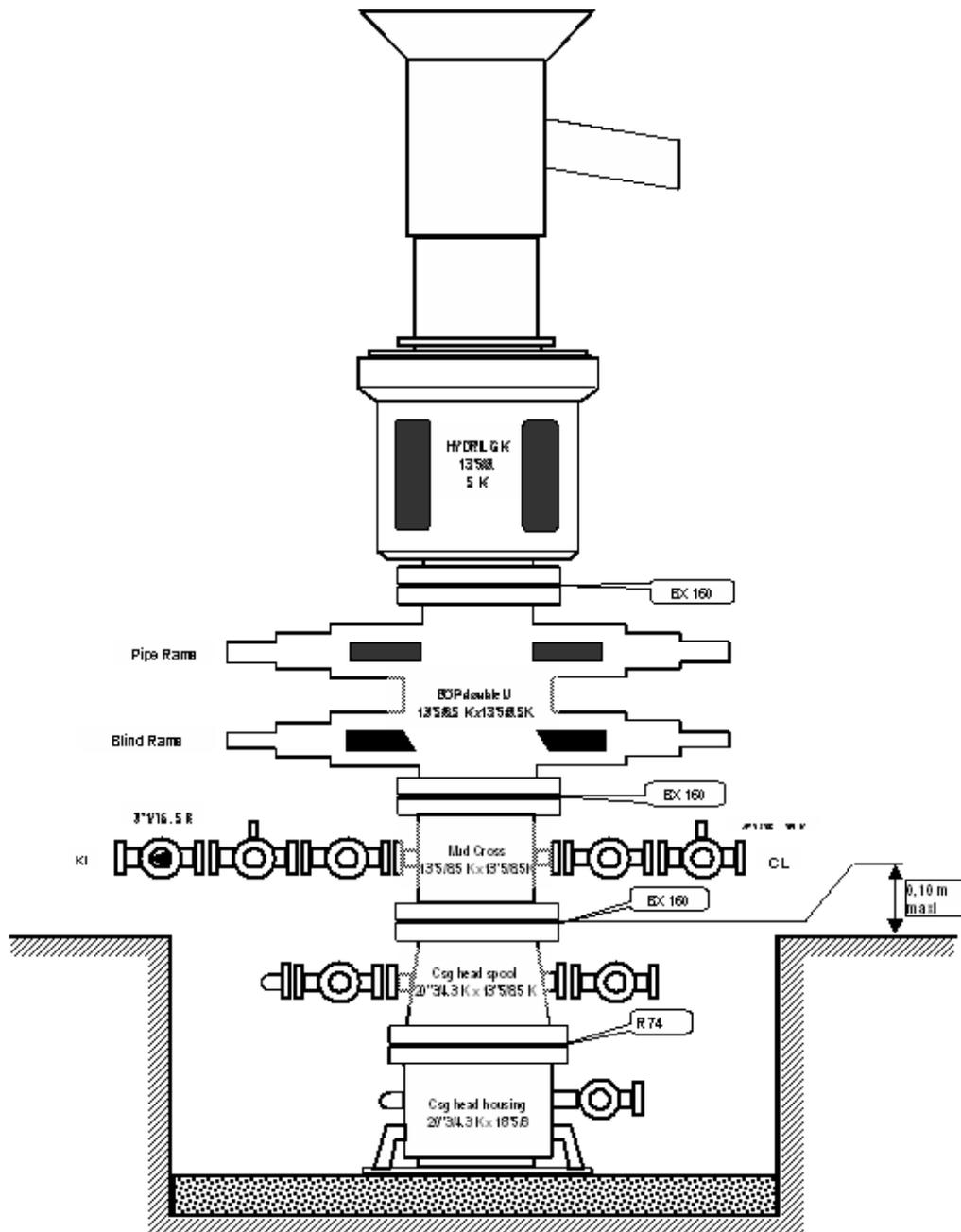


Fig 47 : Bop de la colonne 13''3/8

V.4. Contrôle et Évaluation de la cimentation

Malgré toutes les précautions et les mesures tenues en cours de forage et à la descente du tubage (l'utilisation des stabilisateurs, les centreurs, faire des circulations, choix du débit de pompage.etc). La probabilité d'obtenir une mauvaise cimentation reste toujours;

V.4.1. Contrôle :

Après avoir cimenté, il est nécessaire de vérifier :

1. La hauteur de ciment dans l'espace annulaire
2. La qualité de la cimentation
3. L'étanchéité du tubage et parfois de la cimentation du sabot.(3)

V.4.1.1. Contrôle de l'hauteur dans l'espace annulaire

La méthode la plus courante consiste à effectuer une thermométrie du trou, 6 à 12 heures après la cimentation.

La réaction exothermique de prise du ciment élève la température de la boue au voisinage du ciment. La lecture du diagramme doit permettre de :

- Déterminer la hauteur de ciment dans l'espace annulaire
- Préciser les zones de mauvaise cimentation.

Pour faire cette lecture, il est bon de caler le diagramme de thermomètre sur la courbe du diamètre effectué avant de descendre le tubage.

V.4.1.2. Contrôle de la qualité

Si la thermométrie donne quelques renseignements sur la présence ou non de zones polluées dans la cimentation, elle ne précise pas si le ciment adhère correctement aux parois du tubage. L'enregistrement CBL "Ciment Bond Log" permet de déterminer les zones de bonne et mauvaise cimentation.

V.4.1.3. Contrôle de l'étanchéité de tubage et de cimentation de sabot

Il est bon, après cimentation de vérifier l'étanchéité de la colonne cet essai se fait soit :

- Après l'arrivée du bouchon supérieur sur l'anneau.
- Après forage d'une partie du ciment et forage de 1 ou 2m au dessous du sabot.

V.4.2. Évaluation

Le «Cement Bond Log»(CBL) et le «Variable Density Log»(VDL) utilisent une pulse sonique omnidirectionnelle pour mesurer la moyenne radiale de la gaine de ciment.(2).

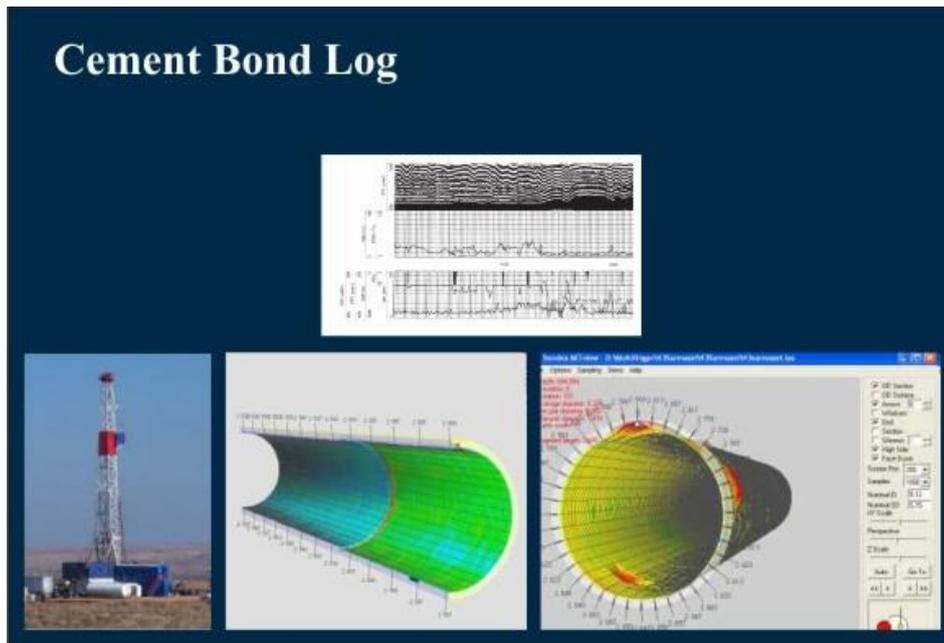


Fig.48: Cement Bond Log

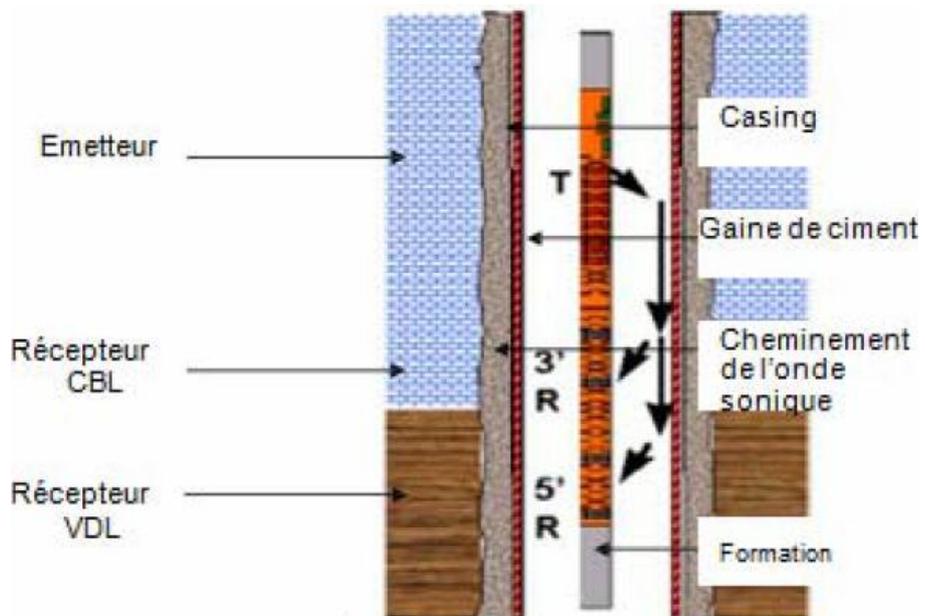


Fig.49: Outil CBL-VDL

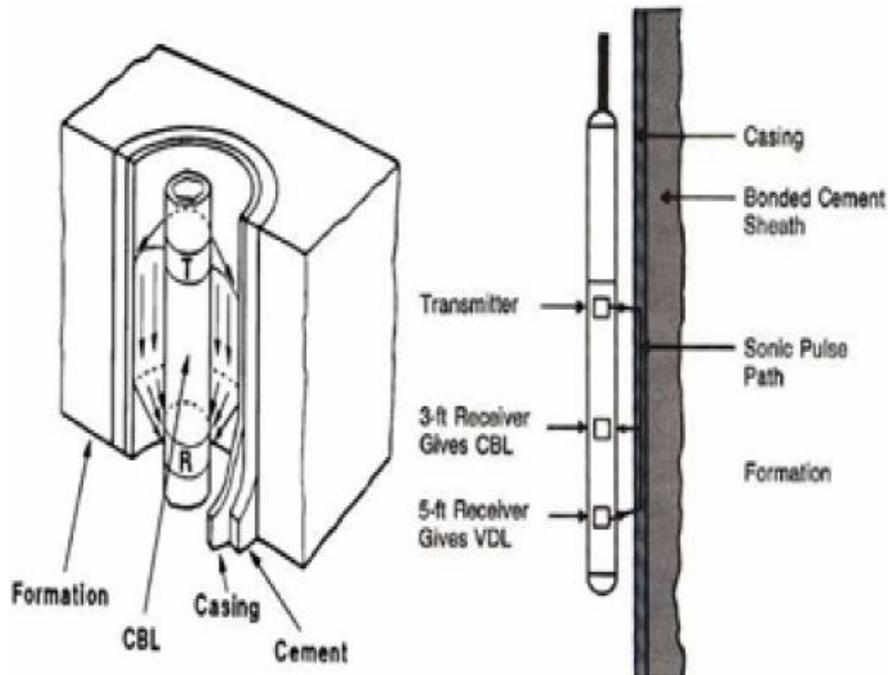


Fig.50: Outil CBL-VDL

Le gain de cimentation peut avoir plusieurs défauts.

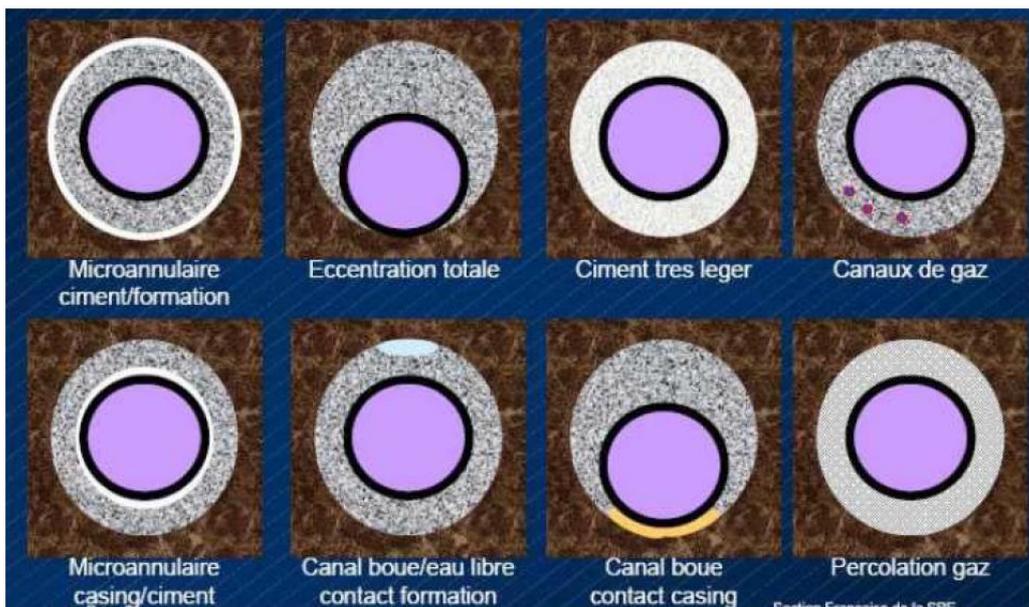


Fig.51: gain de cimentation

- **Mesure de l'amplitude et du temps de transit**

L'amplitude d'une onde acoustique diminue lors de son cheminement dans le milieu qu'elle traverse. Cette atténuation est en fonction des propriétés élastiques du milieu. Sa mesure est appliquée à la détermination de la qualité de cimentation d'un tubage.

Principe

Un train d'onde de fréquence variant entre 15000 et 30000 Hz selon les appareillages est périodiquement généré par un émetteur.

Cette onde traverse la boue, passe dans le tubage, le ciment et la formation si ces divers milieux sont couplés acoustiquement, puis elle est détectée par un récepteur qui se trouve sur le corps de l'outil (généralement à 3ft de l'émetteur).

Les vitesses des différentes ondes émises et créées, lors des passages successifs d'un milieu à un autre, sont fonction des caractéristiques physiques du milieu et du type d'onde. L'énergie acoustique voyageant le long du tubage se propage plus rapidement que les ondes de formation, elles-mêmes plus rapides que les ondes de boue.

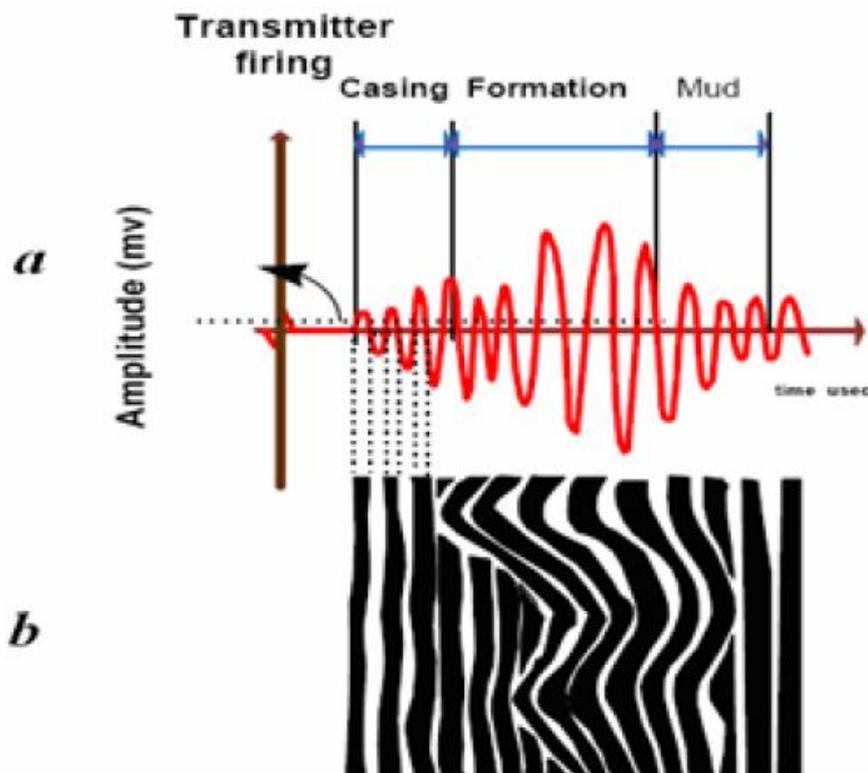


Fig.52: Enregistrement d'un train d'onde

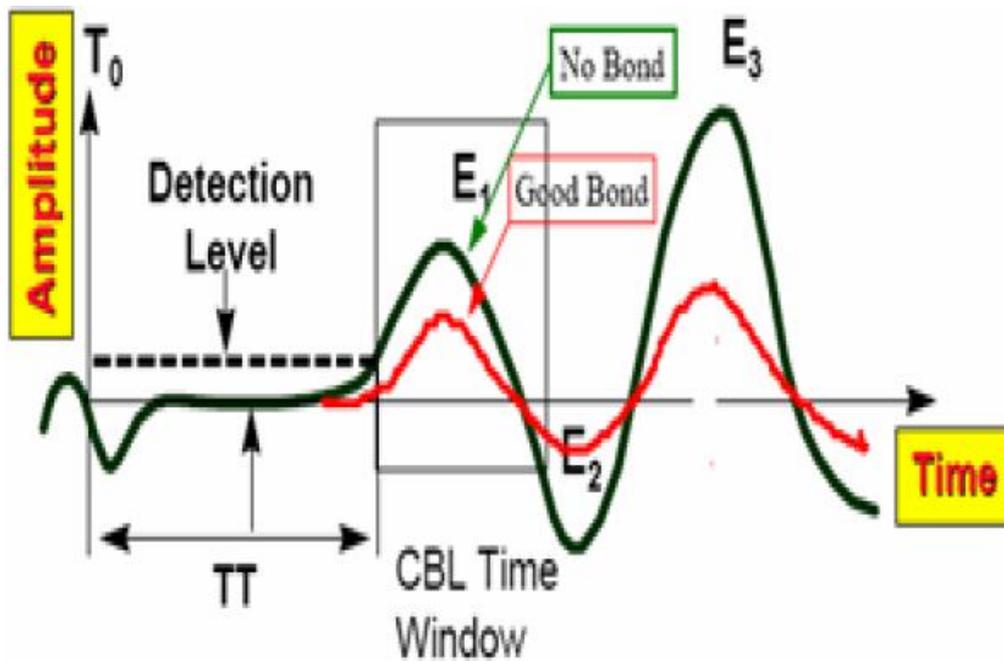


Fig.53: Diagramme de cimentation.

La détection de la première arrivée se fait suivant le même principe que celui de la mesure du temps de propagation d'une onde acoustique dans une formation, par un seuil minimum d'énergie détectable. L'amplitude de cette première arrivée (généralement l'onde de tubage) est mesurée par positionnement d'une fenêtre (E1).

Cette diagramme est appelé couramment CBL ; elle permet d'étudier et de quantifier la qualité de la cimentation

V.4.3. Interprétation

Lorsque le casing est bien lié au ciment, les vibrations sont atténuées proportionnellement à :
 - L'aire de la surface liée (bonded)

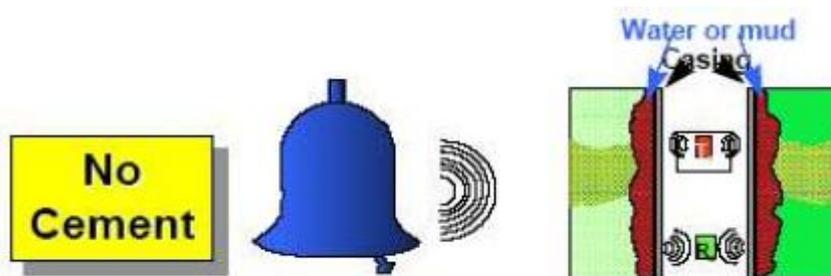


Fig.54: Pas de ciment

- Le compressive strength du ciment

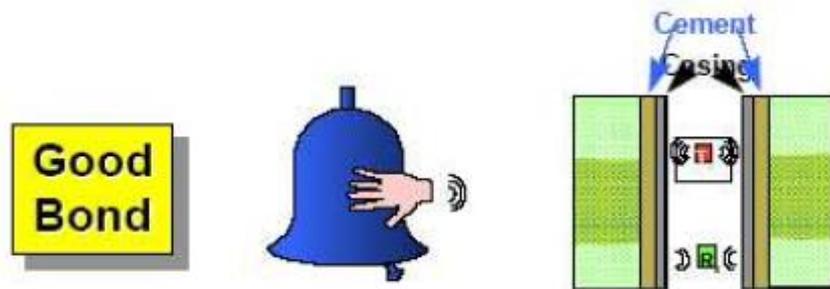


Fig.55: Good Bond

Dans le cas d'un tubage libre (non cimenté), toute l'énergie acoustique circule le long de l'acier ; il y a très peu d'atténuation de l'onde et l'amplitude du premier pic du signal est important.

Si le tubage est parfaitement cimenté, cette énergie se propage à travers le ciment jusqu'à la formation. L'onde tubage est alors très affaiblie.

Dans le cas d'un tubage mal cimenté, l'énergie se répartit entre le tubage et la formation.

La réussite d'une cimentation est l'objectif de mettre dans l'espace annulaire sans pertes et sur les hauteurs souhaités un volume de laitier qui après la prise, constituera une gaine de cimentation résistante et étanche.

V.5. Vue économique :

Le but principal de l'utilisation d'un packer ECP comme on a déjà cité ; est l'isolation du sénonien salifère des autres horizons aquifères sous-jacents (albien).

Cet outillage sécuritaire est utilisé malgré les frais supplémentaires découlant du coût de packer, de l'utilisation d'un troisième bouchon et de volume de laitier de gonflage.

L'exemple traditionnel pour exposer l'intérêt de ce packer est l'évaluation des dépenses attribuées pour la résolution du problème du puits OKN-32 on les comparant avec celles du packer.

Les solutions de maîtrise suivantes ont été examinées en terme d'applications possibles:

- Colmatage des parois du cratère : solution peu réaliste ;
- Reprise du puits par une barge : peu réaliste et coûteuse ;
- Injection d'un fluide lourd dans le cratère : irréalisable ;

- Pose d'un bouchon de ciment : mise au point difficile ;
- Fluide lourd au toit de l'Albien : volumes injectés sont énormes ;
- Ennoyage de la matrice de l'Albien (injection de silicates, ciments, résines, mousses).

La comparaison des frais dans les deux cas apparaissent clairement que les frais nécessaires pour la prévention (utilisation du packer) sont beaucoup moins que les interventions stériles qui ont pour secourir la zone où se manifeste ce problème. Enfin on peut dire que la conservation de l'environnement est incomparable avec tout prix.

Conclusion

Malgré tous les essais qui ont été mis en place pour cerner et solutionner le problème de l'effondrement du puits OKN-32 à Haoud Berkaoui, aucune résolution n'a abouti, suite à la consultation des photos satellite, prises au fil des 40 ans passés, nous démontrons malheureusement, une indication nette sur la dégradation vers une catastrophe écologique sur le site sinistré.

De ce fait, pour éviter des dégâts catastrophiques similaires à cet effondrement nous préconisons l'utilisation indispensable d'un packer ECP, afin d'isoler le sénonien salifère des autres horizons aquifères sous-jacents (albien)

La comparaison des frais entre les solutions de maîtrise qui ont été examinées pour la résolution du problème du puits OKN-32 et l'utilisation d'un ECP montre clairement que les frais nécessaires pour la prévention (utilisation du packer) sont beaucoup moins chères que les interventions stériles.

Donc l'incorporation du packer ECP représente la solution la plus efficace pour isoler les différentes couches à savoir:

- L'aquifère éruptif d'Albien du salifère.
- La zone à gaz aux autres couches sous-jacentes.

Enfin, pour arrêter la remontée d'eau d'albien ainsi que la migration du gaz, nous recommandons l'utilisation du packer ECP qui possède un gonflage contrôlé avec le ciment de gonflage, ce dernier fournit une haute pression qui génère une barrière annulaire permanente et assure un isolement dans les couches critiques que ce soit au niveau des puits verticaux ou au niveau des puits horizontaux.

Bibliographie

- 1. Le forage, JP Nguyen, Edition technip 1993.*
- 2. Formulaire de foreur, Edition technip 1989.*
- 3. Documents SONATRACH, Géologie de Haoud Berkaoui 2004.*
- 4. Formation GDF SONATRACH, M. Slimani & M. Daddou.*
- 5. Programme de forage du PUIITS OKS-37.*
- 6. Rapports journaliers du superviseur : OKS-37.*
- 7. Weatherford Completion Systems 2002.*
- 8. Weatherford ECP Manuel, 2005.*
- 9. Weatherford Bulldog Inflatable Annulus Casing Packer (ACP). 2005.*
- 10. Cours de technologie de Forage de Dr. MELLAK Abderrahmane.*
- 11. Cours ENSPM.*
- 12. TAM INTERNATIONAL Inflatable packers. 2012.*
- 13. World Oil Tools. External Casing Packer 2012.*

Annexe

Présentation de l'entreprise

1. Historique

L'entreprise nationale des travaux aux puits, ENTP, a été créée par décret N° 81/171 du 1^{er} août 1981, à l'issue de la restriction de SONATRACH/D.T.P,

L'ENTP devient opérationnelle à partir du 1^{er} janvier 1983. Elle se constitue en juin 1989 en entreprise publique économique "société par action S.P.A" au capital social de 2400.000.000DA son siège social est à HASSI MASSAOUD, ses activités s'étendent sur l'ensemble du territoire national dans le domaine de forage d'exploitation et de développement des gisements d'hydrocarbures, ainsi que, des puits producteurs d'huiles, gaz et d'eau.

Ayant capitalisée, une expérience de plus de 30 ans, L'ENTP est actuellement premier contractuel de forage avec un parc de 45 appareils.

2. Organigramme de l'entreprise de l'ENTP

- ❖ Un président directeur général.
- ❖ Quatre directeurs généraux adjoints (opération, développement, logistique, plan comptable de gestion)

2.1 Les divisions opérationnelles

Elles sont les deux divisions de forage : division de forage électrique DIFE, et division de forage mécanique DIFM.

La principale mission de ces deux divisions est de fournir des moyens de forage à l'industrie algérienne.

Aujourd'hui, le parc appareils de forage des deux divisions réunis s'élève à 45 appareils. L'ENTP a créé avec la compagnie allemande DEUTA une société mixte de forage «D.E.C.O».

2.2 Division hôtellerie «D.I.H.T»

La DIHT approvisionne plus de 60 centres de vie et camps de forage, le département ravitaillement et le département structures opérationnelles de la DIHT.

2.3 Division transport «DITR»

En fonction des programmes de forage établis par les deux divisions forage. La division transport et camps programme et réalise les opérations démontage, transport, montage des appareils et camps de forage «DTM».

Elle livre le gas-oil et des équipements lourds aux chantiers de forage. Le parc roulant de département est composé de 80 véhicules spéciaux «KENWORTH», 43 grues, 4 portes engins et 20 camions «Mercedes 6.6».

2.4 Division maintenance pétrolière «D.I.M.P»

Elle est chargée de fournir l'assistance mécanique, y compris la rénovation des appareils de forage et leurs équipements annexes (3^{ème}). La DIMP est composé de :

- ❖ Département maintenance équipements de forage.
- ❖ Département fabrication de gestion de stock.
- ❖ Département maintenance équipements spéciaux.
- ❖ Département rénovation camps de forage.

Le département maintenance des équipements de forage est chargé de faire les opérations de maintenance du 4^{ème} et 5^{ème} niveau sur les équipements de forage. Il se compose de quatre services et chaque service a ses propres ateliers.

A-Service méthodes et programmations des équipements de forage

Vers ce service convergent tous les problèmes techniques et d'organisation.

C'est à ce niveau que se traitent les informations relatives aux techniques utilisées aux moyens matériels et humains mis en œuvre. Ceci nous amène à une analyse préliminaire des tâches officiellement certifiées à ce service :

- ❖ Création des dossiers historiques des équipements.
- ❖ Elaboration des programmes d'intervention.

Ce service est composé de :

- ce cellule de réception technique : dont sont effectifs est reparti entre cadres, techniciens, ...etc.

B-Service maintenance des équipements de forage

Ce service assure les interventions de maintenance du 4^{ème} et 5^{ème} sur les équipements de forage tels que les pompes à boue, treuils, têtes d'injection, moufles fixes et mobiles, etc.

C'est-à-dire, les travaux importants de maintenance corrective, rénovation, reconstruction ou exécution des opérations importantes, il dispose de deux ateliers :

- Atelier mécanique équipement de forage (E.N 2) d'une superficielle de 4788 m² (72x66.5). Le nombre total de son personnel atteint 35 reparti entre chef d'atelier, CMP, CM, TS et ouvriers.

- Atelier chaudronnerie, son personnel atteint 30 entre différentes catégories.

C-Service maintenance des moteurs industriels

Chargé des opérations importantes de la maintenance corrective et les rénovations des moteurs diesel, ce service se compose de :

➤ Atelier des moteurs industriels : c'est là où se réalisent les opérations de révisions des moteurs EMD, Caterpillar, etc. et le changement de différents organes et pièces, son effectif atteint 30.

➤ Injection (Diesel) : son rôle est la réparation des pompes d'injection des moteurs. Pour cela il est doté d'un banc d'essai.

L'atelier moteur industriel, est doté d'une station de lavage qui assure le lavage et le nettoyage des équipements avant leurs réparations.

D- Service maintenance des équipements électriques

La maintenance de la partie électrique des moteurs est assurée par le service de maintenance des équipements électriques.

Ce dernier se compose de :

➤ Atelier maintenance des équipements électriques : composé de 7 personnes qui assure la réparation de la partie électrique tels que les circuits électriques, bobines, ... etc.

Atelier électromécanique : assure les réparations des bobines et le rembobinage. Son effectif est de l'ordre de 10 personnes.

HSE sur le chantier de forage

A. Général

- Vérifier que les nouveaux arrivants sont correctement informés sur les règles sécurité du site.
- Liste des personnes à contacter et numéros d'urgence. A tester dès que possible.
- Disponibilité su plan d'intervention – Contingency plan (sera consulté ultérieurement).
- Liste des sociétés et du personnel présent sur sonde.

B. Appareil de forage

- Rapport de visite sécurité maître d'œuvre.
Consulter dernier rapport de visite sécurité maître d'œuvre.
Vérifier les suites données (voir maître d'œuvre si besoin).
- Rapport de visite sécurité interne.
Consulter dernier rapport de visite sécurité interne.

Vérifier les suites données avec le chef mécano et le chef électricien.

- Registre d'entretien de l'appareil.

Consulter registre d'entretien interne.

Vérifier les suites données avec le chef mécano et le chef électricien.

- Contrôle visuel des élingues.
- Le rangement et l'apparence des élingues (exigence de fils cassés) sont de bons indicateurs sur la façon dont est gère ce matériel de levage, poste qui à lui seul représente près de 50 % des causes d'accidents.
- Zones classées.
Vérifier l'affichage du plan des zones classées.
- Visite magasin.
- La tenue du magasin est souvent très représentative de la qualité de la maintenance de l'appareil.
- Visite cuisine et sanitaires (propreté).
- Visite pharmacie.

Demande inventaire et vérifier quelques items ainsi que leur date limite d'utilisation.

La comparaison de la liste des médicaments recommandés avec l'inventaire sera à faire ultérieurement.

- Demander les qualifications de l'infirmier.
- Localisation et vérification des extincteurs.

Vérification de 1 ou 2 extincteurs (dates du dernier et du prochain contrôle).

- Vérification du stockage des bouteilles gaz.

C. Sociétés de services

- Testes de détecteurs de gaz (voir sociétés de Mud Logging pour échantillons de gaz étalon).
- Testes détecteurs H₂S et vérification de leur positions.
- Simuler une venue (action sur palette par exemple) en coordination avec le maître d'œuvre.
- Vérifier la réactivité des équipements : - contacteur de Forage.
- société de Mud Logging.

Vérifier la réaction du personnel concerné.

Vérifier que la communication Driller – Mud logging – Chef de chantier est simple et efficace.

D. Boue

- Stockage des produits nocifs (soude, ...).
Vérifier étiquetage et fiches descriptives.
- Demander les normes de rejets en vigueur pour :
 - Solides ;
 - Liquides.
- Comparaison dernier résultats d'analyse – Demande d'intervention si insuffisante.
Échantillonnage pour contre-analyse.
- Plan de l'installation de traitement – Vérification des différentes lignes de rejets.
Explication. On profitera de cette visite pour vérifier que le ou les opérateurs sont conscients des risques potentiels de pollution.
- Vérifier le système de récupération des huiles.
- Voir registre donnant nature, quantité et destination des différents déchets évacués.

E. Divers

- Localisation et état général des moyens de lutte incendie.
- Vérification du stockage des explosifs, si stockage sur chantier.

Programme de forage

1. Programme de BHA pour le puits Oks-37

➤ La phase 26"

ITEM	JOINTS	OD [IN]	ID (IN)	Connection
26" Tricone bit	1	26.00		7 5/8" Reg Pin + W/ Totco Ring
Bit sub	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Box x 7 5/8" Box
9.5" Shock Sub	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Pin x 7 5/8" Box
9.5" pony Collar	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Pin x 7 5/8" Box
9.5" Drill Collar	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Pin x 7 5/8" Box
Stabilizer 15/16"	25	23.93	3.00	7 5/8" Reg Pin x 7 5/8" Box
9.5" Drill Collar	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Pin x 7 5/8" Box
XO	1	9.50	3.00	7 5/8" Reg Pin x 6 5/8" Reg Box
8" Drill Collar	12	8.00	2.81	6 5/8" Reg Pin x 6 5/8" Reg Box
XO	1	8.00	2.81	6 5/8" Reg Pin x 4" IF Box
5" HWDP	6	5.00	3.00	4" IF Pin x 4" IF Box
DP	Xx	5.00	3.25	4" IF Pin x 4" IF Box

Tableau 1: Programme BHA de la phase 26"

➤ La phase 16''

ITEM	JOINTS	OD [IN]	ID	Connection
16'' PDC bit	1	16''		7 5/8'' Reg Pin
Short neck NB Stabilizer 15''15/16	1	15.94	3.00	7 5/8'' Reg Box x 7 5/8'' Box
9''1/2 Short Drill Collar	1	9.50	3.00	7 5/8'' Reg Pin x 7 5/8'' Box
Stabilizer 15''15/16	1	15.94	3.00	7 5/8'' Reg Pin x 7 5/8'' Box
9''1/2 Drill Collar	1	9.50	3.00	7 5/8'' Reg Pin x 7 5/8'' Box
Stabilizer 15''15/16	1	15.94	3.00	7 5/8'' Reg Pin x 7 5/8'' Box
9.5'' Drill Collar	3	9.50	3.00	7 5/8'' Reg Pin x 6 5/8'' Reg Box
XO	1	9.50	3.00	6 5/8'' Reg Pin x Box
8'' Drill Collar	15	8.00	2.81	6 5/8'' Reg Pin x Box
8'' Hydraulic jar	1	8.00	3.00	6 5/8'' Reg Pin x Box
8'' Drill Collar	2	8.00	2.81	6 5/8'' Reg Pin x 4'' IF Box
XO	1	8.00	2.81	4'' IF Pin x 4'' Box
5'' HWDPs	06	5.00	3.00	4'' IF Pin x 4'' Box
DP	xx	5.00		4'' IF Pin x 4'' Box

Tableau 2: Programme BHA de la phase 16''

➤ La phase 12''^{1/4}

ITEM	JOINTS	OD [in]	ID	Connection
12 1/4'' PDC Bit	1	12.25		6''5/8 Reg Pin
NB Stabilizer 12 3/16''	1	12.19	3.00	6''5/8 RegBox X 7''5/8RegBox
9 1/2 '' Short Drill Collar	1	9.50	3.00	6''5/8 RegPin X 7''5/8RegBox
Stabilizer 12 3/16''	1	12.19	3.00	7''5/8 RegPin X 7''5/8RegBox
9 1/2 '' Drill Collar	1	9.50	3.00	7''5/8 RegPin X 7''5/8RegBox
Stabilizer 12 3/16''	1	12.19	3.00	7''5/8 RegPin X 7''5/8RegBox
9 1/2 '' Drill Collar	2	9.50	3.00	7''5/8 RegPin X 7''5/8RegBox
XO	1	9.50	2.81	7 5/8RegPin X 6 5/8RegBox
8'' Drill Collar	9	8.00	2.81	6 5/8RegPin X 6 5/8RegBox
8'' Hydraulic jar	1	8.00	2.75	6 5/8RegPin X 6 5/8RegBox
8'' Drill Collar	2	8.00	2.81	6 5/8RegPin X 6 5/8RegBox
XO	1	8.00	2.81	6 5/8RegPin X 4 1/2 IFBox
5'' HWDPs	6	5.00	3.00	4 1/2 IF Pin X 4 1/2 IF Box

Tableau 3: Programme BHA de la phase 12''^{1/4}

➤ La phase 8^{1/2}

Item	Joints	OD [in]	ID	Connection
PDC bit	1	8.5		4 ½ Reg P
N-Bit Stabilizer	1	8 7/16	2.81	4 IF B x 4 IF B
Short Drill Collar	1	6.5	2.81	4 IF P x B
IB Stabilizer	1	8 7/16	2.81	4 IF P x B
Drill Collar	1	6.5	2.81	4 IF P x B
IB Stabilizer	1	8 7/16	2.81	4 IF P x B
Drill Collar	19	6.5	2.81	4 IF P x B
Drilling Jar	1	6.5	2.81	4 IF P x B
Drill Collar	2	6.5	2.81	4 IF P x B
Cross Over	1	6.5	3.00	4 IF P x 4 1/2 IF B
HWDP	6	5.0	3.00	4-1/2" IF Pin x Box
DP	xx	5.00		4-1/2" IF Pin x Box

Tableau4: Programme BHA de la phase 8^{1/2}

➤ La phase 6"

Item	Joints	OD [in]	ID[in]	Connection
6" PDC BIT	1	6	-	3 ½ Reg M
Near bit Stabilizer	1	5 15/16	2 1/4	3 ½ Reg Box x 3 ½ IF Box
Short Drill Collar (~3m)	1	4 3/4	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
IB String Stabilizer	1	5 15/16	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
Drill Collar	1	4 3/4	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
IB String Stabilizer	1	5 15/16	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
15 x Drill Collar	18	4 3/4	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
Drilling Jar	1	4 3/4	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
2 x Drill Collar	2	4 3/4	2 1/4	3 ½ IF Pin x Box
6 x HWDP	6	3"1/2	2.06	3 ½ IF
DP	xx	3.50		3 ½ IF

Tableau 5 : Programme BHA de la phase 6"

2. Programme des outils

HOLE SIZE	PRIMARY	BACK-UP
26"	<u>TCI NEW:</u> ER24JMRS (VAREL) If not available use GTX-C03 or SB415C (SMITH)	<u>TCI-RR:</u> GTX-C03 or good RR TCI
16"	<u>PDC-RR:</u> Q609F(BAKER) if not available use good available PDC	<u>PDC RR:</u> MM96R (HDBS)
12 1/4"	<u>PDC-New :</u> R813DGX (VAREL)	<u>PDC RR:</u> FM 2663 (HDBS)
8 1/2"	<u>PDC-New:</u> R613DGX (VAREL)	<u>PDC RR:</u> VTD613DGX (VAREL)
6"	<u>CORE HEAD (ENSP)</u> PDC New : CORE HEAD ENSP PDC New : MM94R HDBS	<u>IMP-RR:</u> FX64R (HDBS) or Good PDC
3''3/4 Clean out	<u>PDC RR:</u> FX63 (HDBS) or Chomp bit (SMITH)	

Tableau 6: Programme prévisionnel des outils

3. Programme de boue

Hole Size	26"	16"	12 ^{1/4} "	8 ^{1/2} "	6"
Interval Depth					
Interval Length					
Casing Size	18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7"	Liner 4 1/2"
Mud Type	Spud mud	Avoil DS.IE.70	Avoil DS.IE.90	Avoil DS.IE.90	Non Damaging Avoil DS.IE.90
Mud Weight	1.05	1.30	1.30	2.02	To be confirmed by sh berkaoui
plastic Viscosity	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
Yield Point	50- 40	18 - 24	18 - 16	10 - 12	10 - 12
Ratio Oil/Water	-	70/30 80/20	80/20 90/10	90/10	90/10
HP HT filtrate	-	<10.0	<10.0	<10.0	<4.0
API filtrate	<20 Before run Casing	-	-	-	-
PH	12	-	-	-	-
Alkalinity mud Pm	0.8 - 1.1	4.0 - 5.0	4.0 - 5.0	4.0 - 5.0	4.0 - 5.0
Alkalinity mud Pf	0.15 - 0.25	-	-	-	-
Alkalinity mud Mf	0.3 - 0.6	-	-	-	-
Electric stability	-	>600	>600	>800	>1000
LGS	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
MBT (kn/m3)	80 - 60	-	-	-	-

Tableau 7 : Programme de boue puits OKS-37

Caractéristiques de l'appareil TP 184

1- Mat:

Marque: Oil Well 2000 (Pyramide)

Capacité: 12000 m.

Hauteur: 46 m

Hauteur du plancher : 9.43 m

Substructure :

- Longueur : 23.10 m.
- Largeur : 11.73m.

2- Mouflage : (avec 14 brins)

2-a- Moufle fixe :

Marque : Oil Well (Pyamide)

Capacité : 750 tonnes.

Diamètre et nombre des poulies 60'', 8.

2-b- Moufle mobile :

Marque : Oil Well.

Capacité : 750 tonnes.

Diamètre et nombre des poulies 60'', 7.

3- Crochet :

Constructeur BJ.

Capacité: 750 tonnes.

4- Treuil:

Marque: Oil Well 840 E 1400 HP.

Puissance: 1400 HP.

Tonnages:

* 14Brins:750 tonnes ;

* 12Brins :650tonnes ;

* 10Brins :550 tonnes.

5- Câble de forage :

Diamètre 1^{1/2} Draidon.

6- Tête d'injection :

Marque : P400.

Capacité statique : 500 tonnes.

Pression maximale : 5000 Psi.

7- Tope drive :

Marque: N/A

Capacité : N/A

8- Table de rotation :

Marque : Oil Well A 275.

Diamètre nominale : $27^{1/2}$.

RPM : 500 tr/min.

9- Les pompes à boue :

Marque: National Oil Well 12P-160.

Type: Triplex.

Modèle: 12P-160.

Puissance maximale : 1600 HP.

Pression maximale : 5000 psi.

10- Les bacs à boue :

2 bacs de décantation : $(2 \times 18\text{m}^3)$.

2 bacs de circulation : $(33\text{m}^3 + 34\text{m}^3)$.

6 bacs de réserve : $(6 \times 38\text{m}^3)$.

Trip tank : (18m^3) .

Pill tank: (9m^3) .

Degas tank.

3 bacs à eau: 210m^3 .

11- Blow Out Preventer BOP:

11-1- Obturateur annulaire: (Hydril GK).

Diamètre d'alésage: $13^{5/8}$.

Pression de service: 5000 psi.

11-2- Obturateur à machoire:

Diamètre d'alésage: $13^{5/8}$.

Pression de service: 5000 psi.

Camron double U :

- Pipe Rams a machoire variable :

Hauteur: 6.25m.

- Blind Rams: Hauteur 6.55m.