

N° Ordre/FHC/UMBB/2024

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisment Miniers Pétroliers
Mémoire de fin d'études
envue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BENMESSAOUD Mustapha Abderahmane
BOUKROR Mossaab

Filière : Hydrocarbures.

Option : Génie Pétrolier : Forage des Puits Pétroliers.

Analyse et Etude de la mauvaise cimentation de la phase 8^{1/2}" :

Cas de puits Menzel Ledjmet Est-6 à Hassi Berkine

M. BELIMANE Zakarya	MA(B)	UMBB	Président
M. MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Encadrant
M. MADI Youcef	MC(A)	IAP	Examineur

Année Universitaire : 2023/2024

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Ma famille

Mes chers famille, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

- Ma source de joie de courage Ma mère, la raison de mon existence.
- Mon support Mon père, ma source d'inspiration.
- Mon seul frère Mohammed, ma source de motivation, de paix et de confiance.
- Mes soeurs Safia, Ouidad et kawthar mon bon sens d'amour et de Joie.
- Grand-mère Hadja Kheira et Hadja DJoulia, qui m'ont permis de croire en moi, et arrivé à ce point.

Mes amis qui ont été là pour moi :

- Mes amis en particulier a pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire. **SIFOO AISSA AYMEN ISLAM WADOUD** .

Enfin, Remerciement spécial envers tous les membres du « **IADC BOUMERDES SC** » pour leurs encouragements chaleureux et spécialement notre **marraine Madame AZRIL NADJET**.

BENMESSAOUD Mustapha Abderahmane

Dédicaces

Je dédie également ce travail à :

À mes parents et à mes frères

Je dédie ce projet de fin d'études à mes parents et à mes frères, dont le soutien indéfectible et les encouragements constants ont été essentiels à sa réalisation.

À mes parents, votre amour, vos sacrifices et vos conseils avisés ont été les fondements de mon succès. Votre foi en moi m'a permis de surmonter les défis et de persévérer avec détermination.

À mes frères, votre camaraderie et votre soutien m'ont apporté une précieuse perspective et une motivation continue.

Je dédie ce travail à ma chère tante TALEB Bahia et le reste de ma famille.

Ce projet est le fruit de votre influence positive et de votre soutien inébranlable. Je vous exprime ma profonde gratitude pour tout ce que vous avez fait pour moi.

Avec toute ma reconnaissance

BOUKROR Mossaab

Remerciements

En introduction, nous voudrions exprimer notre gratitude envers «ALLAH», la source de toute direction et inspiration, dont la miséricorde a été notre guide tout au long de notre travail. Sans Sa bienveillance, ce projet n'aurait jamais pu être réalisé.

Nous remercions chaleureusement notre encadrant :

Monsieur Le Professeur MELLAK Abderrahmane

pour son engagement, son soutien précieux et ses conseils avisés tout au long de notre travail. Nous souhaitons également remercier les professeurs Madame **AZRIL Nadjat**, **BENYOUNES KHALED**, **MADI Youcef** **BELIMANE ZAKARYA** et pour leur attention à notre humble contribution.

La contribution de nos enseignants est inestimable pour notre éducation. Leur savoir-faire et leur engagement ont été une grande source de motivation tout au long de notre cursus scolaire.

Nous exprimons notre profonde gratitude envers l'équipe enseignante du Département Gisement Minières Pétrolier pour la qualité remarquable de son enseignement. Leur expertise et leur engagement ont été des éléments essentiels qui ont enrichi notre réflexion et notre formation intellectuelle.

Un sincère merci à mes amis et collègues, en particulier ceux du groupe « **MAFP.19** », pour leur soutien moral et intellectuel tout au long de ce parcours.

Nous sommes extrêmement reconnaissants envers **LE GROUPEMENT SONATRACH / ENI** pour nous avoir donné l'occasion de réaliser notre stage de fin d'études.

Nous souhaitons également exprimer notre gratitude envers le département FORAGE et les ingénieurs **TAHRI ABDELMALLEK**, **KANIT NOUREDDINE**, **MERAH FAROUK** pour leurs collaborations exceptionnelles sur le terrain. Leurs expertises ont enrichi notre expérience.

Nous sommes conscient que nos mots ne peuvent suffire à exprimer toute notre gratitude, mais nous vous prions de trouver dans ces lignes une infime partie de mon profond respect et de ma reconnaissance.

BENMESSAOUD Mustapha Abderahmane
BOUKROR Mossaab

Résumé

Ce mémoire examine les défis rencontrés lors de l'opération de cimentation d'un tubage de 7 pouces dans une section de $8\frac{1}{2}$ pouces, en se concentrant sur une perte totale de 356 barils. L'analyse détaillée révèle une erreur critique de positionnement du sabot du tubage, entraînant la migration du laitier de ciment vers une formation d'argile moins dense. Cette défaillance compromet sérieusement l'efficacité de l'opération de cimentation, mettant en danger l'intégrité du puits. Un programme de cimentation innovant avec des densités de ciment différentes, incluant la technologie FlexSTONE de SLB, a été proposé pour améliorer la gestion des pertes et garantir une meilleure isolation zonale. Cette approche permet de maintenir l'intégrité dans des conditions dynamiques et de surmonter les défis posés par les formations argileuses et les hautes pressions.

Mots Clée : cimentation. ,fracture gradient , GR log ,CBL-VDL ,USIT .

ملخص

تناقش هذه المذكرة التحديات التي تمت مواجهتها أثناء عملية تدعيم الأسمنت لماسورة بقطر ٧ بوصة في مقطع بقطر $8\frac{1}{2}$ بوصة، مع التركيز على خسارة إجمالية قدرها ٦٥٣ برميل. كشف التحليل التفصيلي عن وجود خطأ فادح في وضع اسفل الماسورة، مما تسبب في انتقال الأسمنت إلى طبقة طينية أقل كثافة. أضر هذا الفشل بشكل خطير بفعالية عملية التدعيم، مما عرض سلامة البئر للخطر. وقد تم اقتراح برنامج تدعيم مبتكر بكثافات إسمنتية مختلفة، بما في ذلك تقنية «فليكستون» من شركة «اس ال بي»، لتحسين إدارة الخسارة وضمان العزل أفضل للمناطق. يحافظ هذا النهج على السلامة في ظل الظروف الديناميكية ويتغلب على التحديات التي تفرضها التكوينات الطينية والضغط العالية.

Abstract

This thesis examines the challenges encountered during the cementing operation of a 7-inch casing in an $8\frac{1}{2}$ section, focusing on a total loss of 356 barrels. Detailed analysis revealed a critical error in the positioning of the casing shoe, causing the cement slurry to migrate into a less dense clay formation. This failure seriously compromised the effectiveness of the cementing operation, putting the integrity of the well at risk. An innovative cementing programme with different cement densities, including SLB's FlexSTONE technology, has been proposed to improve loss management and ensure better zonal isolation. This approach maintains integrity under dynamic conditions and overcomes the challenges posed by clay formations and high pressures.

Keywords: cimentation , GR log ,CBL-VDL ,USIT ,FLEXSTONE.

Sommaire

Introduction Générale	1
I Présentation du champ Menzel Ledjmet Est (Hassi Berkine)	2
I.1 Introduction :	3
I.2 Emplacement géographique :	3
I.2.1 Block 405b :	3
I.3 Projet de production (gaz-huile) bloc 405b MLE :	4
I.4 Le puits Menzel Ledjmet Est-6	5
I.4.1 Objectif pétrolier du puits MLE-6 :	7
II Généralités sur la cimentation	8
II.1 Introduction :	9
II.2 Pourquoi cimenter les puits ?	9
II.3 Production de ciment :	10
II.3.1 Processus de production :	10
II.3.2 Notation chimique :	11
II.3.3 Hydratation du ciment Portland :	11
II.3.4 La classification du ciment :	13
II.4 Exigences relatives à l'eau de gâchage :	14
II.5 Propriétés du ciment et exigences de performance :	15
II.6 Additifs de ciment et mécanismes d'action :	15
II.6.1 Modificateurs de densité - agents alourdissants et agents d'allègement :	16
II.6.2 Modificateurs du temps d'épaississement - accélérateurs et retardateurs :	17
II.6.3 Agent de perte de fluide :	17
II.6.4 Dispersants :	18
II.6.5 Agents de prévention des pertes de circulation :	18
II.6.6 Agent antimousse :	18

II.6.7	Agents de rétrogradation de la résistance :	18
II.7	Équipement de cimentation et matériel de cuvelage :	19
II.7.1	Équipement de cimentation en fond de puits :	19
II.7.2	Équipement de cimentation par stinger :	23
II.7.3	Équipements spécifiques pour la cimentation à double étage :	24
II.7.4	Équipement d'obturation annulaire (Annular packoff) :	25
II.7.5	Équipement de cimentation corrective (remedial cementing tools) :	26
II.7.6	Équipements de cimentation en surface :	26
II.8	Progression des opérations :	28
II.8.1	Traits distinctifs de la cimentation des puits :	28
II.8.2	Conditions de base de la cimentation conventionnelle d'un puits :	29
II.9	Cimentation primaire :	30
II.9.1	Une seule étage :	30
II.9.2	Cimentation en plusieurs étages :	30
II.9.3	Cimentation par compression (Squeeze Cementing) :	31
II.9.4	Cimentation des bouchons :	32
II.9.5	Cimentation de liner :	33
II.10	Cement job évaluation :	35
II.10.1	Les essais hydrauliques :	36
II.10.2	Mesures de diagraphie Température, nucléaire, sonore et imagerie :	39
II.10.3	Technique sonique d'évaluation du ciment :	43
II.10.4	Évaluation du ciment par écho-impulsion ultrasonique : [1]	46
III	Migration des fluides dans le ciment	52
III.1	Migration des fluides dans le ciment :	53
III.2	Conséquences pratiques de la migration des gaz :	53
III.3	Facteurs influençant la migration des gaz :	54
III.3.1	Nettoyage incorrect des parois du puits :	55
III.3.2	Régime d'écoulement :	55
III.3.3	Centralisateurs :	57
III.3.4	Développement de la gel strength :	57
III.3.5	Rétrécissement du ciment (shrinkage) :	59
III.3.6	Perméabilité :	60
III.3.7	Fluide libre (free water) :	61
III.4	Défaillance mécanique de la cimentation :	61

IV Analyse de la perte totale du ciment de la phase 8 $\frac{1}{2}$" et perspectives :	63
IV.1 Cimentation de puit MLE-6 :	64
IV.1.1 18 $\frac{5}{8}$ " Casing :	64
IV.1.2 13 $\frac{3}{8}$ " Casing :	64
IV.1.3 9 $\frac{5}{8}$ " Casing :	64
IV.1.4 7" Casing :	65
IV.1.5 Liner de 4 $\frac{1}{2}$ " :	68
IV.1.6 Analyse de la mauvaise cimentation de la phase 8 $\frac{1}{2}$ " :	70
IV.2 Perspectives proposés :	72
IV.2.1 L'utilisation du log gamma pour identifier les différentes formations :	72
IV.2.2 L'analyse des déblais :	73
IV.3 Proposition d'un programme de ciment non conventionnel (ciment FLEXS-TONE) :	75
IV.3.1 À propos de Flex Stone :	75
IV.3.2 Programme de cimentation et objectifs de l'opération de cimentation :	79
IV.4 Etude économique :	82
IV.5 Conclusion :	85
Conclusion Générale	86
Bibliographie	87

Table des figures

I-1	Situation géographique du champ MLE (bloc 405b)	3
I-2	Localisation géologique de MLE-6	6
II-1	Schéma illustre les raisons pour lesquelles nous cimentons les puits	10
II-2	Taux d'hydratation du ciment.	12
II-3	Exigences API Mixwater pour les ciments API.	15
II-4	Principaux additifs pour le ciment.	16
II-5	Sabot à canal et un Sabot avec dispositif anti-retour	20
II-6	Anneaux de retenu	20
II-7	Les bouchons de ciment (supérieur et inférieur)	21
II-8	Centralisateur rigide et un Centralisateurs à ressort	22
II-9	Ombrelles de cimentation	23
II-10	Latch IN stinger.	24
II-11	Srew in stinger.	24
II-12	Stab in stinger.	24
II-13	Equipement de cimentation étagé hydrolique.	25
II-14	Equipement de cimentation étagé mécanique.	25
II-15	External casing packer(ACP)	25
II-16	Tension-set service packers	26
II-17	Jet mixer	27
II-18	Tête de cimentation	27
II-19	Une unité de ciment installée sur un appareil de forage sur un site onshore.	28
II-20	Cimentation a un seule étage.	30
II-21	Cimentation Squeeze avec packer.	32
II-22	Cimentation d'un bouchon en équilibre	33
II-23	Dump bailer technique.	33
II-24	Procédure de la cimentation d'un liner.	35
II-25	Les graphes de pression.	37

II-26 Courbe de pression typique de l'essai à sec.	38
II-27 Détection de la hauteur de ciment derrière le tubage à partir d'un enregistrement de la température	39
II-28 Enregistrement du profil composite de température avant la compression du ciment.	40
II-29 Enregistrement de traçage radioactif typique.	41
II-30 Interpretation pétrophisique et géologique des graphes différées	43
II-31 Outil de diagraphie acoustique.	43
II-32 Représentation schématique des chemins d'impulsion vers le récepteur. . .	44
II-33 Enregistrement de variable densité log VDL	45
II-34 Ultra Sonic Image Tool (USIT).	47
II-35 Ultra Sonic Tool principale et mesurement.	48
II-36 Présentation de la diagraphie USI avec les données du tubage et du ciment. .	49
II-37 Un log USI et CBL-VDL de bon ciment	51
III-1 Deux scénarios de migration de gaz annulaire	54
III-2 Schémas d'écoulement des fluides a) écoulement laminaire b) écoulement turbulent c) élimination de la boue avec l'augmentation du débit	56
III-3 Forage décentralisé a) les canaux de fluides, b) la vitesse d'écoulement . . .	57
III-4 Mesure de la pression et de la température annulaires à partir de capteurs externes au tubage.	58
III-5 Rupture en traction et en compression de la cimentation sous l'effet des contraintes subies par le puits de forage	62
IV-1 CBL acquis dans un tubage de 9 ⁵ / ₈ "	65
IV-2 Log CBL et VDL montre la cimentation de l'horizon B.	67
IV-3 Log USIT dans un tubage de 7" montrant l'amélioration de la cimentation après le squeeze de ciment à 3047-3048 m (à droite) par rapport à la situation avant le squeeze (à gauche).	68
IV-4 USIT : TOC=2980 m, 172m en dessous de TOL.	69
IV-5 Fenêtre de densité actuelle (a) et Fenêtre de densité planifiée (b).	71
IV-6 Log GR de la phase 6"	73
IV-7 Particules de Ciment conventionnel VS FlexStone.	76
IV-8 Ciment conventional VS FlexStone.	77
IV-9 Schéma de cimentation de puits MLE-6.	80
IV-10 Diagramme a bandes montre la réduction moyenne des prix grâce au perspectives proposé.	84

IV-11	Diagramme a bandes montre la réduction de la durée de l'opération grâce aux perspectives proposées.	85
-------	--	----

Liste des tableaux

II.1	Notation chimique du ciment.	11
II.2	Exemples de configurations de conception	28
II.3	Guide d'interprétation de l'USI et de la CBL-VDL.	50
IV.1	Comparaison entre l'Argile Triassique et le Sel de Liass	75
IV.2	Les données de puits MLE-6.	81
IV.3	Caractéristiques de laitier de ciment Lead.	81
IV.4	Caractéristiques de laitier de ciment Tail.	81
IV.5	Comparaison de Phyd appliqué par Flexstone et ciment conventionnel. . .	82
IV.6	Le temp planifié et actuel de chaque opération sur le puits MLE-6	83
IV.7	Le prix planifié et actuel de chaque opérations sur le puits MLE-6	83

Nomenclature

Acronymes / Abréviations

<i>ACP</i>	Annular Casing Packer
<i>API</i>	American Petroleum Institute
<i>bbls</i>	barils
<i>BEP</i>	barils équivalent pétrole
<i>CBL</i>	Cement Bond Log
<i>DST</i>	Drill Stem Test
<i>DV</i>	diverter valve
<i>FCP</i>	First Calgary Petroleum
<i>HSR</i>	High sulfate resistance
<i>ISO</i>	International Organization for Standardization
<i>LOT</i>	Leak Off Test
<i>MBT</i>	Méthylene bleu test
<i>MLE</i>	Menzel Ledjmet Est
<i>MRayl</i>	mégarayls
<i>MSR</i>	moderate sulfate resistance
<i>O</i>	Ordinary (an indication of cement sulfate resistance)
<i>PIT</i>	pressure integrity test
<i>VDL</i>	Variable Density Log

Introduction Générale

L'industrie pétrolière et gazière joue un rôle crucial dans l'économie mondiale, fournissant l'énergie nécessaire pour alimenter divers secteurs industriels et domestiques. Cette industrie complexe repose sur des processus techniques sophistiqués pour explorer, extraire et produire des hydrocarbures à partir de réservoirs souterrains.

Le forage constitue une étape essentielle dans la chaîne de production des hydrocarbures. Il s'agit d'un processus délicat qui permet de pénétrer les formations géologiques pour atteindre les réservoirs de pétrole et de gaz. La réussite du forage dépend de nombreux facteurs, notamment la précision des opérations et la gestion des conditions de forage.

Le tubage et la cimentation sont des étapes critiques dans la construction d'un puits de forage. Le tubage consiste à insérer des colonnes de tubes en acier dans le puits foré, tandis que la cimentation assure l'étanchéité entre ces colonnes et les formations géologiques traversées. La cimentation joue un rôle vital en stabilisant les parois du puits et en empêchant la migration des fluides entre les différentes couches géologiques.

Une cimentation efficace est donc déterminante pour garantir l'intégrité structurelle du puits et prévenir les problèmes tels que les fuites de gaz ou d'autres fluides. Cependant, des défaillances dans la cimentation peuvent se produire, compromettant la sécurité et l'efficacité des opérations de forage. Dans la section de $8\frac{1}{2}$ pouces d'un puits, ces défaillances peuvent entraîner des pertes économiques significatives et des risques environnementaux accrus.

Notre étude se concentre sur l'évaluation de la mauvaise cimentation de la phase de forage de $8\frac{1}{2}$ ". En particulier, nous examinerons un cas où une perte totale de ciment a été observée lors des opérations de cimentation. Cette situation problématique est survenue après que la profondeur prévue a été dépassée, pénétrant une formation argileuse du Lias, ce qui a conduit à des pertes totales de ciment lors de la cimentation, bien qu'aucune perte n'ait été constatée lors du forage et de la descente du tubage. Pour éviter ce problème, nous allons également proposer l'utilisation de la technologie de cimentation Flexstone avec deux densités différentes, qui a été développée pour éviter les pertes de circulation.

Cette étude est structurée en quatre chapitres principaux, chacun explorant un aspect crucial de cette problématique . Ce mémoire est structuré en quatre chapitres principaux :

Chapitre 1 : Description du terrain et localisation du puits

Ce chapitre présentera les caractéristiques géologiques et techniques du site de forage, ainsi que la localisation du puits. Nous décrirons les formations géologiques traversées et les particularités du site qui peuvent influencer les opérations de forage et de cimentation.

Chapitre 2 : Généralités sur le ciment et l'évaluation des travaux de cimentation

Nous aborderons ici les principes fondamentaux de la cimentation des puits, les techniques de cimentation, et les méthodes d'évaluation de la qualité des travaux de cimentation. Les différents types de ciment utilisés et leurs propriétés seront également discutés.

Chapitre 3 : Migration des fluides dans le ciment

Ce chapitre explorera les phénomènes de migration des fluides dans le ciment qui peuvent affecter l'intégrité du ciment. Nous analyserons comment ces interactions peuvent conduire à des défaillances de cimentation.

Chapitre 4 : Analyse de la perte total du ciment de la phase $8\frac{1}{2}$ et perspectives

Dans ce chapitre, nous analyserons en détail les causes spécifiques de la perte totale de ciment dans la section de $8\frac{1}{2}$ ", en nous concentrant sur les facteurs ayant conduit à cet échec. Nous proposerons des recommandations pour améliorer la fiabilité des opérations de cimentation, réduire les risques de défaillance et renforcer la sécurité des opérations pétrolières. En outre, nous fournirons des suggestions pour des recherches futures et des avancées technologiques. L'identification des causes de la perte totale de ciment et la proposition de solutions préventives permettront d'améliorer la sécurité des opérations pétrolières, de protéger l'environnement et d'accroître l'efficacité de la production. La technologie recommandée dans cette étude servir de base pour des améliorations futures dans les pratiques de cimentation et la gestion des risques associés.

En identifiant les causes de la perte totale du ciment et en proposant des solutions correctives, ce travail permettra d'améliorer la sécurité des opérations pétrolières, la protection de l'environnement et l'efficacité de la production. Les recommandations issues de cette étude pourront servir de base pour des améliorations futures dans les pratiques de cimentation et la gestion des risques associés.

Chapitre I

Présentation du champ Menzel Ledjmet Est (Hassi Berkine)

I.1 Introduction :

Le bassin de Berkine se distingue comme l'un des bassins pétroliers les plus prometteurs en Algérie. Il abrite des réserves composées de quatre types d'hydrocarbures : pétrole, GPL, condensat et gaz, tous issus des formations géologiques siluriennes et dévoniennes. Ce bassin se caractérise également par la présence significative de partenaires internationaux qui collaborent avec SONATRACH au sein du consortium FCP. [2]

I.2 Emplacement géographique :

Le champ MLE (Menzel Ledjmet Est) est situé à environ 220 km au sud-est de Hassi Messaoud, dans le bloc 405b du bassin de Berkine. La figure (I. 1) illustre la situation géographique du champ. [2]

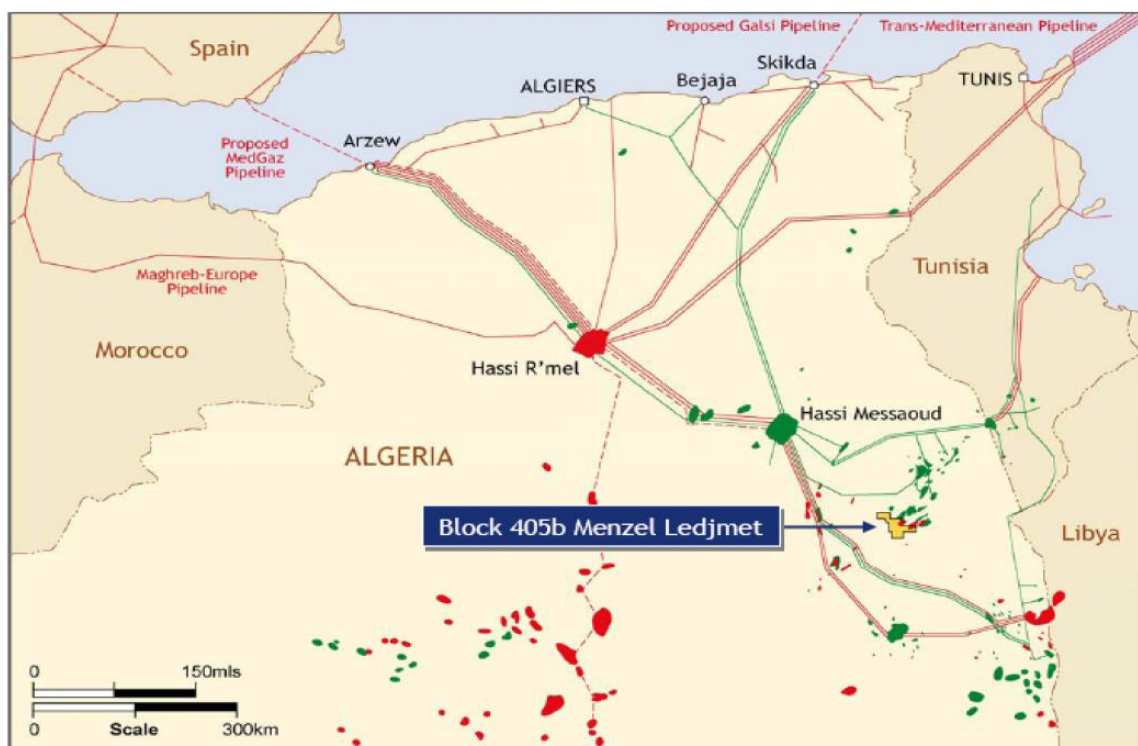


Figure I-1: Situation géographique du champ MLE (bloc 405b)

I.2.1 Block 405b :

Dans la région du bassin de Berkine, à l'est de l'Algérie, en septembre 2004, le bloc 405b de First Calgary abritait dix puits exploitant du gaz, du condensat et du pétrole léger. Les zones géologiques ciblées s'étendaient du Trias au Dévonien inférieur, démontrant

un potentiel significatif. Ces puits ont enregistré collectivement des taux de production de test atteignant 176 309 barils équivalent pétrole par jour, comprenant 765 millions de pieds cubes de gaz, 35 236 barils de condensat et 13 515 barils de pétrole léger par jour. [3]

I.3 Projet de production (gaz-huile) bloc 405b MLE :

Il s'agit d'un partenariat entre Sonatrach et ENI (SH-Eni) pour le développement du champ pétrolier et gazier du bloc 405b MLE, situé dans le bassin de Berkine en Algérie. Ce projet comprend la mise en place d'un système de collecte et d'une usine de traitement du gaz, initialement prévue pour traiter 9 millions de mètres cubes par jour, mais maintenant ajustée à 6 millions de mètres cubes par jour. Le champ MLE comprend deux gisements, l'un de gaz humide (MLE) et l'autre de pétrole et de gaz CAFC (Central Area Field Complex). Les installations permettront de produire neuf millions de mètres cubes par jour de gaz commercial, ainsi que 12 000 barils par jour de GPL, 10 000 barils par jour de condensat et 5 000 barils par jour de pétrole. Ce projet vise à répondre aux besoins du marché national et international en augmentant les capacités de production de Sonatrach. Approuvé par l'agence nationale de valorisation des ressources en hydrocarbures (Alnaft) en février 2007, le projet, d'un coût total d'environ 1,3 milliard de dollars, comprend la construction d'une usine de traitement et la mise en place d'un réseau de collecte et de canalisations. Les frais de développement sont partagés à 75% pour FCP et 25 % pour Sonatrach. Toute la production gazière provenant du champ MLE sera commercialisée par Sonatrach pour le compte de l'association entre les deux entreprises. ENI a acquis FCP fin 2008 pour 923 millions de dollars canadiens (609 millions d'euros) dans le cadre d'un accord signé en septembre de la même année. L'acquisition a abouti à une augmentation des réserves d'ENI en Algérie de 190 millions de barils équivalent pétrole (BEP). Récemment, FCP et Sonatrach ont signé un accord de prise d'intérêts à long terme ou de paiement pour le gaz commercialisé, où une société désignée commercialisera tout le gaz naturel produit par le Bloc 405b. La structure de l'accord de commercialisation est similaire à celle des accords de fourniture de gaz naturel à long terme, mais aucun accord commercial n'a été conclu pour la vente des liquides, qui seront vendus au prix du marché mondial. Le champ MLE sera développé pour le gaz et les liquides secs simultanément, avec la première production prévue pour fin 2009. Sonatrach et FCP collaborent pour concevoir, construire et exploiter la production, avec des réserves estimées à environ 1,3 billion de pieds cubes d'équivalent gaz (environ 230 millions de barils d'équivalent pétrole), contribuant chacune environ à moitié des revenus totaux de la production MLE. Le coût total estimé du développement de MLE, y compris

les installations de collecte sur le terrain, a été révisé à environ 1,3 milliard de dollars US, reflétant l'accord entre FCP et Sonatrach, incluant le coût des pipelines d'interconnexion comme un coût de développement conjoint. Par conséquent, FCP recevra une part accrue de la production dans le cadre du contrat de partage de production, en compensation de l'augmentation des coûts. Des pipelines de gaz sec et de pétrole sont prévus pour être construits par la joint-venture du Bloc 405b vers un point du réseau de gazoducs national, à environ 140 km à l'ouest du bloc. De plus, un pipeline de pétrole est prévu pour être construit vers un point sur un pipeline existant dans le bassin de Berkine (PK0). Les coûts de développement seront principalement engagés sur la période 2007-2009 et seront financés à 75% par FCP et à 25% par Sonatrach. Le contrat pour l'ingénierie et la conception initiale (FEED) ainsi que les travaux supplémentaires ont été apportés. La construction du contrat sera proposée et attribuée en 2007, tandis que le coût du projet sera affiné pendant le processus de FEED. [3]

I.4 Le puits Menzel Ledjmet Est-6

Le puits vertical MLE-6 a été foré par First Calgary Petroleums pour évaluer l'extension sud-ouest du champ MLE. Les principaux objectifs de ce forage étaient les réservoirs du Trias TAG-I, du Carbonifère F1A et F1B, du Carbonifère/Dévonien F2A, du Dévonien supérieur (Strunien) F-2B, du Dévonien inférieur Siegenian F6-1 et F6-2, ainsi que du Gedinnien F6-3. Quatre carottes ont été prévues, avec des profondeurs spécifiques dans chaque réservoir. Le forage devait atteindre une profondeur totale de 4600 m dans le F6-3, avec une durée de forage estimée à 60 jours. Les objectifs du MLE-6 incluaient la validation de l'utilisation de l'"analyse des attributs sismiques" dans le réservoir F2A, la vérification des contacts gaz/eau dans les réservoirs connus et l'évaluation des fluides productifs dans les réservoirs F6.

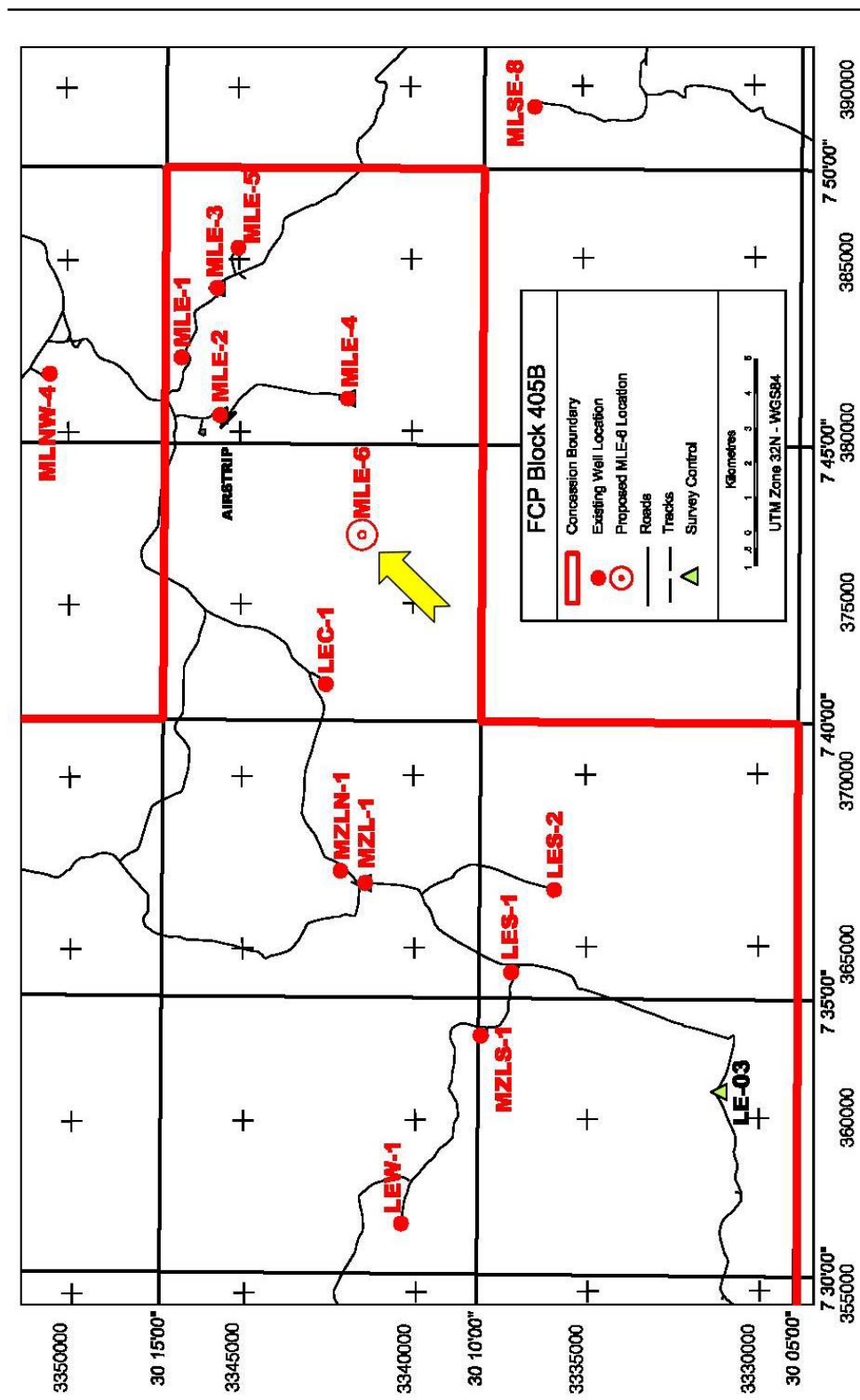


Figure I-2: Localisation géographique de MLE-6

I.4.1 Objectif pétrolier du puits MLE-6 :

First Calgary Petroleum a proposé de forer le puits MLE-6 en tant que puits d'appréciation vertical pour évaluer l'extension sud-ouest du champ MLE. Les principales cibles de réservoir étaient : le TAG-I du Trias, le F1A et F1B du Carbonifère, le F2A du Carbonifère/Dévonien, le F-2B du Dévonien supérieur (Strunien), le F6-1 du Dévonien inférieur Siegenian, le F6-2 et le F6-3 du Gedinnian. Quatre carottes étaient programmées : une carotte de 18 m dans le TAG-I, une de 36 m dans le F2-A, une de 18 m dans le F6-1 du Siegenian et une de 18 m dans le F6-2 du Siegenian. Les objectifs du MLE-6 étaient triples : enquêter sur la validité de l'"analyse des attributs sismiques" dans le réservoir F2A ; vérifier les contacts gaz/eau dans les réservoirs connus ; et vérifier les fluides productifs dans les réservoirs F6. First Calgary Petroleum ("FCP") a proposé de forer le puits en utilisant un tubage de production primaire de 4 1/2 pouces. Le forage devrait prendre 60 jours. La date de début des travaux était prévue aux alentours du 30 novembre 2004. [2]

Chapitre II

Généralités sur la cimentation

II.1 Introduction :

Depuis l'introduction des ciments Portland pour la construction des puits de pétrole et de gaz dans les années 1920, la cimentation est devenue l'une des phases essentielles des opérations de forage. Dans les années 1920, la cimentation est devenue l'une des phases essentielles des opérations de forage et de l'entretien des puits de production. Le processus de cimentation consiste à mélanger de la poudre de ciment avec de l'eau et quelques additifs pour préparer le laitier de ciment et la placer dans l'espace annulaire entre le tubage et le puits de forage. Le travail de cimentation est effectué en déployant le laitier de ciment dans le puits à l'aide des pompes, en déplaçant les fluides de forage encore présents dans le puits et en les remplaçant par du ciment. Le laitier de ciment s'écoule au fond du puits à l'intérieur du tubage, puis remonte dans l'espace entre le tubage et le puits de forage jusqu'à la surface ou à la profondeur cible.

II.2 Pourquoi cimenter les puits ?

Le but ultime du tubage et de la cimentation est de fournir une isolation hydraulique (ciment sheath) entre les deux parties du puits entre le tubage, le ciment et la formation, ce qui empêche la communication des fluides entre les zones. Cet objectif s'appelle l'isolation zonale. [4] Le tubage et la cimentation assurent les fonctions suivantes :

1. Protection de l'eau
2. Prévention des pertes de circulation
3. Protection contre la corrosion de casing
4. Prévention des éruptions (Blowout)

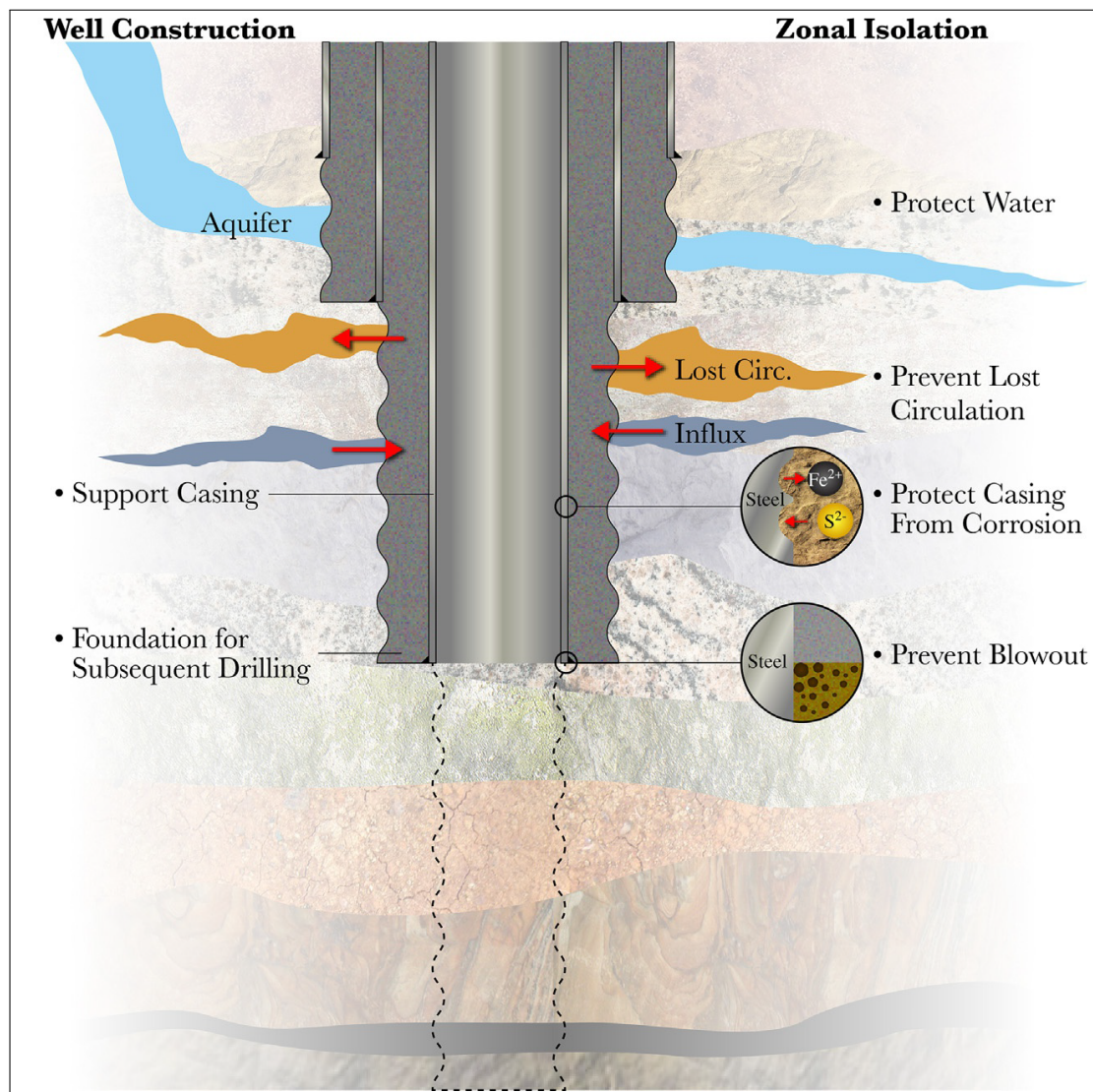


Figure II-1: Schéma illustre les raisons pour lesquelles nous cimentons les puits

II.3 Production de ciment :

II.3.1 Processus de production :

Le calcaire et l'argile, ou des matériaux contenant les mêmes constituants minéraux, sont mélangés dans des proportions définies pour produire des réactions chimiques au cours d'un processus de combustion. Le produit fini est une poudre sèche extrêmement fine qui, lorsqu'elle est mélangée à l'eau, devient dure. Ce produit est le ciment Portland, breveté en Angleterre en 1824. La production de ciment implique la transformation des matières premières par une série d'étapes en un produit en poudre homogène. Les étapes de production du ciment peuvent être résumées comme suit :

- Les matières premières sont concassées, criblées et stockées.
- Les matières premières sont mélangées dans des proportions définies pour obtenir le "mélange brut". Elles sont mélangées soit à sec (mélange à sec), soit avec de l'eau (mélange humide).
- Le mélange brut préparé est introduit dans le four rotatif.
- Au fur et à mesure que les matériaux traversent le four, leur température est portée à 1300-1600C. Le processus de chauffage est appelé "combustion". Le résultat est connu sous le nom de "clinker" qui a un diamètre de 0,15 à 5 cm.
- Le clinker est refroidi et stocké.
- Le clinker est broyé avec du gypse (3-6%) pour ajuster le temps de prise.
- Emballage.

[5]

II.3.2 Notation chimique :

Dans la chimie du ciment, une notation spéciale est souvent utilisée pour simplifier la description des composants et des phases du ciment car la plupart peuvent être exprimés comme une somme d'oxydes. Les abréviations courantes des oxydes sont indiquées dans le tableau II.1. [5]

Composant chimique	Notation chimique
CaO (lime)	C
Al ₂ O ₃ (Alumina)	A
H ₂ O	H
Fe ₂ O ₃	F
SO ₃	S

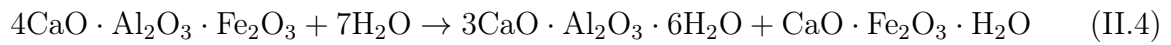
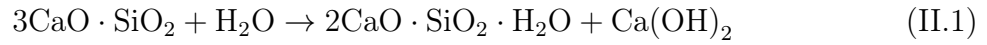
Table II.1 :: Notation chimique du ciment.

[5]

II.3.3 Hydratation du ciment Portland :

L'hydratation du ciment Portland est un processus complexe et il n'y a pas encore une étude complète sur les mécanismes impliqués. La prise et le durcissement du laitier de ciment Portland sont le résultat d'une série de réactions simultanées et consécutives entre l'eau et les constituants du ciment Portland. Différents produits sont obtenus lorsque le ciment est mélangé à l'eau, en fonction du pourcentage des composés dans le ciment. Les

principales réactions chimiques sont présentées dans les équations ci-dessous :



L'hydratation du ciment est une réaction exothermique, et la chaleur d'hydratation reflète le degré de cette réaction. Par conséquent, le taux d'hydratation peut être suivie par calorimétrie de conduction.

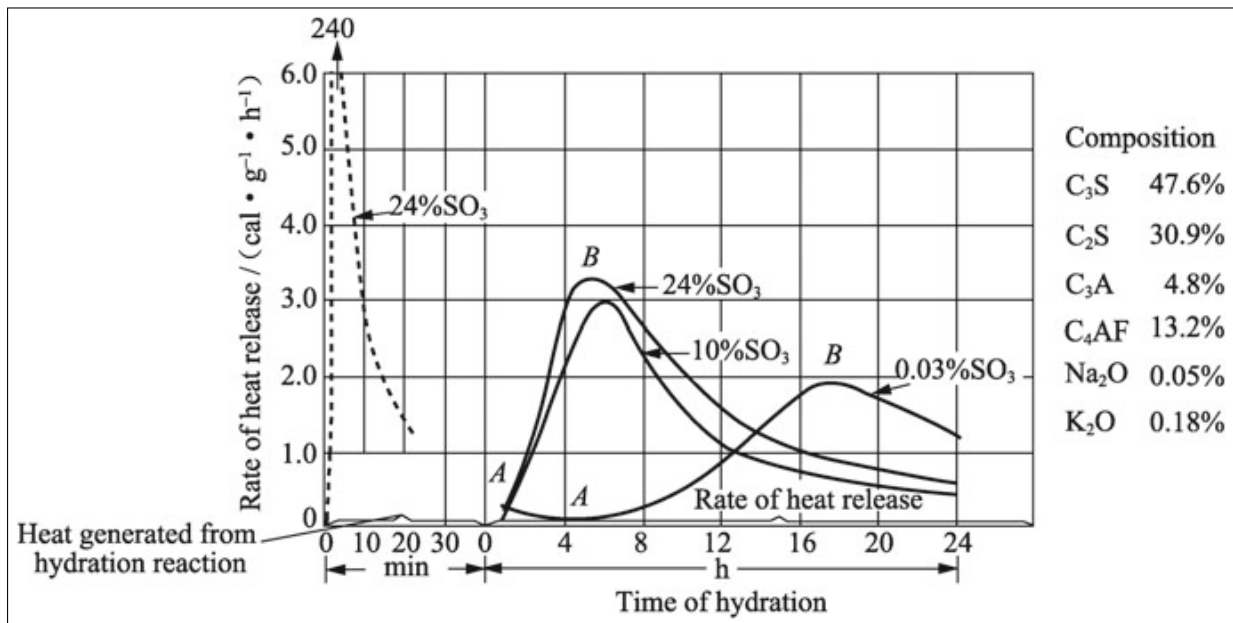


Figure II-2: Taux d'hydratation du ciment.

[5]

II.3.4 La classification du ciment :

II.3.4.1 Critères de classification :

Le principal critère chimique de classification des ciments Portland est la distribution relative des principales phases du clinker, appelée "composition de phase potentielle". Les limites des quantités d'alkalis, de CaO libre, de MgO, de SO₃, et de résidus insolubles, ainsi que la perte au feu (perte de poids après combustion) sont également spécifiées pour certaines classes de ciments Portland. [6]

II.3.4.2 Systèmes de classification API et ISO-10426 :

Il existe actuellement huit classes de ciments Portland API-ISO, désignées de A à H. Elles sont classées en fonction de la profondeur à laquelle elles sont placées et des températures et pressions auxquelles ils sont exposés. Dans certaines classes, les ciments ont des degrés variables de résistance aux sulfates (déterminée par la teneur en C3A) sont sanctionnés : ordinaire (O), résistance modérée au sulfate (MSR) et haute résistance au sulfate (HSR).

Classes A et B :

Ces ciments sont généralement moins chers que les autres classes de ciment et ne peuvent être utilisés qu'à faible profondeur lorsqu'il n'y a pas d'exigences particulières. La classe B a une résistance au sulfate plus élevée que la classe A.

Classe C :

Ce ciment a une teneur élevée en C3S et devient donc dur relativement rapidement.

Classes D, E et F :

Ces classes sont connues sous le nom de ciments retardés, car ils mettent beaucoup plus de temps à durcir que les autres classes de poudre de ciment. Ce retard est dû à une mouture plus grossière. Ces poudres de ciment sont cependant plus chères que les autres classes de ciment et leur coût accru doit être justifié par leur capacité à fonctionner de manière satisfaisante dans les puits profonds à des températures et des pressions plus élevées.

Classes G et H :

Il s'agit de poudres de ciment à usage général qui sont compatibles avec la plupart des additifs et peuvent être utilisées dans une large gamme de températures et de pressions et peuvent être utilisées dans les puits profonds. La classe G est le type de ciment le plus courant et est utilisé dans la plupart des régions. La classe H a une mouture plus grossière que la classe G et offre de meilleures propriétés retardatrices dans les puits plus profonds

D'autres termes, non-API, sont utilisés pour classer le ciment. Il s'agit notamment des termes suivants :

Ciment Pozmix :

Il s'agit d'un mélange de ciment Portland et de pouzzolane (cendres volcaniques broyées) et 2% de bentonite. Il s'agit d'un ciment très léger mais durable. [7]

Ciment au gypse :

Ce type de ciment est obtenu en mélangeant du ciment Portland avec du gypse. Ces ciments présentent une résistance initiale élevée et peuvent être utilisés pour les travaux de réparation. [7]

Ciment au gasoil :

Il s'agit d'un mélange d'une des classes de ciment de base (A, B, G, H), de gazole ou de kérosène ou d'huile diesel et d'un agent tensioactif. Ces ciments ont des temps de prise illimités et ne prennent qu'en présence d'eau. [7]

II.4 Exigences relatives à l'eau de gâchage :

L'eau utilisée pour constituer le laitier de ciment est appelée eau de gâchage. . Ces quantités d'eau de gâchage sont basées sur :

- La nécessité d'avoir un laitier facile à pomper.
- La nécessité d'hydrater toute la poudre de ciment afin de produire un ciment durci de haute qualité.
- La nécessité de s'assurer que toute l'eau libre est utilisée pour hydrater la poudre de ciment et qu'il n'y a pas d'eau libre dans le ciment durci.

La quantité d'eau de gâchage utilisée pour constituer le laitier de ciment est soigneusement contrôlée. Si l'on utilise trop d'eau de gâchage, le ciment ne se transformera pas en une barrière de ciment solide et imperméable. Si la quantité d'eau de gâchage est insuffisante :

- La densité et la viscosité de la suspension augmentent.
- La pompabilité diminuera
- Chaque sac de ciment permet d'obtenir un volume de coulis moins important.

API Class	Mixwater Gals/Sk.	Slurry Weight Lbs/Gal.
A	5.2	15.6
B	5.2	15.6
C	6.3	14.8
D	4.3	16.4
E	4.3	16.4
F	4.3	16.2
G	5.0	15.8
H	4.3	16.4

Figure II-3: Exigences API Mixwater pour les ciments API.

II.5 Propriétés du ciment et exigences de performance :

Les propriétés des laitiers ont une influence significative sur la cimentation des puits. Les propriétés importantes du laitier sont la densité, le temps d'épaississement, la rhéologie et la stabilité. Les propriétés des ciments de prise telles que la résistance, la perméabilité et la résistance à la corrosion doivent également être prises en compte. [7]

II.6 Additifs de ciment et mécanismes d'action :

La plupart des laitiers de ciment contiennent des additifs destinés à modifier les propriétés du laitiers et d'optimiser le travail du ciment. La plupart des additifs sont connus sous les noms commerciaux utilisés par les sociétés de services cimentation. Les additifs pour ciment peuvent être utilisés pour :

- varier la densité du laitiers
- modifier la résistance à la compression.
- Accélérer ou retarder le temps de prise.
- Contrôler la filtration et la perte de fluide.
- Réduire la viscosité de la boue.

Les additifs peuvent être livrés à l'installation de forage sous forme de granulés ou de liquide et peuvent être mélangés avec la poudre de ciment ou ajoutés à l'eau de gâchage avant que la suspension ne soit mélangée. La quantité d'additif utilisée est généralement indiquée en termes de pourcentage en poids de la poudre de ciment (sur la base d'un sac de ciment pesant 94 lb). Plusieurs additifs affectent plus d'une propriété et il faut donc

faire attention à la façon dont ils sont utilisés (figure II-8).

Il ne faut pas oublier que la laitiers est mélangée et testé en laboratoire avant la mise en œuvre du ciment. [5]

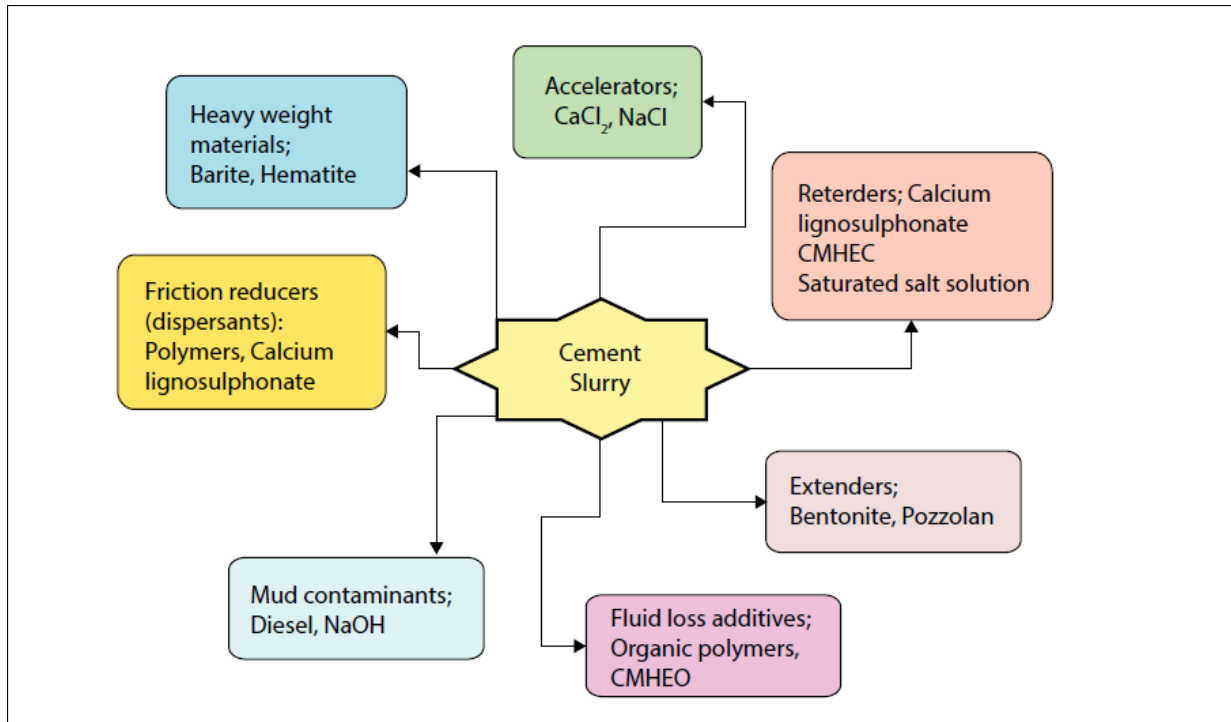


Figure II-4: Principaux additifs pour le ciment.

II.6.1 Modificateurs de densité - agents alourdissants et agents d'allègement :

La pression de formation et la pression de rupture de la formation sont diverses et complexes. Et afin d'assurer la sécurité et la qualité de la cimentation, des modificateurs de densité sont introduits. En général, les boues à haute densité ont une densité de 2,0-2,3 g/cm³ et celle des boues à ultra-haute densité est supérieure à 2,3 g/cm³.

II.6.1.1 Agent alourdissants :

Les Agents de pesée peuvent être utilisés pour augmenter la densité du ciment ou du laitier et aider à contrôler les pressions de formation. La barytine et l'hématite sont les matériaux de pesage les plus utilisés. [5]

II.6.1.2 Extenders :

Les extenders allègent la densité de la boue pour la cimentation dans les formations fragiles. Une boue plus légère diminue la pression hydrostatique et permet d'éviter d'endommager la formation. [4] Les allongeurs les plus utilisés sont les cendres volantes et le silicate de sodium.

II.6.2 Modificateurs du temps d'épaississement - accélérateurs et retardateurs :

Le temps d'opération de la cimentation varie selon les conditions, et le temps d'épaississement des laitiers de ciment est influencé de manière significative par les températures. Afin de répondre aux exigences de cimentation dans des conditions de fond de trou compliquées, des accélérateurs et des retardateurs sont introduits pour ajuster le temps d'épaississement de ciment. [5]

II.6.2.1 Accélérateurs :

Les accélérateurs raccourcissent le temps de prise du laitier de ciment et permettent au laitier de développer la résistance à la compression précoce nécessaire dans un délai pratique. Les accélérateurs sont utilisés pour les travaux de cimentation peu profonds à basse température et sous pression, où un long temps d'épaississement n'est pas nécessaire. Les accélérateurs les plus courants sont le chlorure de calcium, le chlorure de sodium et le gypse. [4]

II.6.2.2 Retardateurs :

Les retardateurs retardent le temps de prise de la suspension. Ce délai permet de mettre en place le ciment avant le durcissement. Ces additifs contrent les effets de l'augmentation de la température sur le laitier de ciment. Les retardateurs les plus couramment utilisés sont le lignosulfate de calcium et le borax.

II.6.3 Agent de perte de fluide :

Des pertes excessives d'eau dans la formation peuvent empêcher le ciment de durcir correctement. Les additifs de contrôle des pertes de fluides sont utilisés pour réduire les pertes excessives d'eau dans la formation. En outre, ces additifs augmentent la viscosité, retardent le temps de prise et contrôlent l'eau libre dans la boue. Les agents de contrôle

des pertes de fluides les plus couramment utilisés sont les polymères organiques et les dérivés de la cellulose.

II.6.4 Dispersants :

Le principal mécanisme d'action des dispersants est qu'ils peuvent libérer de l'eau libre et détruire la construction du gel entre les particules de ciment en affaiblissant et en réduisant la résistance à l'eau en affaiblissant et en rompant les liens entre les nuages afin d'obtenir les propriétés rhéologiques souhaitées.

II.6.5 Agents de prévention des pertes de circulation :

Au cours de l'opération de cimentation, les laitiers de ciment pénètrent souvent dans des formations perméables, fracturées ou poreuses. Pour résoudre ces problèmes, des agents de prévention de la sont ajoutés. Il existe différents types d'agents de contrôle de la perte de circulation : les agents granulaires (par exemple la gilsonite), les agents en flocons (par exemple la cellophane) et les agents fibreux (par exemple le nylon). [4]

II.6.6 Agent antimousse :

La formation de mousse dans le ciment est l'un des problèmes associés à la laitiers de ciment lors du mélange. Les antimousses sont des additifs spéciaux développés par différentes entreprises et sont disponibles sous forme de poudre ou de liquide pour une utilisation pratique. [5]

II.6.7 Agents de rétrogradation de la résistance :

Les laitiers de ciment qui restent à des températures supérieures à 94 degree C (200 degree F) présentent une réduction de la résistance à la compression au cours du temps. Ce phénomène, appelé régression de la résistance, peut être minimisé ou évité en ajoutant une autre source de silice, telle que de la farine de silice ou du sable siliceux, à la laitiers. [5]

II.7 Équipement de cimentation et matériel de cuvelage :

II.7.1 Équipement de cimentation en fond de puits :

Afin d'effectuer un travail de cimentation primaire conventionnel, certain équipement spécial doit être inclus dans la colonne de tubage au fur et à mesure de son avancement. [8]

II.7.1.1 Sabot de guidage :

Généralement de forme arrondie, le sabot facilite le guidage et la descente de la colonne dans le découvert. On distingue les types suivants :

a. Sabot à canal :

il permet la pénétration directe de la boue dans le tubage lors de la descente. [8]

b. Sabot avec dispositif anti-retour permanent : [8]

- **avantages** : il empêche le retour du laitier de ciment à la fin de la chasse et il évite tout risque d'éruption par l'intérieur de la colonne, durant la descente.
- **inconvénients** : la colonne doit être descendue lentement pour minimiser la surpression sur les formations ; de plus, il faut la remplir par le haut, ce qui entraîne une perte de temps.

c. Sabot avec dispositif anti-retour transformable :

il permet le remplissage de la colonne par le bas tant que le système anti-retour n'a pas été activé par envoi d'une bille ou par circulation à un débit déterminé. Le plus souvent, ces sabots sont du type à remplissage automatique (automatic fill-up shoe) ou différentiel (differential fill-up shoe). [8]

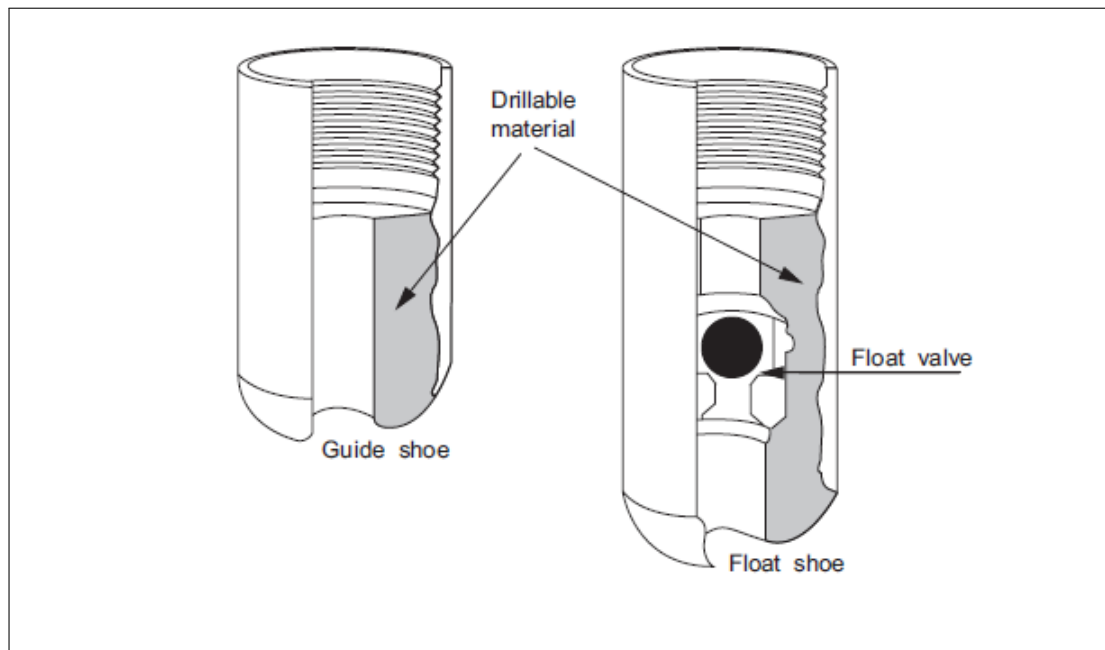


Figure II-5: Sabot à canal et un Sabot avec dispositif anti-retour

II.7.1.2 Anneaux de retenu :

L'Anneaux de retenu est positionné 1 ou 2 joints au-dessus du sabot de guidage. Il sert de siège aux bouchons de ciment utilisés pour le pompage et le déplacement de la boue de ciment. Cela signifie qu'à la fin du travail de cimentation, il restera du ciment dans le tubage entre l'anneaux de retenu et le sabot de guidage.

il restera du ciment dans le tubage entre l'anneau de retenu et le sabot de guidage. qu'il faudra la reforer quand on finira la cementaion

L'anneaux de retenu contient également un clapet anti-retour afin que la boue de ciment ne puisse pas remonter dans le tubage. Ceci est nécessaire car la boue de ciment dans l'espace annulaire a généralement une densité plus élevée que la boue déplacée dans le tubage, un effet de tube en U est créé lorsque le ciment est en place et que les pompes sont arrêtées. Parfois, le sabot de guidage est également équipé d'un clapet anti-retour pour plus de précaution. Il est essentiel que clapet anti-retour retiennent efficacement les laitiers de ciment. [8]

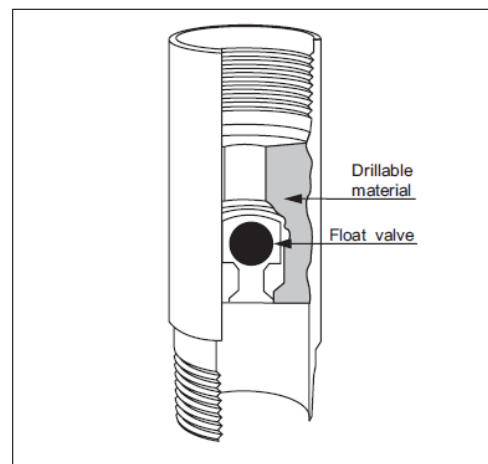


Figure II-6: Anneaux de retenu

II.7.1.3 Bouchons de ciment :

Les bouchons de ciment sont des barrières semi-rigides utilisées pour séparer le laitier de ciment des fluides de forage, pour essuyer le tubage, et pour indiquer que la mise en place du ciment est terminée. [8] Les bouchons de cimentation ont d'autres fonctions, notamment :

- * actionner les outils de fond de trou (par exemple, les laitiers de cimentation étagée, les packers gonflables).
- * libérer les bouchons de tubage ou les bouchons sous-marins.
- * de pression confirmant que les bouchons ont atteint une certaine profondeur ou se sont posés, et le test colonne (tester la pression du tubage) .
- * Les bouchons à verrouillage peuvent également être utilisés comme équipement de secours pour l'équipement flottant.

Les autres bouchons courants sont les suivants :

- * les bouchons coniques, utilisés dans les chaînes à ID multiples.
- * les bouchons sous-marins, utilisés pour les complétions sous-marines.
- * les bouchons d'ancrage, utilisés avec l'équipement d'ancrage.
- * les bouchons à ailettes flexibles, utilisés lors du passage à travers l'équipement.

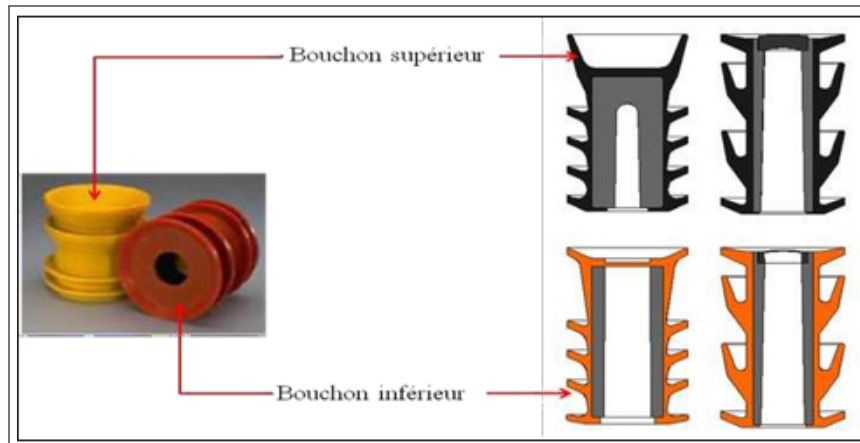


Figure II-7: Les bouchons de ciment (supérieur et inférieur)

II.7.1.4 Centreurs :

Le centrage d'une colonne est un paramètre déterminant pour l'obtention d'une bonne cimentation. Il existe des règles de centrage pour les puits verticaux et déviés. Suivant qu'ils sont situés à l'intérieur d'un tubage ou bien au droit du découvert, les centreurs sont de type rigide ou bien de type souple :

- - les centreurs rigides dits positifs (avec lames en U) sont réservés aux annulaires

tubage-tubage,

- - les centreurs souples sont utilisés pour le centrage des colonnes dans le découvert.

On distingue deux sortes de centreurs souples : les centreurs droits et les centreurs spirales.

L'utilisation correcte des centralisateurs permet d'obtenir les résultats suivants :

- Améliorer l'efficacité du déplacement (c'est-à-dire placer le ciment tout autour du tubage).
- Empêcher le collage différentiel (differential stack)
- Empêcher le tubage de pénétrer dans les logements des clavettes.



Figure II-8: Centralisateur rigide et un Centralisateurs à ressort

II.7.1.5 Gratteurs (scratchers) :

Les gratteurs servent à la destruction mécanique du cake et favorisent une meilleure adhérence du ciment sur la formation. Leur emploi est particulièrement recommandé au droit des couvertures lorsque l'on veut isoler partantement des niveaux réservoirs. Face à des terrains poreux et ayant une perméabilité assez élevée, l'élimination du cake par les gratteurs ne sera pas forcément un critère pour l'obtention d'une bonne cimentation, d'autres phénomènes pouvant perturber la qualité du laitier (filtration, déshydratation...) [9]

Les gratteurs seront choisis en fonction du mouvement que l'on compte imposer à la colonne pendant la cimentation :

- rotation : gratteurs rotatifs.

- va-et-vient (reciprocating) : gratteurs alternatifs.

II.7.1.6 Ombrelles de cimentation :

Elles sont généralement utilisées pour minimiser les pertes de laitier de ciment dans les zones fragiles. Leur usage est réservé à des profondeurs faibles à moyennes car elles agissent de façon purement mécanique : elles n'empêchent pas la transmission des pressions mais elles limitent sensiblement le passage des fluides. Il en existe de deux types :

- modèle classique en forme de corbeille-pétales, dont l'usage n'est pas recommandé dans le découvert.
- l'ombrelle centreur est un ensemble monobloc dont le réceptacle est protégé par un centreur externe et qui permet une utilisation dans le découvert ainsi qu'une mise en mouvement du tubage pendant la cimentation.



Figure II-9: Ombrelles de cimentation

II.7.2 Équipement de cimentation par stinger :

La cimentation interne est une technique généralement utilisée pour les tubages de grand diamètre, dans laquelle le tube de forage est placé à l'intérieur du tubage et sert de conduit pour le pompage des fluides depuis la surface jusqu'à l'anneau du tubage. Les avantages de la cimentation du train de tiges interne sont les suivants :

- Réduction des volumes et du temps de déplacement.
- Réduire la quantité de l'extra ciment déplacée.
- Réduire la nécessité de temps de prise plus longs.
- Élimination de la nécessité d'utiliser des têtes de ciment de grand diamètre.
- Éliminer le besoin de bouchons de ciment de grand diamètre.

Les inconvénients de la cimentation interne sont les suivants :

- La cimentation de la colonne interne augmente le risque d'effondrement du tubage. Pour réduire ce risque, on utilise parfois un dispositif d'obturation du tubage de surface (surface casing pack-off assembly).



Figure II-10: Latch IN stinger.

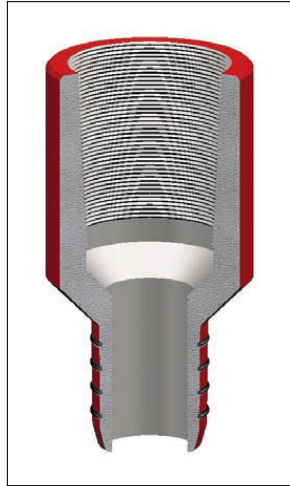


Figure II-11: Srew in stinger.



Figure II-12: Stab in stinger.

II.7.3 Équipements spécifiques pour la cimentation à double étage :

L'équipement de cimentation primaire est standard, mais pour cimenter le deuxième étage, il faut incorporer en plus à la colonne un anneau de cimentation étagé ou DV (diverter valve) qui est introduit dans la colonne de tubage à une position prédéterminée. Cette position correspond souvent à la profondeur du sabot de tubage précédent. Les orifices de la DV sont initialement fermé par le manchon intérieur. Ce manchon est maintenu en place par des goupilles de retenue. Une fois la première étape terminée, une dart spéciale est libérée de la surface et atterrit dans le manchon intérieur de la DV. Lorsqu'une pression de 1000 à 1500 psi est appliquée à l'enveloppe au-dessus de la dart, et donc à la dart, les goupilles de retenue du manchon intérieur sont cisailées et le manchon descend vers le bas ouvrant les orifices du mandrin extérieur. La circulation est établie à travers la DV.

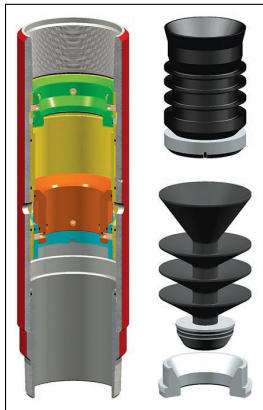


Figure II-13: Equipement de cimentation etagé hydraulique.



Figure II-14: Equipement de cimentation etagé mécanique.

II.7.4 Équipement d'obturation annulaire (Annular packoff) :

Les ACP (également connus sous le nom de packers de tubage externes) sont très appréciés car ils permettent une meilleure étanchéité et une meilleure centralisation. Ils sont utilisés pour :

- empêcher la migration du gaz.
- réduire ou empêcher la production d'eau,
- isoler les zones de production ou d'injection.
- éviter la cimentation squeeze.

Les ACP varient en taille et en type de valve en fonction de leur objectif. La plupart peuvent être remplies de boue ou de ciment, mais la pression qu'elles peuvent supporter est limitée. Le remplissage excessif est l'une des principales causes de défaillance des packers de tubage. .

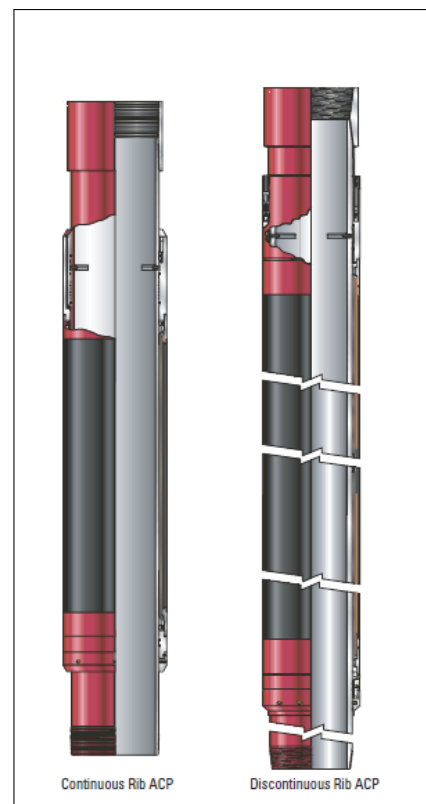


Figure II-15: External casing packer (ACP)

II.7.5 Équipement de cimentation corrective (remedial cementing tools) :

Les dispositifs de cimentation corrective sont des équipements mécaniques ou hydrauliques utilisés au fond du puits pour faciliter l'application du ciment lors des opérations de bouchage ou de cimentation par compression. Leur rôle principal est d'isoler certaines zones du tubage des pressions de traitement et du ciment. Certains de ces dispositifs peuvent être récupérables ou forables, chacun étant conçu pour répondre à des conditions spécifiques du puits. Les outils de cimentation remedial sont généralement fournis avec le service. Les détails concernant le fonctionnement ou les limites d'un outil spécifique doivent être obtenus auprès de la société de service ou du fabricant.

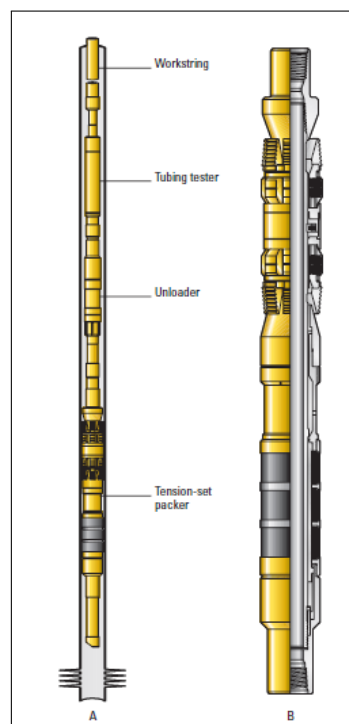


Figure II-16: Tension-set service packers

II.7.6 Équipements de cimentation en surface :

L'équipement de surface est situé sur le plancher de l'appareil de forage. Il relie le train de tiges au bloc de l'appareil de forage et relie les lignes de déplacement, de circulation et de cimentation au train de tiges.

II.7.6.1 Installations de mélange(jet mixer) :

Sur la plupart des plates-formes, la poudre de ciment et les additifs sont manipulés en vrac, ce qui facilite grandement le mélange. Pour les gros volumes de ciment, plusieurs bacs de stockage en vrac peuvent être nécessaires sur la plate-forme. Sur les plates-formes offshore, le ciment est transféré pneumatiquement des bateaux d'approvisionnement aux silos de stockage.

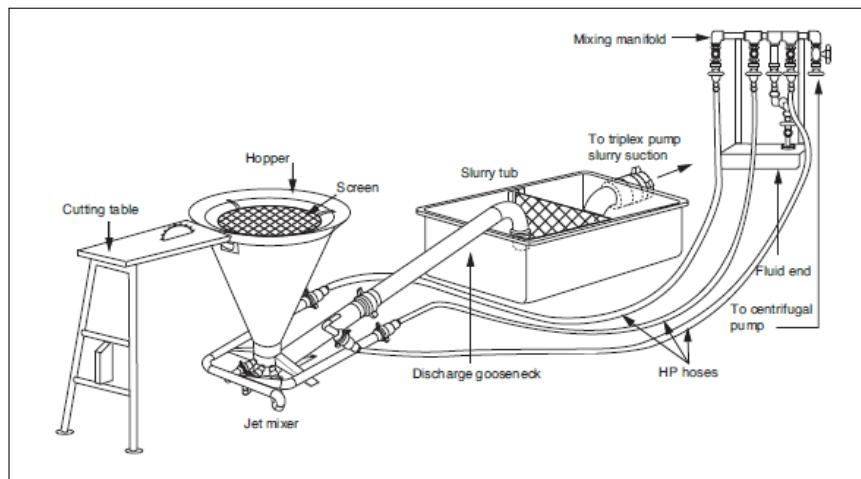


Figure II-17: Jet mixer

II.7.6.2 Têtes de cimentation :

La tête de cimentation vissée au sommet du tubage contient les deux bouchons de cimentation. Elle doit permettre la circulation de la boue de forage, l'injection du laitier après le largage du bouchon inférieur, la chasse du bouchon supérieur avec la boue initiale.

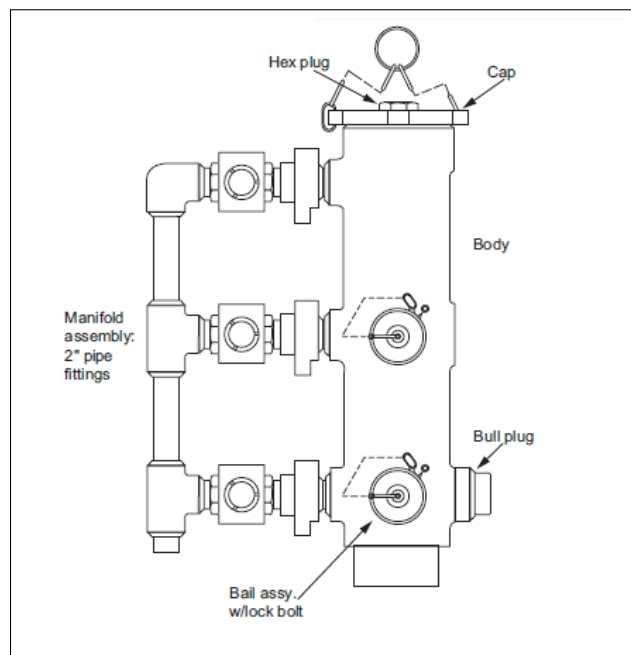


Figure II-18: Tête de cimentation

II.7.6.3 Unités de cimentation :

Le principal composant nécessaire à l'exécution du cimentation est l'unité cimentation (voir Figure II-19). Il existe de nombreuses configurations d'unités de cimentation offrant différentes capacités. Pour la majorité des unités de ciment, il existe des capacités standard pour la pression, le débit, la puissance hydraulique et la taille ou les dimensions qui couvrent l'ensemble des besoins. Il existe d'autres configurations d'unités de ciment pour

répondre à d'autres exigences pour un site de forage ou un projet tel que l'offshore ou les sites éloignés, les conditions météorologiques ou le terrain spécifiques à la région, les températures et les pressions au fond du puits, et les impératifs de contrôle du puits. Le tableau II.2 donne des exemples de configurations de conception d'unités de cimentation et les composants associés pris en compte.

Configuration de l'Unité de ciment	Composants
Puissance	Moteurs, transmission, source d'énergie
Mélange	Pompes basse pression, réservoir, dosage du ciment
Pompage	Pompes à haute pression, collecteur de refoulement
Exigences particulières	En matière de santé, de sécurité et d'environnement (HSE) et de réglementation

Table II.2 :: Exemples de configurations de conception



Figure II-19: Une unité de ciment installée sur un appareil de forage sur un site onshore.

II.8 Progression des opérations :

II.8.1 Traits distinctifs de la cimentation des puits :

- L'opération de cimentation d'un puits est un projet en une fois. Si la qualité du travail n'est pas bonne, il est généralement difficile d'y remédier.

- L'opération de cimentation d'un puits est un projet caché, et le processus principal se déroule en fond de puits. L'opération ne peut donc pas être observée directement. La qualité de la cimentation est influencée par de nombreux facteurs, y compris la précision de la conception de la cimentation du puits et le contrôle de la qualité de l'opération.
- L'opération de cimentation des puits a un impact sur le développement des champs pétroliers et gaziers et sur les projets de suivi. Si la qualité de la cimentation du puits est médiocre, elle peut provoquer des canaux inter-zones dans le processus de développement du réservoir (en particulier dans le processus d'injection d'eau) et affecter de manière significative le développement du gisement.
- La cimentation des puits est un projet coûteux
- Le projet de cimentation de puits a une durée d'opération courte et des procédures de travail longues.

II.8.2 Conditions de base de la cimentation conventionnelle d'un puits :

Lors d'une opération de cimentation conventionnelle d'un puits, nous devons analyser attentivement si les conditions de l'opération sont remplies avant de commencer le travail de cimentation. Cela peut causer un accident technique ou un problème de qualité si nous effectuons la cimentation sans les conditions adéquates. Généralement, les conditions de base pour satisfaire la construction de la cimentation du puits sont les suivantes :

- Trou de forage non obstrué.
- Fond du trou de forage propre.
- Pas de fuite dans le fond du puits avant la cimentation.
- La vitesse de canalisation du pétrole et du gaz est inférieure à 10 m/h.
- L'écartement du tubage n'est pas inférieur à 67% (casing standoff > 67%).
- Le fluide de forage est préparé pour avoir les propriétés suivantes : faible viscosité, faible contrainte de cisaillement, faible densité et bonne mobilité, sans affecter la stabilité de la paroi du trou de forage et la stabilité de la pression en fond de trou.
- Les propriétés physiques telles que le temps d'épaississement de ciment et la mobilité de la ciment doivent répondre aux exigences opérationnelles.

II.9 Cimentation primaire :

II.9.1 Une seule étage :

L'objectif d'une cimentation primaire est d'injecter le laitier de ciment dans l'espace annulaire, derrière le tubage. Dans la plupart des cas, cette opération est réalisée en une seule fois en pompant le ciment dans le tubage et en le remontant dans l'espace annulaire. La procédure en une seule étape est décrite comme suit :

1. Circulation de boue pour le conditionnement du puits
2. Libération du bouchon inférieur.
3. Pompage de spacer.
4. Pompage de ciment.
5. Libération du bouchon supérieur.
6. Déplacement avec un fluide de déplacement (généralement de la boue) jusqu'à ce que le bouchon supérieur se pose sur l'anneau de retenu.
7. Essai de pression du tubage (test colonne).

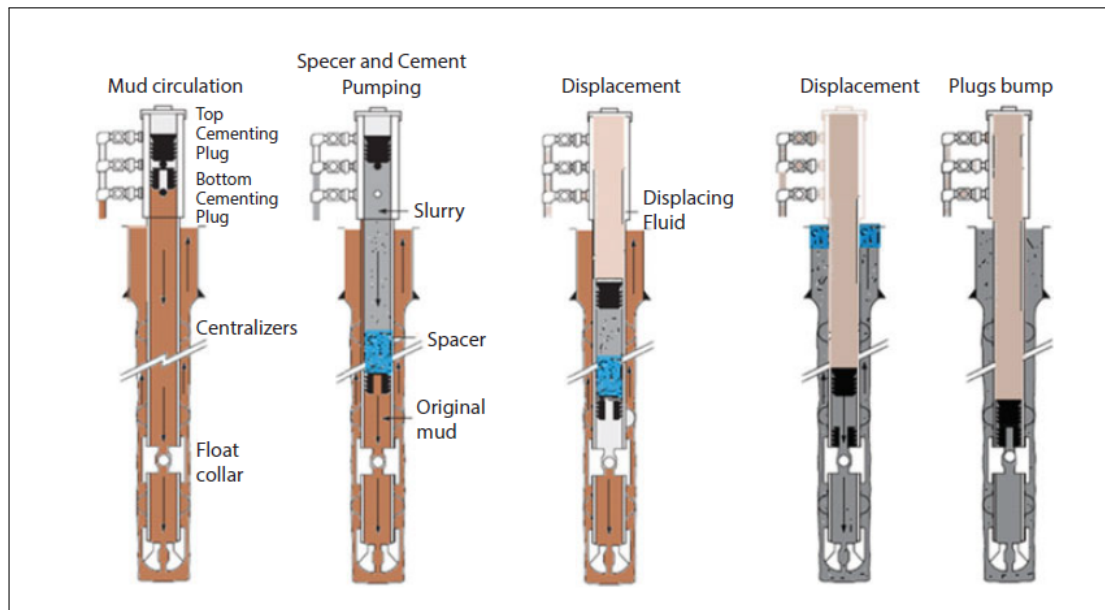


Figure II-20: Cimentation a un seule étage.

II.9.2 Cimentation en plusieurs étages :

Il est parfois nécessaire de cimenter une plus longue colonne de tubage, en particulier lorsque les formations sont faibles et ne peuvent pas supporter la pression hydrostatique

générée par une très longue colonne de laitier de ciment. Dans ce cas, la cimentation est réalisée en deux étapes. La première étape est réalisée comme la cimentation primaire en une seule étape. La deuxième étape est réalisée en laissant tomber un outil spécial (la dart) dans la colonne de tubage qui est utilisé pour ouvrir les orifices de l'étage multiple, ce qui permet d'ouvrir les orifices de la colonne de tubage. ce qui permet de pomper le ciment du tubage et de l'envoyer dans l'espace annulaire. Lorsque la ciment de la deuxième phase est prête à être pompée, la vanne de dérivation est ouverte et le ciment est injecté dans l'espace annulaire à travers l'outil de cimentation par étapes, de la même manière que pour la première phase. Lorsque la quantité de ciment nécessaire a été pompée, l'outil à étapes est refermé. Ce processus est connu sous le nom de cimentation en plusieurs étapes.

II.9.3 Cimentation par compression (Squeeze Cementing) :

La cimentation par compression est le processus par lequel le laitiers de ciment est pompée avec force à travers les trous du tubage et dans l'espace annulaire et/ou la formation. La cimentation par compression est souvent utilisée pour effectuer des opérations remedial au cours d'un work-over sur le puits. Les principaux objectifs de la cimentation par compression sont les suivants :

1. Réparer les défaillances du tubage.
2. Fermer les zones de circulation perdues.
3. Pour effectuer des travaux correctifs sur un mauvais travail de cimentation primaire (par exemple pour remonter l'annulaire).
4. Fermer les zones de production de gaz ou d'eau pour maximiser la production de pétrole dans l'intervalle de complétion.
5. Empêcher les fluides de s'échapper des zones abandonnées.

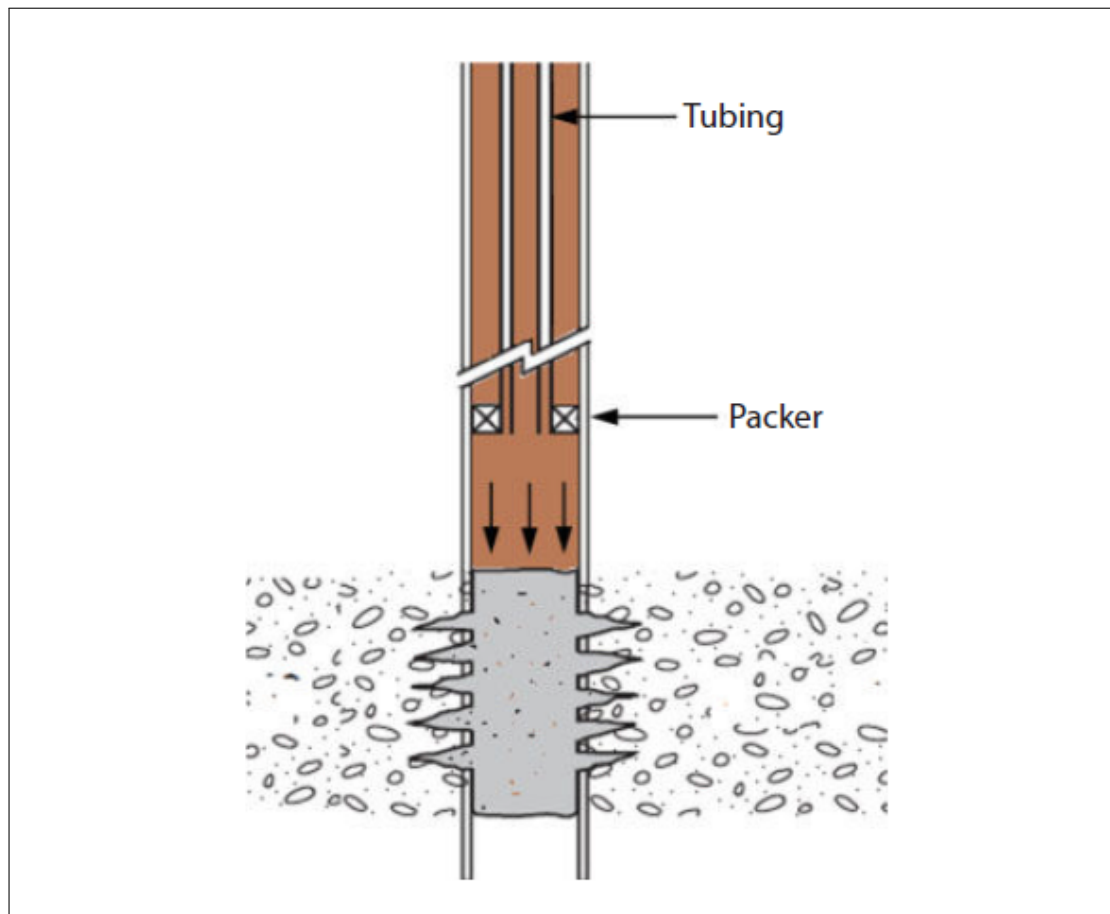


Figure II-21: Cimentation Squeeze avec packer.

II.9.4 Cimentation des bouchons :

Au cours de la vie d'un puits, des bouchons de ciment sont mis en place à un moment ou à un autre. Les bouchons de ciment sont appliqués pour éviter les mouvements verticaux des fluides. Les bouchons de ciment sont utilisés de différentes manières :

- Abandon des zones épuisées.
- Fermeture des zones de circulation perdue.
- Fournir un point de départ pour le forage directionnel.
- isoler une zone pour tester la formation.
- Abandon d'un puits entier.

Le problème majeur lors de la mise en place des bouchons de ciment est d'éviter la contamination de la boue. Certaines précautions doivent être prises pour réduire la contamination, comme indiqué ci-dessous :

- Sélectionner une section du trou propre qui est dans le gabarit.
- Le bouchon doit être suffisamment long (500 m bouchons sont courants). Le som-

met du bouchon doit se trouver à 250 mètres au-dessus de la zone de production.

- Conditionner la boue avant de placer le bouchon de ciment.
- Utiliser un fluide de prélavage (preflush fluid) avant le ciment.
- Utiliser un laitier de ciment densifié.

Il existe deux techniques couramment utilisées pour placer un bouchon de ciment :

II.9.4.1 La technique du bouchon équilibré :

Cette méthode vise à obtenir des niveaux de ciment égaux dans le tube de forage et l'espace annulaire. Le prélavage, le laitier de ciment et le liquide d'espacement sont pompés dans le tube de forage et déplacés avec de la boue jusqu'à ce que les deux niveaux soient équilibrés. Si ce n'est pas le cas, un effet de tube en U se produit. La tige de forage peut alors être retirée, laissant le bouchon en place.

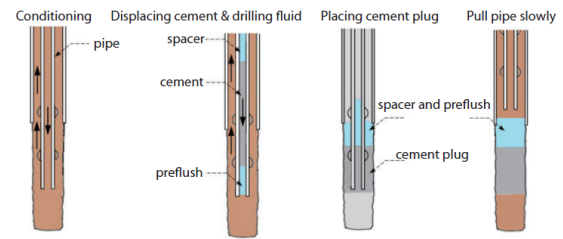


Figure II-22: Cimentation d'un bouchon en équilibre

II.9.4.2 Technique de Dump Bailer :

On utilise un Dump Bailer, un dispositif électrique fonctionnant à l'aide d'un câble. Un bouchon permanent est mis en place en dessous de la profondeur de rebouchage requise. Une benne à ciment contenant le laitier est descendue dans le puits à l'aide d'un câble. Lorsqu'elle atteint le bouchon, le laitier est libéré et se dépose sur le bouchon.

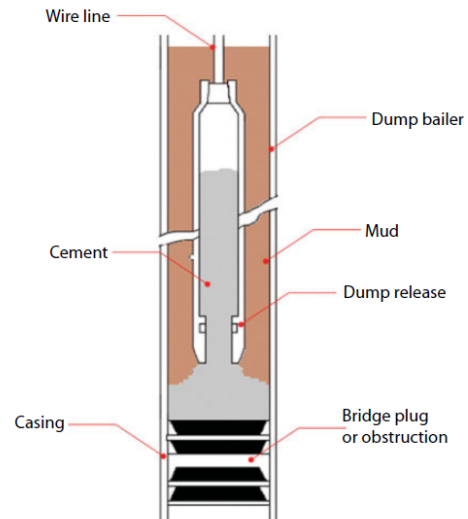


Figure II-23: Dump bailer technique.

II.9.5 Cimentation de liner :

Les liners sont installés à la place du tubage afin d'éviter l'extension du tubage à la surface. Elles sont généralement installées dans les zones de production afin d'éviter l'installation de tubages de production. La cimentation des liners est une tâche très difficile.

car il s'agit d'un tube de forage en cours d'exécution et Les techniques de cimentation conventionnelles ne peuvent donc pas être appliquées pour la cimentation. Un équipement spécial est utilisé pour cimentation des liners. Comme le tubage, liner est équipée d'un anneau de retenu et d'un sabot. Certains équipements supplémentaires doivent être installés dans la colonne, tels que landing collar, placé environ deux joints au-dessus d'anneau de retenu. Un bouchon est maintenu en place à l'extrémité du tube dernier par des goupilles de cisaillement. Le processus de cimentation de la conduite est expliqué comme suit :

1. Conditionnement d'un puits avant la cimentation pour nettoyer les débris.
2. Pompage de spacer en amont de ciment.
3. Pompage de ciment.
4. Libération du bouchon de descente de la pompe.
5. Déplacement du ciment le long de la colonne et hors de liner dans l'espace annulaire et continuer à pomper jusqu'à ce que le bouchon inférieur se pose sur le bouchon racleur.
6. Appliquer une pression sur le bouchon inférieur de la pompe et cisailier les goupilles du bouchon racleur pour libérer le bouchon racleur.
7. Les deux bouchons descendent le long de liner jusqu'à ce qu'ils s'enclenchent dans le landing collar
8. tester les bouchons avec une pression de 1 000 psi.
9. Arrêt des pompes.
10. Démarrage de la circulation inverse pour le nettoyage.

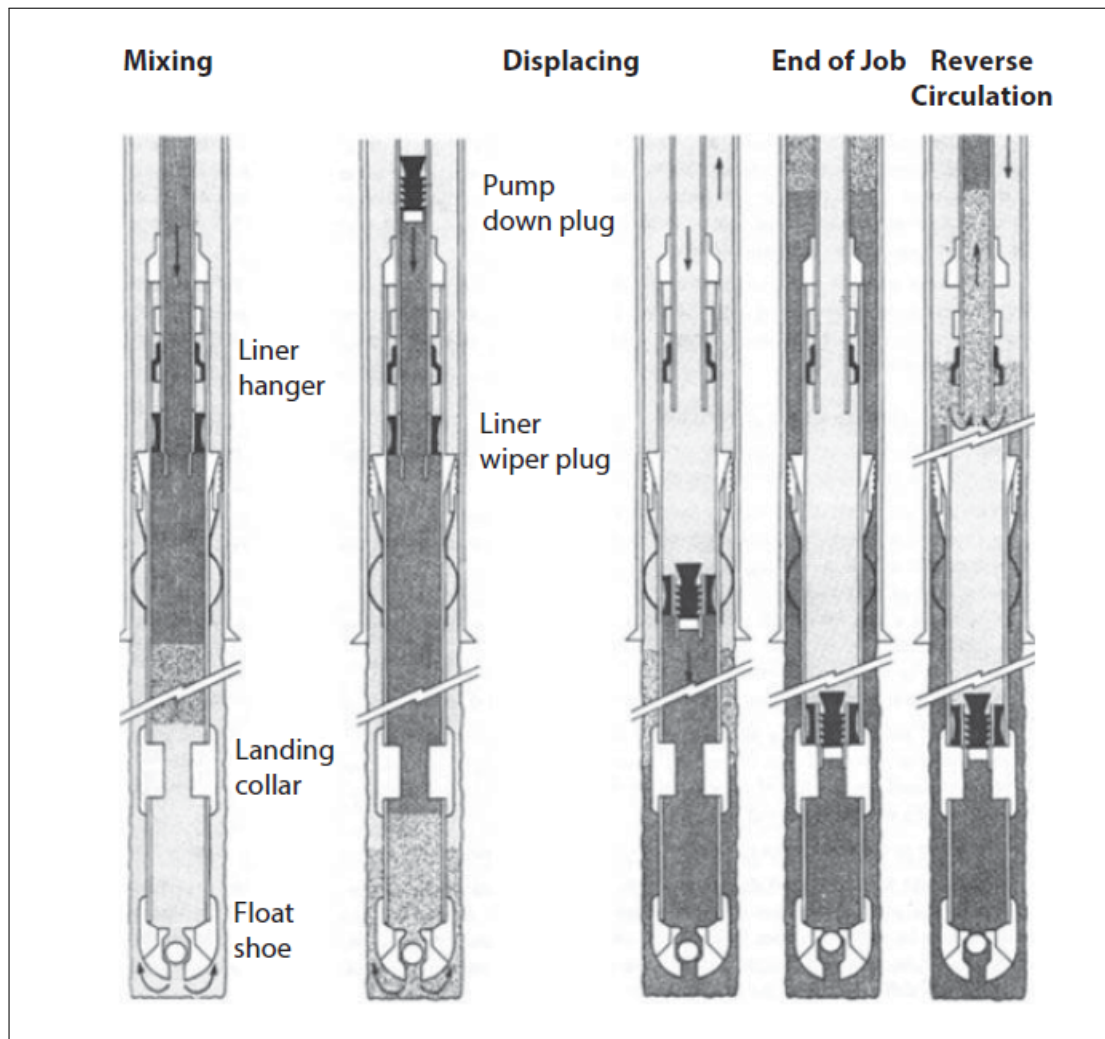


Figure II-24: Procédure de la cimentation d'un liner.

II.10 Cement job évaluation :

L'objectif principal de la cimentation est d'isoler les formations derrière le tubage. Le ciment soutiendra et protégera également le tubage, assurant ainsi l'intégrité du puits de forage. Il est essentiel d'évaluer l'isolation zonale et de confirmer le succès d'une opération de cimentation. Le processus d'évaluation commence sur le site du puits lorsque la boue de ciment est pompée et que le puits est construit. Il se poursuit tout au long de la durée de vie du puits, lorsque la production et les pressions dans le puits sont contrôlées et évaluées, y compris lors du processus d'abandon final. la méthode d'évaluation doit être choisie en fonction de l'objectif à atteindre.

II.10.1 Les essais hydrauliques :

L'essai hydraulique est une méthode permettant d'évaluer l'isolation assurée par le ciment. Elle peut être réalisée après les travaux de cimentation primaire (par exemple, lorsque des zones d'eau sont situées à proximité de la zone de pétrole ou de gaz). Elle peut également être réalisée après une cimentation corrective (Remedial Cement Job) pour vérifier si les perforations ont été efficacement scellées. Les techniques les plus courantes sont les essais sous pression et l'essai à sec. Dans certaines régions, la qualité du ciment est vérifiée au moyen d'un test de production ou d'un test de communication à travers les perforations .

II.10.1.1 Le test de pression :

L'essai sous pression est sans aucun doute la méthode la plus courante. Elle est généralement réalisée après chaque cimentation de surface ou intermédiaire, une fois que le sabot du tubage a été foré. La pression interne du tubage est augmentée jusqu'à ce que la pression au niveau du sabot de tubage devienne supérieure à la pression attendue à cet endroit lors de la prochaine phase de forage. Un sabot de tubage qui ne tient pas la pression indique un mauvais travail de cimentation et une cimentation corrective est nécessaire. Lorsque la pression est augmentée jusqu'à ce que la formation se brise, le test est appelé test d'intégrité de la pression (PIT) ou test de fuite (figure II-25). L'objectif du PIT est de déterminer la densité maximale de boue qui peut être utilisée pour le forage de la section suivante. Les procédures de réalisation et d'interprétation d'un PIT sont décrites par Postler (1997).

Les procédures du test :

1. Préparer le test : Vérifier l'étanchéité des vannes, préparer une boue propre et utiliser un manomètre de bonne qualité.
2. Effectuer un test de tubage.
3. Préparez un graphique PIT.
4. Pompez la boue à un débit constant, entre 0,25 et 1 baril/min, et reportez les données de pression mesurées sur le graphe.
5. Lorsque le tracé s'écarte de la tendance linéaire, pomper une petite quantité supplémentaire et arrêter le pompage.
6. Surveiller le déclin de la pression pendant 10 à 15 minutes

Interprétation du test :

Différents schémas peuvent être interprétés sur le graphe de pression. En particulier, un canal dans le ciment peut être indiqué par l'un des éléments suivants :

1. Anomalies de pression : Irrégularités ou anomalies dans la courbe de pression, telles que des fluctuations soudaines ou des écarts par rapport à la tendance attendue.
2. La pression après l'arrêt de pompage ne se stabilise pas.

La chaîne est confirmée lorsqu'un nouvel LOT ne montre aucune amélioration des indicateurs susmentionnés.

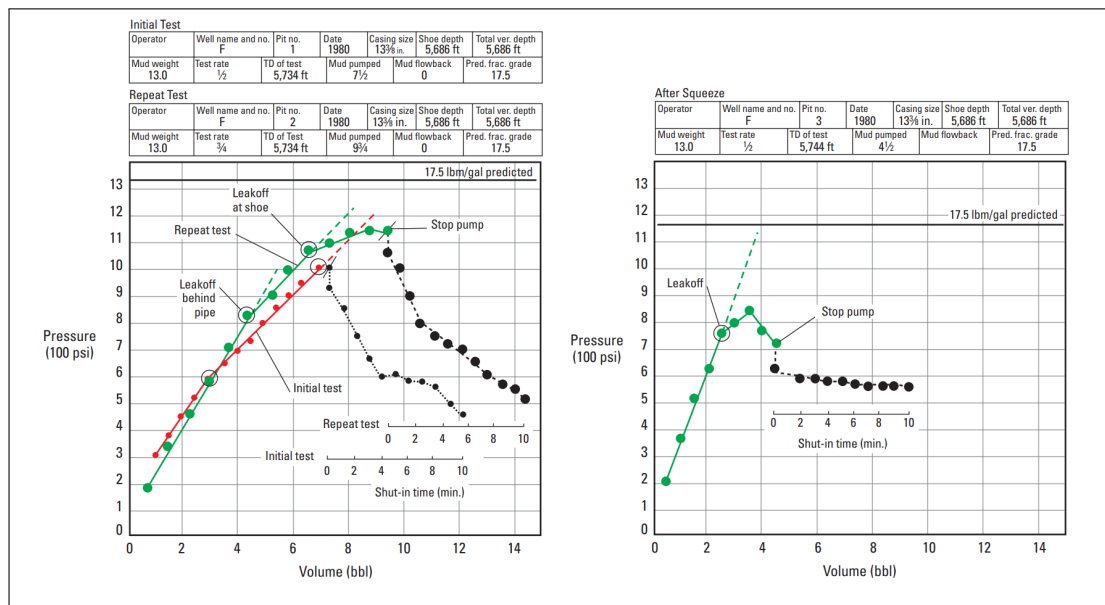


Figure II-25: Les graphes de pression.

II.10.1.2 Les tests a sec (dry test) :

C'est un test qui a le même principe que le (DST) qui est spécialement appliqué pour évaluer l'isolation fournie par le ciment. Les essais à sec sont particulièrement utiles pour tester l'efficacité de l'étanchéité du ciment au top du liner. Alors que l'objectif d'un DST est d'évaluer les paramètres de formation à partir d'un afflux dans le puits de forage et d'une augmentation de la pression, l'objectif de l'essai à sec est de prouver que lorsque la pression est réduite à l'intérieur du tubage, rien ne pénètre dans le puits de forage. L'essai à sec peut également être utilisé pour tester l'étanchéité autour du tubage, une fois que le tubage a été perforé à travers une couche imperméable, ou après le forage du sabot de tubage dans une couche imperméable.

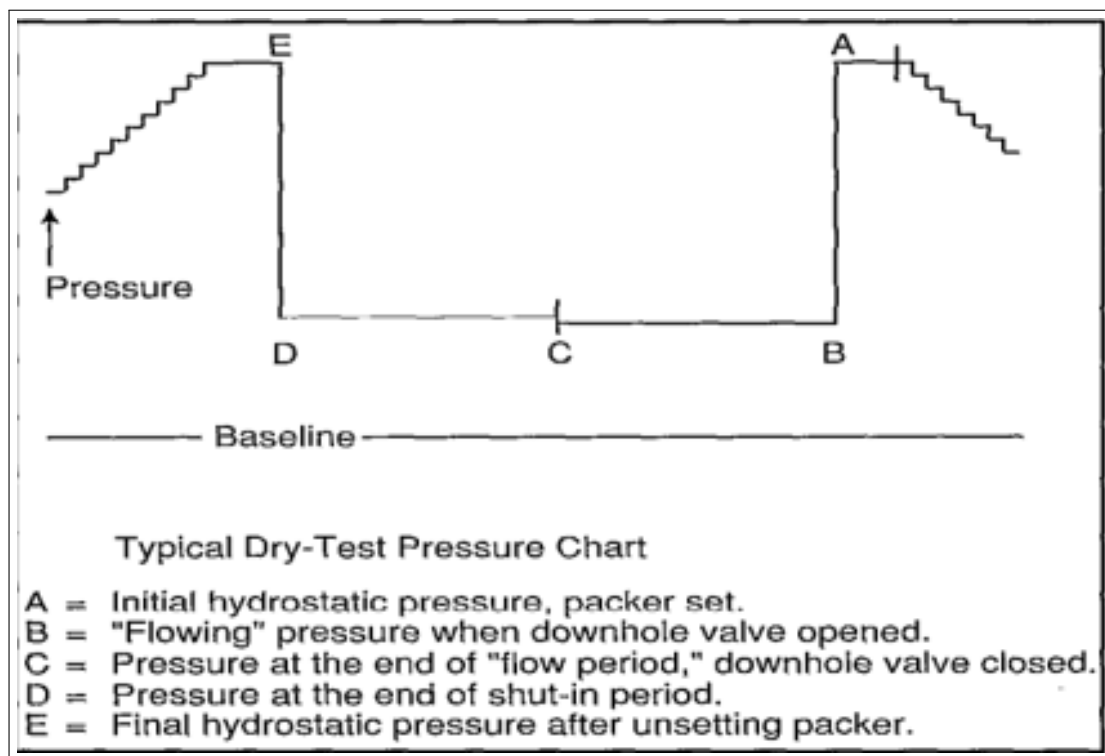


Figure II-26: Courbe de pression typique de l'essai à sec.

II.10.2 Mesures de diagraphie Température, nucléaire, sonore et imagerie :

II.10.2.1 le log de température :

L'enregistrement de la température est souvent utilisé pour l'évaluation de la cimentation. Il est utilisé pour l'évaluation de la cimentation primaire, principalement pour la détection de la partie supérieure du ciment. Les relevés de température sont aussi pour détecter les fuites ou les canalisations.

Les relevés de température sont souvent utilisés pour détecter le ciment dans l'espace annulaire plusieurs heures après la mise en place du ciment, en raison du caractère exothermique de l'hydratation du ciment. La chaleur générée par le ciment augmente la température du puits de forage et induit un écart par rapport au gradient de température normal. La figure II-27 représente un relevé de température typique effectué après une opération de cimentation primaire. Ces mesures sont particulièrement pratiques et permettent de détecter avec précision la partie supérieure du ciment.

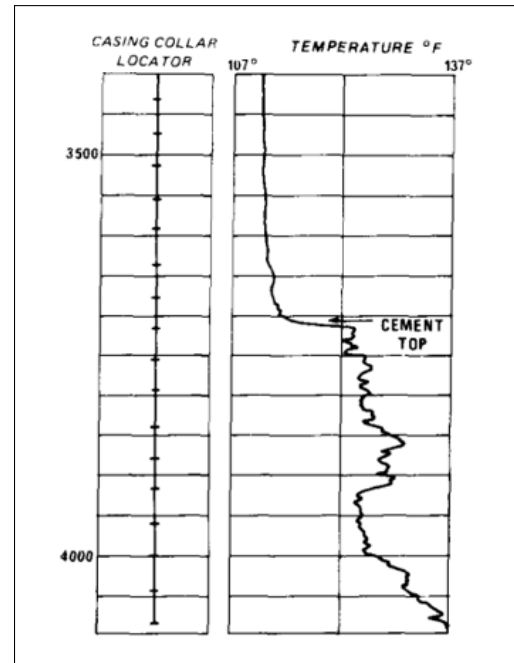


Figure II-27: Détection de la hauteur de ciment derrière le tubage à partir d'un enregistrement de la température

Détecteur d'hydratation du ciment :

Les expériences montrent que les anomalies de température maximales dues à l'hydratation du ciment vont de (5.6°C à 22.2°C) et dépendent fortement de l'épaisseur de l'annulaire et de la conductivité thermique de la formation. La chaleur générée pendant l'hydratation du ciment est également intimement liée à la quantité de ciment et d'additifs présents dans la boue. Par rapport aux ciments standard, les ciments légers ont tendance à avoir des temps d'épaississement plus longs et à générer beaucoup moins de chaleur par unité de volume. Dans ce cas, l'augmentation de la température peut ne pas être suffisamment nette pour être détectée. Le refroidissement du puits par la circulation de fluides avant et pendant la cimentation a également une influence sur la cinétique d'hydratation du ciment : plus la circulation est longue, plus la température est basse. Cela se traduit par des temps d'épaississement plus longs et des augmentations de chaleur plus faibles et plus tardives dans le puits. Dans le cas d'une longue colonne de ciment, les diagraphies de température peuvent ne pas convenir pour évaluer le travail du ciment.

Dans la plupart des cas, la température maximale est 4 à 12 heures après la mise en place

du ciment dans le puits, mais la température reste élevée pendant plus de 24 heures. Pour obtenir les meilleurs résultats, l'étude de température doit être réalisée dans les premières 12 à 24 heures, en fonction du temps d'épaississement du ciment et des conditions de fond de trou. Cependant, il peut être impossible de localiser le ciment si le log de température est effectué trop tôt ou trop tard. La quantité de chaleur générée étant liée au volume de ciment, l'augmentation de la température peut être plus importante dans les cas suivants dans les grands annulaires (par exemple, dans les affaissements) par rapport aux trous de calibrage dans les formations homogènes. Dans certains cas, une augmentation de la température dans un trou lisse peut être due à l'invasion du ciment dans un trou fracturé ou dans une formation homogène. à l'invasion de ciment dans une formation fracturée ou fragile. D'autre part, dans les annulaires étroits, la chaleur générée pendant l'hydratation du ciment peut ne soit pas suffisante pour modifier de manière significative le profil de température du puits de forage.

Indicateur de communication

Lorsqu'un puits a été complété et que l'on suspecte une canalisation derrière le tubage en raison de la contamination de la production, les logs de température peuvent être très utiles pour mieux identifier le problème. La figure II-28 est un exemple typique. Le premier relevé de température montre le profil de température avant l'injection de 80 barils de gazole. Le second relevé de température, effectué après l'injection, montre une baisse importante de la température au-dessus des perforations et des variations de température jusqu'au contact huile/eau, ce qui indique une communication derrière le tubage. Dans de tels cas, une cimentation corrective doit être effectuée pour rendre l'espace annulaire étanche et réduire la teneur en eau.

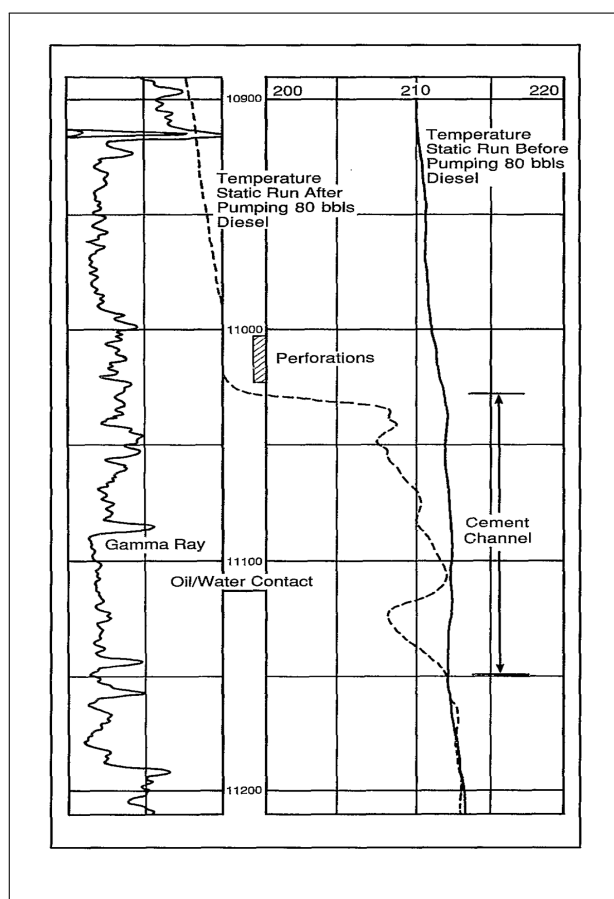


Figure II-28: Enregistrement du profil composite de température avant la compression du ciment.

II.10.2.2 Le log nucléaire :

Dans l'industrie pétrolière, il est courant d'ajouter des matériaux radioactifs comme traceurs. Cette technique peut être utilisée pour marquer les boues de forage et pour estimer les durées et les volumes de circulation, en détectant les matières radioactives dans les retours. Dans la stimulation, l'ajout d'un matériau radioactif aux fluides de traitement peut aider à estimer l'étendue du traitement, en comparant les diagraphies aux rayons gamma effectuées avant et après l'injection (Ahmed, 1987). Ce type de technique, essentiellement qualitative, est également utilisé dans la cimentation, principalement pour localiser le sommet du ciment (Fig. II-29). Kilne et Smith (1986) ont prouvé que les traceurs radioactifs sont utiles pour réaliser une évaluation quantitative du ciment, en utilisant une concentration uniforme de matériau radioactif dans le ciment, et les résultats spectraux des rayons gamma et les résultats des logs de calliper.

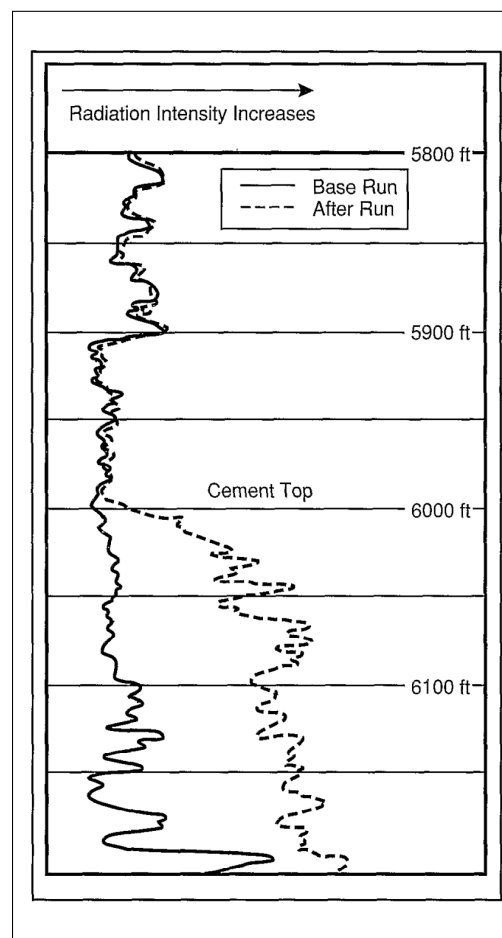


Figure II-29: Enregistrement de traçage radioactif typique.

II.10.2.3 Mesures de diagraphie acoustique :

La diagraphie acoustique est la méthode la plus utilisée et la plus efficace pour évaluer les travaux de cimentation. L'évaluation des travaux de cimentation par l'interprétation des diagraphies acoustiques vise à établir la relation entre la réponse de l'outil et la qualité du travail de cimentation à un moment donné après la mise en place du ciment. La réponse des outils acoustiques est liée aux propriétés acoustiques de l'environnement (tubage, ciment et formation) et à la qualité du couplage acoustique entre le tubage, le ciment et la formation. Le ciment n'est qu'un des nombreux paramètres qui peuvent affecter la réponse de la diagraphie. L'analyse de la diagraphie doit être effectuée avec soin afin de déterminer l'origine de la réponse de la diagraphie. Dans la plupart des cas, des informations détaillées sur la géométrie du puits, les caractéristiques de la formation et les travaux de cimentation sont nécessaires. Une interprétation juste d'une diagraphie

acoustique n'est possible que s'il est possible d'anticiper la réponse de la diagraphie. Une évaluation valable du travail de cimentation résulte de l'analyse des écarts entre la réponse attendue et la réponse réelle de la diagraphie. Aujourd'hui, il est possible de qualifier principalement en termes de couverture du ciment.

Contrôle de qualité :

Le contrôle de la qualité des enregistrements diagraphiques est la première étape (importante) avant leur exploitation. Il permet de s'assurer de la fiabilité des outils ainsi que de la disponibilité des informations relatives à l'opération. Le contrôle de qualité s'effectue d'abord par le superviseur durant l'opération logging puis par l'ingénieur chargé de l'interprétation au niveau du siège. Les enregistrements inexploitable et présentant des anomalies techniques liées à l'outil ne donnent pas lieu à un paiement.

Calibration des outils :

Un véritable " calibrage " est effectué par rapport à une norme de référence acceptée. Cette norme peut faire l'objet d'un accord international, comme c'est le cas pour le temps, la pression et la longueur. Il peut s'agir d'une norme applicable à l'ensemble de l'industrie, comme l'outil sonique doit lire $57 \mu s/ft$ dans le casing en acier. Il peut également s'agir d'une norme propre à l'entreprise, comme c'est actuellement le cas pour les carnets de bord. L'objectif est "d'assurer la cohérence de la réponse de l'outil au fil du temps parmi tous les outils utilisés". Pour interpréter correctement un log, il convient d'imprimer un résumé de l'étalonnage. Il permet à l'analyste de déterminer si la configuration de la mesure était correcte. Sans résumé d'étalonnage, il est impossible de savoir exactement ce qui a été mesuré et comment cela a été mesuré.

Sections de contrôle ou repeat sections :

Tous les logs doivent comporter une section répétée. Une section de répétition est une courte passe de diagraphie, généralement sur environ 200 ft [61 m] de trou, enregistrée immédiatement avant la passe principale. L'intervalle enregistré pour la section de répétition doit également faire partie de la passe principale, afin que les deux passes puissent être comparées. Les deux passes de diagraphie doivent se dérouler dans des conditions identiques, y inclus les réglages de l'outil et l'état du trou, La section de répétition doit lire la même chose que l'enregistrement principal.

Vérification des paramètres d'enregistrement sur les différents logs (échelles, vitesse, allure des courbes, etc).

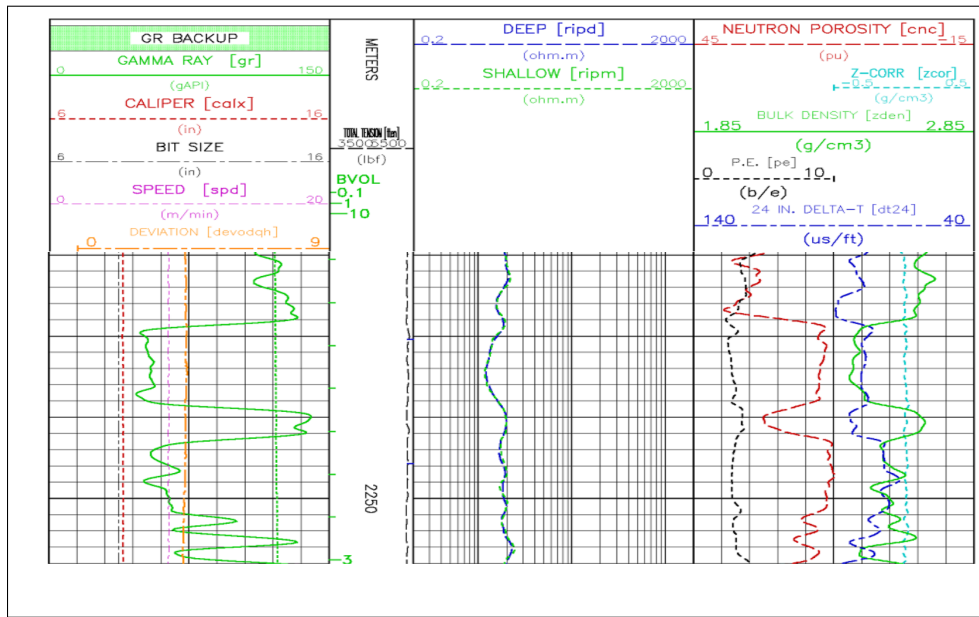


Figure II-30: Interprétation pétrophisique et géologique des graphes différées .

II.10.3 Technique sonique d'évaluation du ciment :

II.10.3.1 Acoustique de la mesure du bond-log :

Les outils de diagraphie acoustique sont le moyen le plus courant de déterminer si l'isolation zonale a été réalisée dans l'espace annulaire cimenté. Les outils actuels fonctionnent à des fréquences soniques et ultrasoniques, utilisent des émetteurs simples ou multiples et fournissent des sorties de diagraphie de base ou des cartes multicolores. Le principe de base des diagraphies acoustiques est le même, L'émetteur émet de façon répétée de courtes fréquences d'énergie acoustique. La durée de chaque impulsion est d'environ $50 \mu s$, et le taux de répétition se situe entre 10 et 60 Hz, en fonction de la conception particulière de l'outil (ou d'une fréquence sélectionnée par l'ingénieur en diagraphie, dans certains cas), Dans l'intervalle de temps entre les impulsions de l'émetteur, le récepteur capte le signal et effectue les mesures du bond-log. La majeure partie du signal intéressant arrive au récepteur entre 1 et $2 \mu s$ après l'impulsion émise.

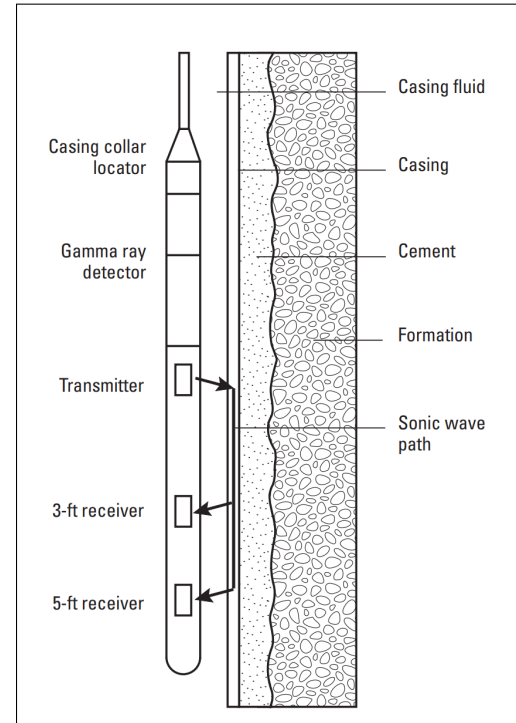


Figure II-31: Outil de diagraphie acoustique.

II.10.3.2 CBL-VDL Tool Configuration :

La figure II-32 est une représentation schématique des différents chemins que l'impulsion d'origine peut emprunter pour arriver jusqu'au récepteur. Les formes d'onde de la figure sont destinées à indiquer les temps d'arrivée relatifs de l'énergie acoustique qui a emprunté les différents chemins. L'onde qui s'est réfractée directement sur la paroi du tubage arrive généralement en premier en raison de la vitesse élevée du son dans l'acier et de la distance relativement courte. L'onde de boue a la plus courte distance à parcourir ; cependant, en raison de la faible vitesse du son dans les fluides, elle arrive très tard. L'interprétation de la mesure réelle du bond-log (par opposition à une image de l'onde composite entière) dépend de l'arrivée de l'onde de tubage avant toute autre onde.

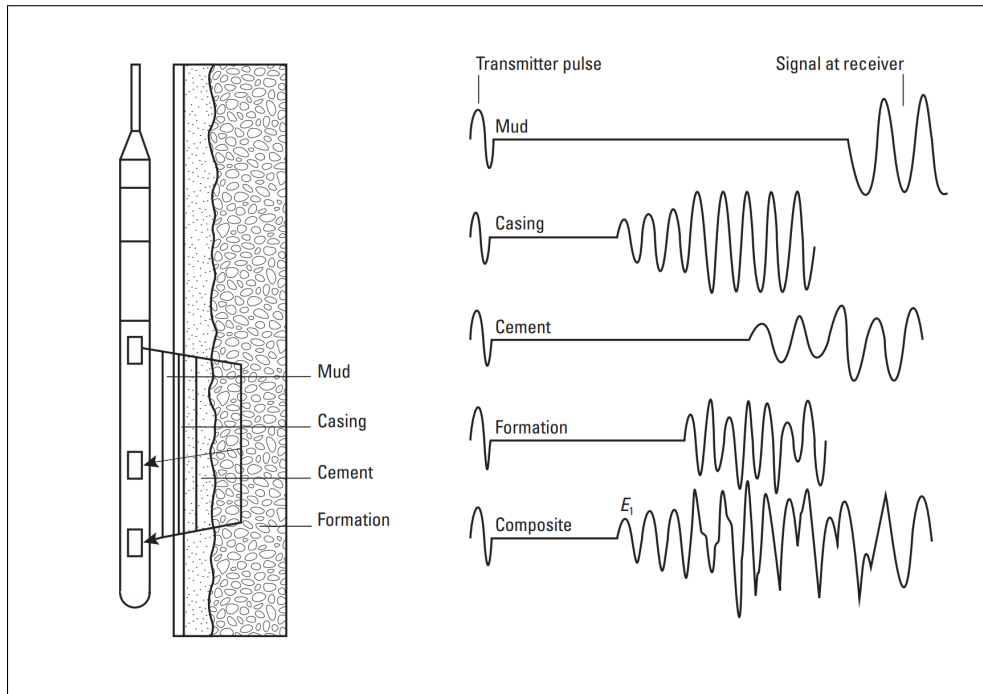


Figure II-32: Représentation schématique des chemins d'impulsion vers le récepteur.

L'autre présentation est l'affichage à intensité variable, dans lequel les amplitudes des formes d'onde sont converties en échelle de gris ou de couleur. La figure II-33 illustre la façon dont les informations sur l'amplitude sont transformées en informations sur l'intensité. Une amplitude de zéro est affichée en gris moyen. Les amplitudes positives deviennent plus noires à mesure qu'elles augmentent. Les amplitudes négatives deviennent plus blanches à mesure qu'elles diminuent. Des échelles d'intensité continues et discrètes (à cinq niveaux) sont utilisées dans l'industrie. L'affichage des couleurs utilise un spectre. L'amplitude minimale (négative) est affichée en bleu foncé, l'amplitude maximale (positive) en rouge et l'amplitude nulle en vert. Cet affichage est continu avec la profondeur et facile à lire. Tou-

tefois, la résolution dépend de la gamme dynamique des signaux reçus. Un exemple de VDL est illustré à la figure II-32. Dans les outils à récepteurs multiples, l’affichage de l’onde complète provient généralement du récepteur espacé de 1,5 m. L’augmentation de l’espacement entre l’émetteur et le récepteur permet d’améliorer la résolution. L’augmentation de l’espacement entre l’émetteur et le récepteur est avantageuse, car les divers composants de l’onde composite (tubage, compression de la formation et cisaillement de la formation) sont écartés. Plus la distance augmente, plus les différences de vitesse sont prononcées. Cependant, l’augmentation de l’espacement peut être problématique car l’onde reçue est plus atténuée ; un compromis est donc nécessaire. Étant donné que l’affichage de l’onde complète est utilisé qualitativement dans la plupart des cas, l’atténuation très élevée à 1,5 m n’est pas un problème, car les caractéristiques qualitatives sont toujours marquées.

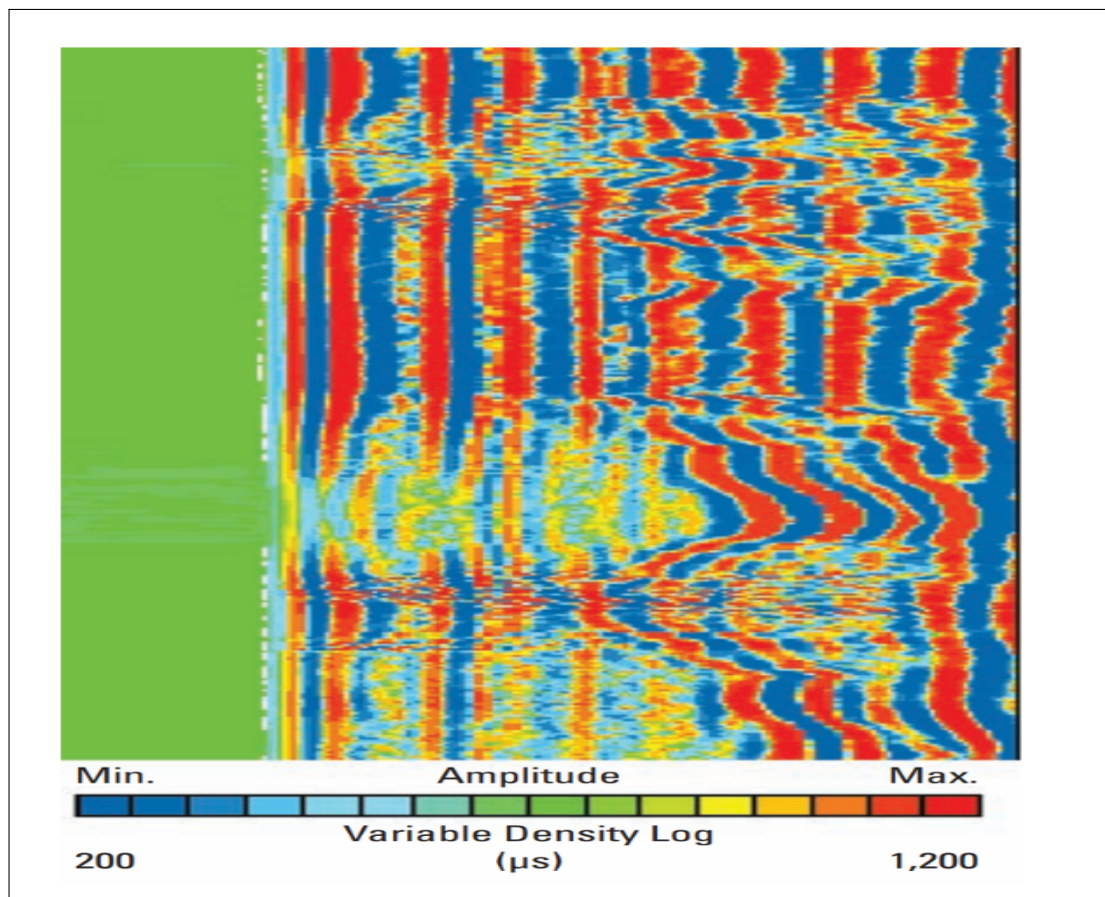


Figure II-33: Enregistrement de variable densité log VDL

II.10.3.3 CBL/VDL : Interprétation qualitative :

L’analyse de l’affichage de l’onde complète ne donne que des informations qualitatives sur le travail du ciment. Si la liaison entre le ciment et le tubage est bonne, la majeure

partie de l'énergie sonore quittera le tubage et passera dans le ciment ; les ondes du tubage auront donc une faible amplitude. De même, si la liaison ciment-formation est bonne, l'énergie passera à travers le ciment dans la formation. Les ondes soniques se propagent alors et s'atténuent dans la formation. Les formations n'étant jamais parfaitement homogènes, leurs propriétés acoustiques varient. Les profils ondulés sur les formes d'ondes reçues illustrent parfaitement ce phénomène, Plusieurs cas particuliers doivent être pris en considération :

- **Les formations non consolidées** : Ces formations peu profondes réduisent fortement le son. Le VDL ne montre pas d'ondes de formation car leur amplitude est trop faible.

Les formations rapides sont celles à travers lesquelles le son voyage plus rapidement que le long du tubage. Le motif ondulé sur le VDL apparaît plus tôt que les arrivées du tubage. Les formations salines, très plastiques, présentent peu d'hétérogénéité. Dans une telle zone, la VDL est très constante la plupart du temps, et peut parfois ressembler à celle d'une conduite libre.

- **Les tubages concentriques** : Si le tubage intérieur est bien cimenté, le VDL montrera la qualité de la cimentation précédente mais présentera souvent des bandes parallèles comme dans les conduites libres. Les motifs en chevron au niveau des colliers de tubage sont visibles. Lorsque l'espace annulaire entre les deux tubages est bien cimenté, les collets du tubage précédent sont également visibles sur le VDL. Dans ce type de situation, on observe souvent une augmentation apparente de la fréquence du signal, qui est visualisée sur le VDL par un plus grand nombre de bandes noires et blanches plus fines.
- **Contact direct entre le tubage et la formation** : Lorsque le tubage repose contre la paroi de la formation, même s'il n'est pas bien cimenté, les arrivées de la formation peuvent être observées sur le VDL. Les signaux du tubage sont également très forts.

II.10.4 Évaluation du ciment par écho-impulsion ultrasonique : [\[1\]](#)

II.10.4.1 Avantages et inconvénients des outils à ultrasons :

Les outils à ultrasons font résonner une petite partie du tubage en transmettant une impulsion à large bande (200 à 700 kHz) normale à la paroi du tubage. Les deux principaux avantages de cette technique par rapport aux méthodes soniques sont :

- Moins de sensibilité à un microannulus rempli de liquide entre le tube et le ciment.

- Une bonne résolution spatiale - environ 1 pouce 2 de section transversale - combinée à une couverture complète par les outils rotatifs de deuxième génération.

Néanmoins, la fréquence élevée par rapport aux outils soniques présente des inconvénients :

- La rugosité de la conduite causée par la corrosion ou les dépôts peut affecter la mesure du ciment.
- Les performances sont limitées dans les boues lourdes à poids solide, en particulier les OBM, en raison de l'atténuation des ondes acoustiques.

II.10.4.2 Outil d'imagerie ultrasonique :

(outils USI et CAST-V) utilisent un seul transmetteur rotatif afin d'obtenir une couverture complète de la paroi de la pipe. Les mesures sont effectuées en un nombre important de points sur la circonférence : 36 ou 72 pour l'outil USI et 100 pour l'appareil CAST-V. En fonction du diamètre du tube, plusieurs sous-ensembles rotatifs sont disponibles pour optimiser la distance entre le transducteur et la conduite. Lors de l'introduction dans le puits, l'outil USI dans le puits, l'outil USI II-34 mesure les propriétés acoustiques du fluide du puits (vitesse et impédance) en orientant le transducteur vers un réflecteur intégré. L'outil CAST-V est équipé d'un transducteur secondaire fixe qui fait face à un réflecteur plat pour mesurer la vitesse acoustique du fluide de puits pendant la diagraphie.

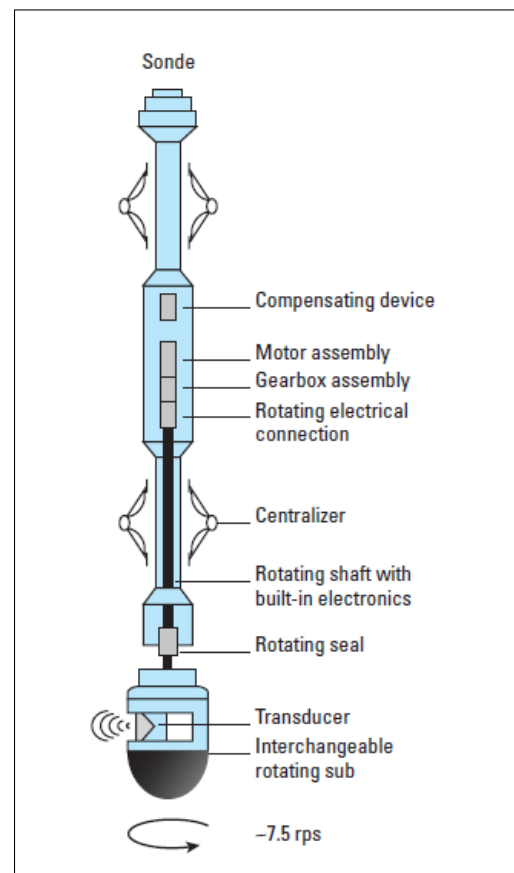


Figure II-34: Ultra Sonic Image Tool (USIT).

II.10.4.3 Principe de l'évaluation ultrasonique du ciment :

L'idée de base de la technique ultrasonique est de faire résonner une petite zone du tubage à travers son épaisseur. Le transducteur envoie une brève impulsion d'ultrasons et détecte la résonance de la surface du tubage. S'il y a du liquide derrière le tubage, il aura tendance à résonner, mais s'il y a du ciment solide derrière le tubage, la résonance sera amortie. La résonance est analysée pour déterminer l'impédance acoustique du ciment.

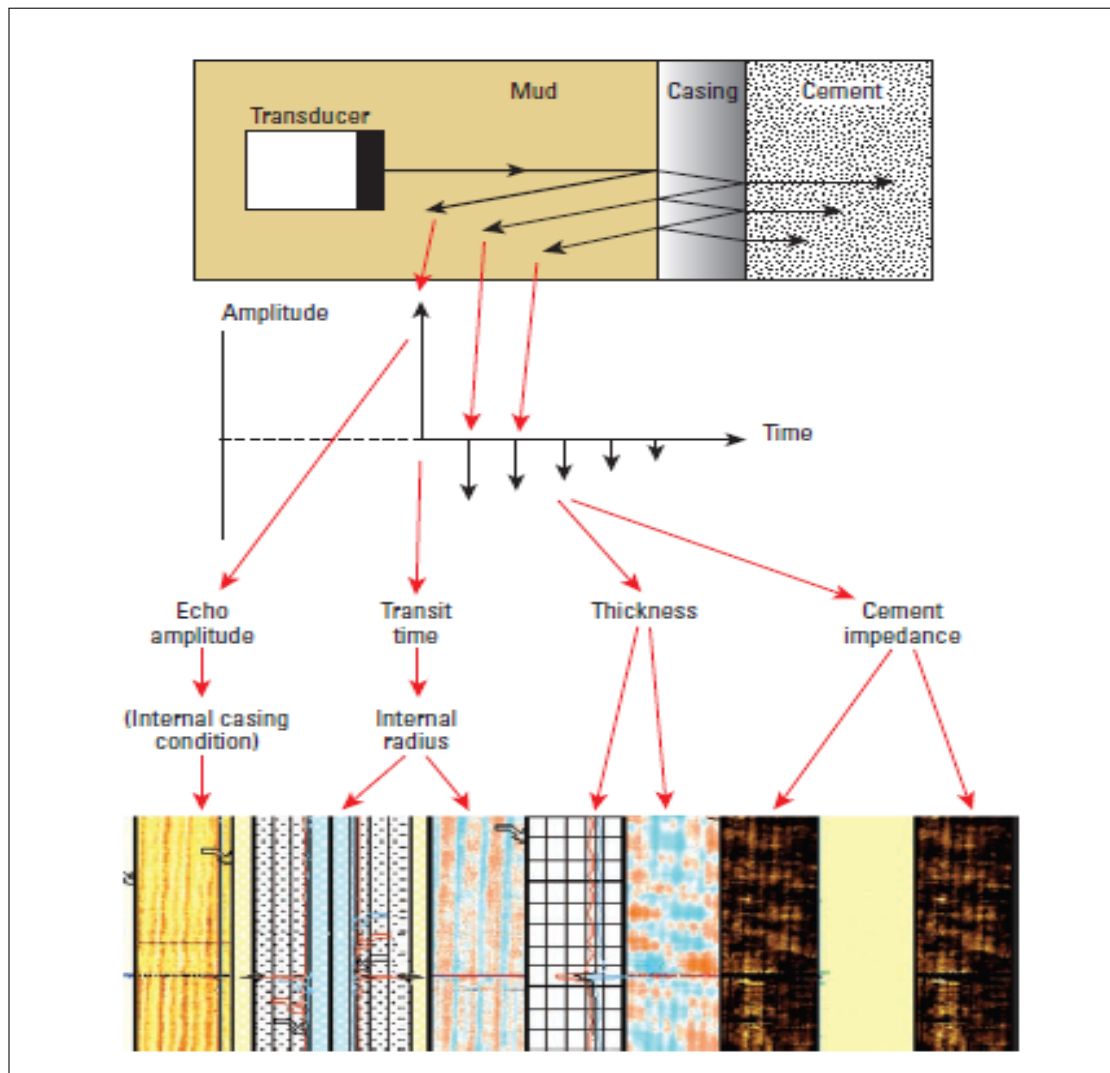


Figure II-35: Ultra Sonic Tool principale et mesurement.

II.10.4.4 Présentation des logs :

La présentation des logs varie d'une région à l'autre et d'une société de services à l'autre. Les schémas utilisés pour labelliser les courbes diffèrent également. Le figure II-36 montre un exemple de journal complet avec les en-têtes API.

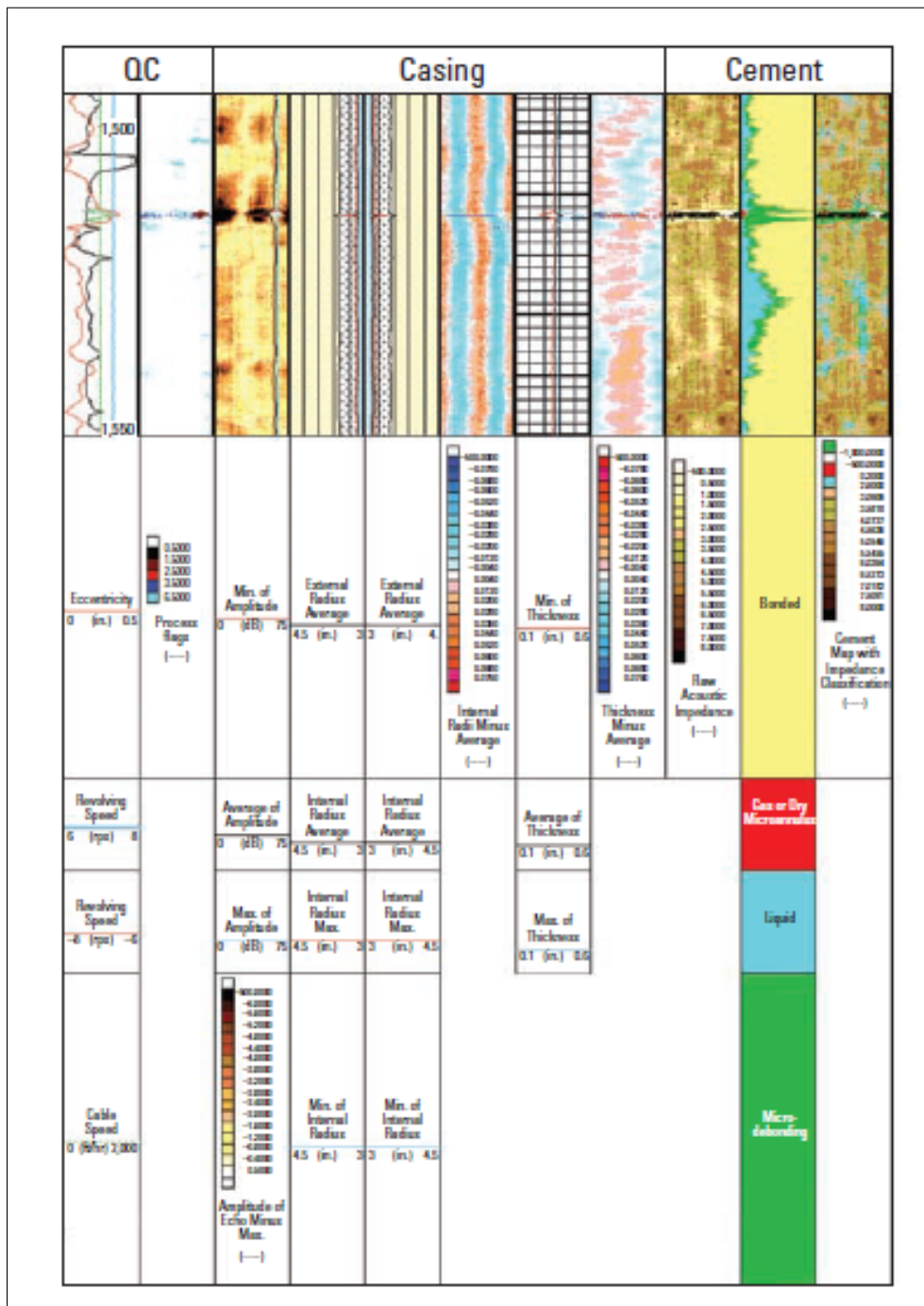


Figure II-36: Présentation de la diagraphie USI avec les données du tubage et du ciment.

II.10.4.5 Exemples d'interprétation combinée :

L'image ultrasonique montre l'impédance acoustique et la distribution des matériaux autour du tubage elle est donc généralement beaucoup plus facile à interpréter qu'une diagraphie CBL/VDL. La plupart des exemples sont des diagraphies combinées ultrasoniques-soniques. Une interprétation combinée fournit une image cohérente et compense les li-

mites des diagraphies individuelles. Comme nous l'avons déjà mentionné, la diagraphie CBL-VDL a une réponse ambiguë à la canalisation, aux microannulus remplis de liquide et à la contamination. Un passage sous pression est nécessaire pour diagnostiquer un microannulus. La diagraphie ultrasonique est très sensible au gaz et au décollement sec. Elle est affectée par les mauvaises conditions de tubage et l'atténuation dans les boues très lourdes. boue très lourde. Le tableau II.3 compare les réponses du CBL-VDL et des mesures ultrasoniques.

	USI Tool	CBL-VDL
Résolution	1.2 in.	360 3 ft
Gaz	Gaz (0 MRayl)	Amplitude supérieure à celle d'un pipe libre
Liquide	Liquide (1-3 MRayl)	Conduite libre
Ciment bien lié	Ciment (4-8 MRayl)	Bonne liaison
Ciment très léger	Faible contraste avec le liquide	Faible contraste avec le liquide
Microannulus sec	Microannulus sec ou gaz (0 MRayl)	Liaison bonne à juste (ciment décollé)
Microannulus humide	Ciment d'impédance moyenne	Liaison médiocre (ambiguë)
Ciment contaminé	Ciment à faible impédance	Liaison médiocre
État de casing	Très sensible	Légèrement sensible
Limite de densité de la boue	< 16 lbm/gal (WBM)	Aucune limite

Table II.3 :: Guide d'interprétation de l'USI et de la CBL-VDL.

II.10.4.6 Bon ciment :

La figure II-37 une diagraphie combinée USI et CBL-VDL dans un ciment pur de haute qualité et bien lié. L'image ultrasonique montre du ciment tout autour du tubage avec une impédance moyenne de 8 MRayl. L'amplitude du CBL est faible et plate, et le VDL indique une faible arrivée du tubage et une forte arrivée de la formation.

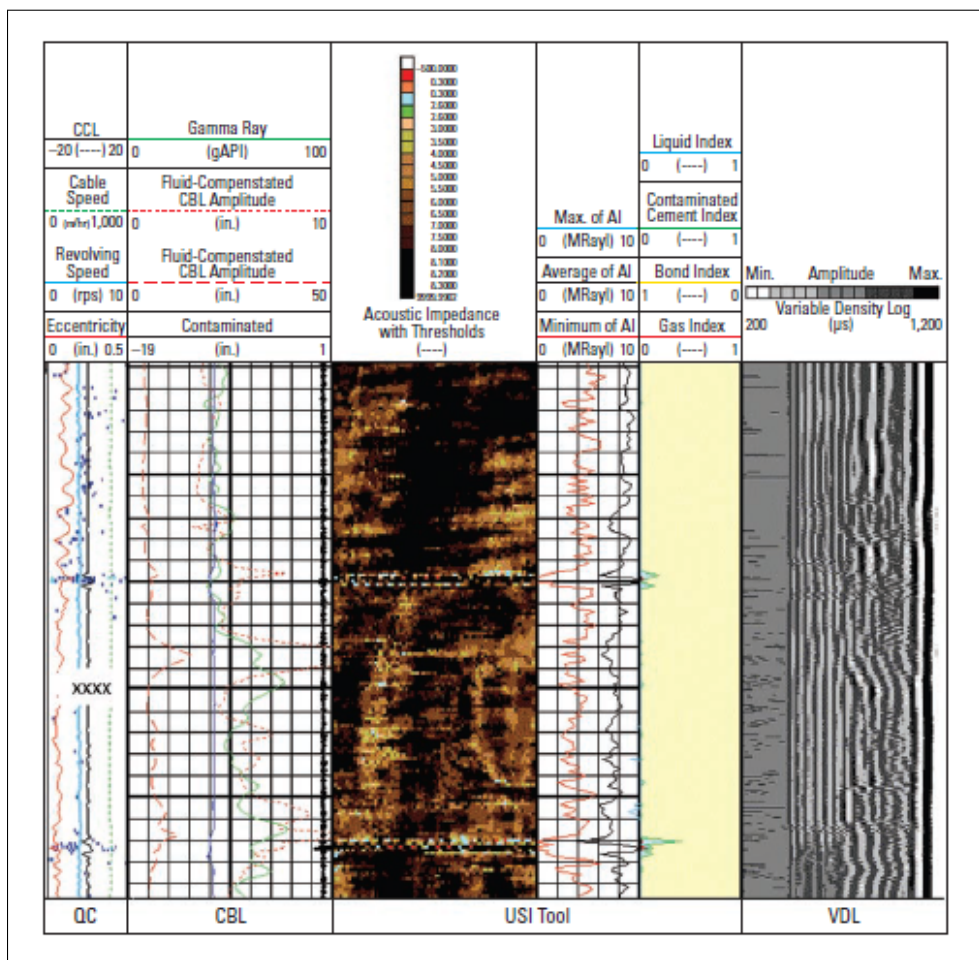


Figure II-37: Un log USI et CBL-VDL de bon ciment

Chapitre III

Migration des fluides dans le ciment

III.1 Migration des fluides dans le ciment :

La migration des fluides annulaires pendant les procédures de forage ou de complétion des puits et après l'opération de cimentation est depuis longtemps reconnue comme l'un des problèmes les plus difficiles de l'industrie pétrolière. Elle est définie comme l'invasion de fluides de formation dans l'espace annulaire en raison d'un déséquilibre de pression à la surface de la formation. Les fluides peuvent migrer vers une zone de pression inférieure ou éventuellement vers la surface. La migration de gaz est la forme la plus courante de migration de fluides dans l'espace annulaire et sans aucun doute la plus dangereuse. La migration des gaz est l'objet principal de ce chapitre ; cependant, la plupart des concepts présentés ici s'appliquent également à d'autres fluides de formation, tels que les eaux peu profondes. La migration des gaz - également appelée communication ou fuite de gaz , écoulement annulaire de gaz , canalisation de gaz , écoulement après cimentation ou invasion de gaz est un problème pour les puits de production et de stockage de gaz. La gravité du problème va du plus dangereux (par exemple, une éruption due à un grave déséquilibre de pression pendant le forage ou la cimentation) au plus marginal (par exemple, une pression résiduelle de gaz de quelques psi à la tête du puits). Outre les difficultés liées à la surface, il peut y avoir des communications entre deux ou plusieurs zones souterraines. Ces problèmes sont plus difficiles à détecter. [10]

III.2 Conséquences pratiques de la migration des gaz :

ce que le flux de gaz soit arrêté et que la pression du gaz soit ramenée à un niveau compatible avec la politique de sécurité de l'opération. Les conséquences potentielles de la migration de gaz après la cimentation primaire sont nombreuses, mais ne sont pas toujours immédiatement détectables. À l'extrême, celles qui se manifestent à la surface, par exemple une pression soutenue du tubage ou un écoulement de gaz à la tête du puits, peuvent imposer l'abandon du puits. Le plus souvent, une cimentation et les réglementations locales. Cependant, l'efficacité de la cimentation par compression dans de telles circonstances est très faible pour trois raisons essentielles :

1. les canaux de gaz sont difficiles à localiser, surtout s'ils ont une taille inférieure à 1 mm .
2. les canaux de gaz peuvent être trop petits pour être efficacement remplis par le ciment .
3. la pression exercée pendant la compression est parfois suffisante pour détruire les liaisons du ciment ou même pour provoquer la fracturation de la formation, ce qui

aggrave encore les problèmes de communication en fond de puits.

En outre, les opérations de réparation du ciment sont coûteuses, surtout en mer ou dans des endroits éloignés. Par conséquent, il est nettement préférable de prévenir un problème de migration de gaz plutôt que d'essayer de le réparer. [11]

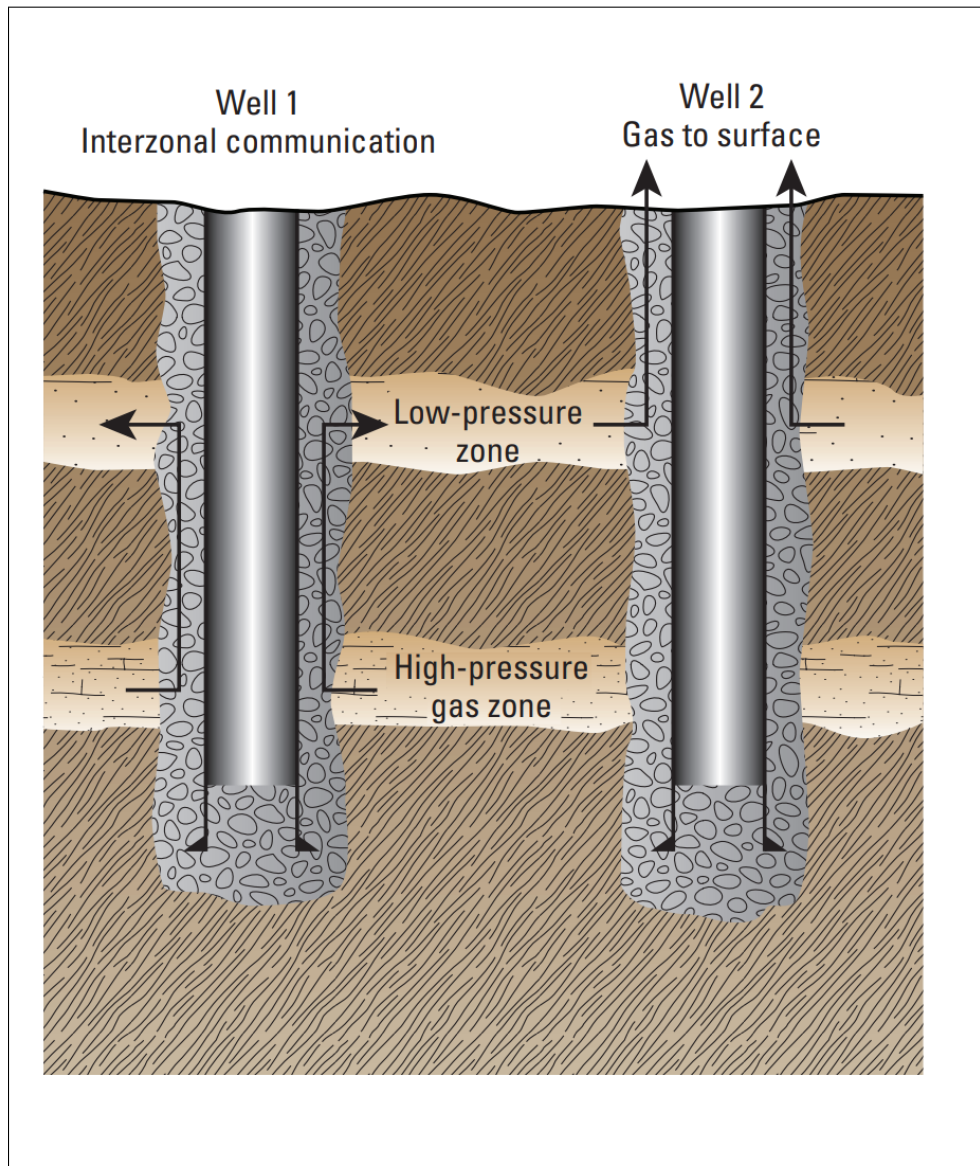


Figure III-1: Deux scénarios de migration de gaz annulaire

III.3 Facteurs influençant la migration des gaz :

De nombreux facteurs, dont beaucoup ont été mentionnés précédemment, peuvent contribuer à la migration des gaz. Il est important de noter qu'un seul facteur n'est pas à l'origine de la migration des gaz, mais qu'il s'agit plutôt d'une combinaison de plusieurs

facteurs, en fonction des conditions propres à chaque puits. La perte de fluide de ciment dans la formation affecte directement les trois causes fondamentales de la migration du gaz et doit donc être considérée comme l'un des principaux facteurs contributifs. Tout d'abord, elle peut être responsable d'une diminution de la pression annulaire en raison des facteurs suivants :

- Une augmentation des effets de gélification du laitier due à une réduction de la teneur en eau.
- Une diminution de la hauteur de la colonne hydrostatique en raison d'une diminution du volume de la suspension.

Deuxièmement, en raison d'une diminution du volume, la perte de fluide peut créer un espace dans la matrice de ciment que le gaz peut occuper. Enfin, le free fluid peut être responsable du contrôle de la perméabilité du filtercake, qui influence finalement le chemin de migration. Les additifs de free fluid peuvent également agir indirectement pour réduire la perméabilité de ciment.

III.3.1 Nettoyage incorrect des parois du puits :

Le succès de l'élimination de laboue détermine la qualité de l'adhérence du ciment. La boue de forage est collée à la formation et crée un filter cake. Ce dernier modifie les propriétés de la roche avec laquelle le ciment est en contact. Par conséquent, le succès de l'opération de cimentation est remis en question. La solution pour l'élimination de la boue réside dans l'utilisation de prélavages. La densité des prélavages est légèrement supérieure à celle des fluides de forage. Pour répondre aux exigences d'une cimentation primaire, le fluide de forage et le spacer doivent être entièrement retirés de l'espace annulaire et celui-ci doit être entièrement rempli de laitier de ciment. Les jets de fluide, les gratteurs, les racleurs, le mouvement de va-et-vient du tubage et le pompage de l'acide sont également utiles pour l'élimination de la boue.

III.3.2 Régime d'écoulement :

Les régimes d'écoulement des fluides (laminaires ou turbulents) influencent le déplacement du fluide dans le puits de forage. Le mouvement turbulent et la vitesse du fluide dans les parois du trou de forage sont pratiquement les mêmes. A l'inverse, l'écoulement laminaire a une vitesse approximativement nulle sur les parois en raison d'un frottement élevé et une vitesse maximale au centre (Fig. III-2). L'écoulement laminaire plat n'a pas la capacité de déplacer la boue, ni de nettoyer la formation et le tubage du filter cake. En revanche, le mouvement tourbillonnaire de l'écoulement turbulent peut déplacer la boue

et éliminer le filtre cake. Un écoulement turbulent amélioré avec un nombre de Reynolds relativement élevé est souhaitable pour une élimination efficace de la boue/du filter cake. L'étude expérimentale de Clark et Carter (1973) sur l'effet des excentricités élevées sur l'élimination de la boue gélifiée par le laitier de ciment a montré que l'écoulement laminaire ne permettait pas un déplacement efficace. Ils ont obtenu de bien meilleurs résultats en pompant le ciment avec un écoulement turbulent.

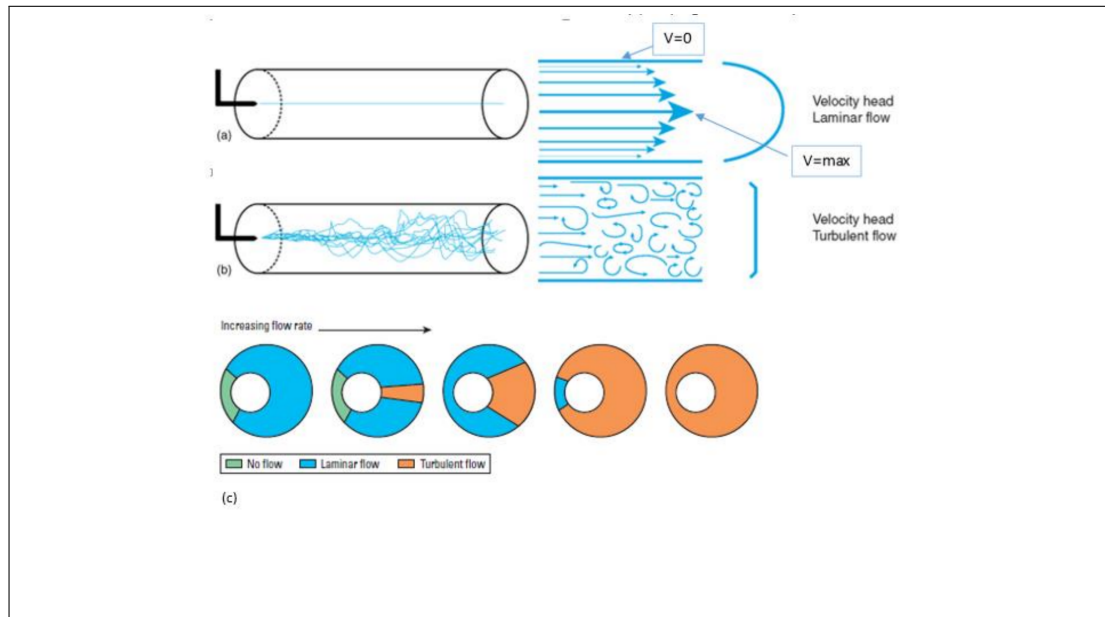


Figure III-2: Schémas d'écoulement des fluides a) écoulement laminaire b) écoulement turbulent c) élimination de la boue avec l'augmentation du débit

III.3.2.1 Viscosité :

La viscosité des fluides doit être correctement prise en compte car elle peut créer une interface instable entre les fluides. Dans la pratique, il est recommandé que la viscosité du fluide déplaçant (ciment) soit supérieure à celle du fluide déplacé (fluide de forage, spacer), sinon cela peut créer un phénomène de fingering [10].

III.3.2.2 Densité :

La densité joue un rôle important lorsque plusieurs fluides se trouvent dans un même système. Si les densités des fluides sont proches les unes des autres, ils peuvent se mélanger ou être instables aux interfaces. Afin d'éviter tout mélange, la densité du fluide déplaçant doit toujours être légèrement supérieure à celle du fluide déplacé. Si la densité du ciment ou de spacer est inférieure à celle de la boue déplacée, il en résultera des instabilités de surface qui entraîneront la présence de boue dans le puits de forage après l'opération . [12]

III.3.3 Centralisateurs :

Les centralisateurs de tubage sont des dispositifs mécaniques qui évitent le contact du tubage avec la paroi du puits (Fig.III-3). Ils améliorent la capacité du ciment à couvrir toute la surface du tube, facilitent le déplacement du laitier et créent une étanchéité sans canal. L'effet du mélange ciment-boue sur la rhéologie peut être non prédictible. Ainsi, si le mélange est moins visqueux que le fluide de forage, il peut être expulsé vers le côté large de l'anneau, mais la boue dans le côté étroit restera en raison d'une pression moindre de ce côté. La figure III-3(b) décrit le profil d'écoulement d'un puits avec une conduite décentralisée. La majeure partie de l'écoulement le long de la partie supérieure de la conduite et de la partie inférieure du puits peut rester enfouie dans les déblais et ne jamais entrer en contact avec aucun des fluides en circulation. [12]

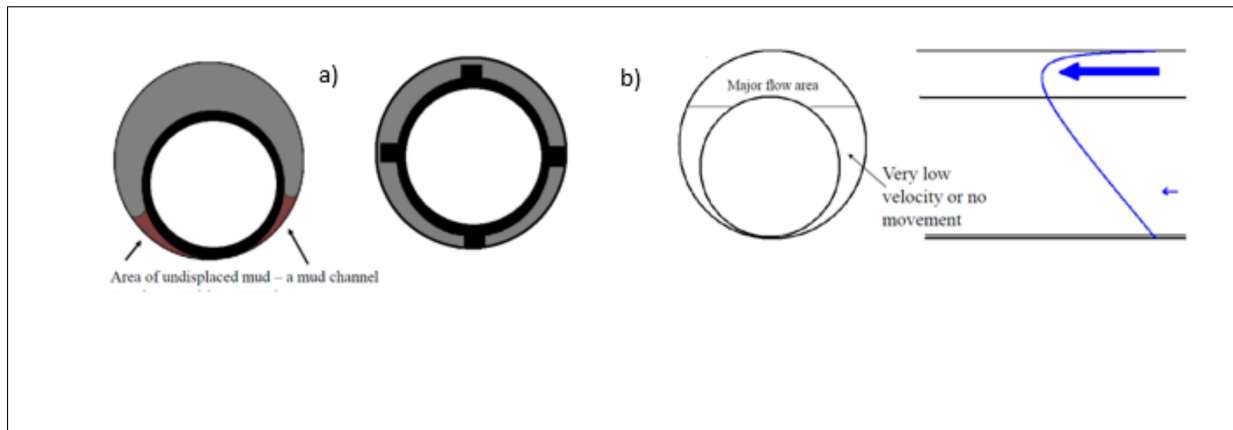


Figure III-3: Forage décentralisé a) les canaux de fluides, b) la vitesse d'écoulement

III.3.4 Développement de la gel strength :

Dès 1970, Carter et Slagle ont remarqué que la gélification des fluides de forage était un facteur important. Cette gélification des fluides était un facteur de réduction de la pression hydrostatique, mais ils n'ont pas fourni d'explication. Les expériences visant à quantifier l'effet de la gélification sur la transmission de la pression hydrostatique n'ont pas donné de résultats concluants (Carter et al., 1973). Une certaine restriction de la pression a été observée à de faibles pressions de durcissement, mais des expériences à des pressions plus élevées (500 à 1 000 psi ou 3,5 à 7 MPa) n'ont indiqué aucun changement de pression. Ceci est probablement lié à des déficiences dans la conception de l'expérience. Il est intéressant de noter que, bien plus tôt, la réduction de la pression hydrostatique pendant l'hydratation du ciment avait été démontrée en laboratoire et confirmée par des mesures sur le terrain dans l'ex-Union soviétique. Des mesures de terrain similaires ont

été effectuées ultérieurement par Cooke et al. (1982), où l'utilisation de capteurs externes dans le tubage a permis d'observer les fluctuations de température et de pression en fond de puits ainsi que la transmission de la pression de surface appliquée (Fig. III-4). A partir de ces informations, il a été possible de déduire le mouvement vertical des fluides dans le puits, de localiser la tête de la colonne de ciment et de mesurer le temps de prise du ciment à différentes profondeurs. [12]

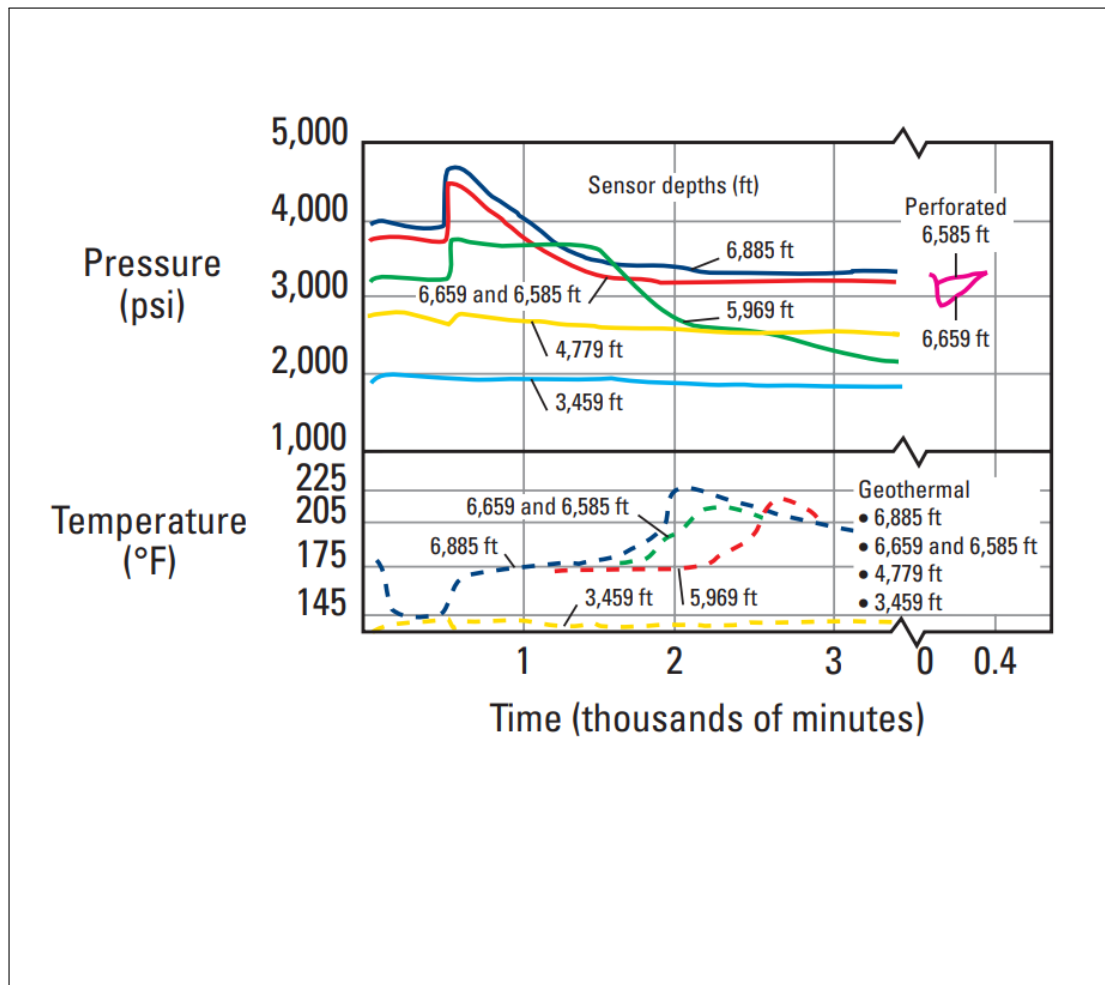


Figure III-4: Mesure de la pression et de la température annulaires à partir de capteurs externes au tubage.

En 1982, Sabins et al. ont établi un lien entre la réduction de la pression hydrostatique et le développement de la gel strength de ciment, le volume de perte de fluide, la réduction du volume due à l'hydratation et le facteur de compressibilité de la suspension. Ces travaux ont abouti à une méthode empirique pour prédire la migration des gaz, et l'équation suivante a été dérivée(III.3.4).

$$\Delta\rho = \frac{4 \times S_{\text{gel}} \times L}{d_{\text{hole}} - d_{\text{pipe}}} \quad \text{or} \quad \Delta\rho = \frac{\Delta V_{\text{fl}} + \Delta V_{\text{hyd}}}{f_c} \quad (\text{III.1})$$

Dans l'équation (III.3.4) :

d_{hole} = diamètre du trou (m).

d_{pipe} = diamètre du tuyau (m).

f_c = facteur de compressibilité de la boue (sans dimension) .

L = longueur de la colonne de ciment (m).

p = variation de la pression hydrostatique (kPa).

S_{gel} = résistance statique du gel (Pa).

V_{fl} = réduction du volume de perte de fluide (L).

V_{hyd} = réduction du volume d'hydratation (L).

En 1979, (Tinsley et al). Ont introduit le concept d'état de transition, une période intermédiaire pendant laquelle le ciment ne se comporte ni comme un fluide ni comme un solide et où la suspension perd sa capacité à transmettre la pression hydrostatique. Le concept d'état de transition a été quantifié par un temps de transition, commençant avec la première force de gel mesurable (environ 21 lbf/100 ft² [10 Pa]), et se terminant lorsque le gaz ne peut plus percoler à l'intérieur du ciment gélifié. Ils ont montré qu'une résistance au gel comprise entre 250 et 500 lbf/100 ft² [120 à 240 Pa] était suffisante pour empêcher la percolation du gaz. La percolation du gaz peut être considérée comme un type particulier de migration du gaz dans lequel le gaz, sous forme de bulles macroscopiques, envahit le coulis et s'élève.

III.3.5 Rétrécissement du ciment (shrinkage) :

Le retrait du ciment provoque une réduction de la pression annulaire et permet au gaz de pénétrer dans le puits de forage, ce qui contribue à la migration du gaz. Lorsque le ciment entre dans la période de prise et que l'hydratation s'accélère, les contraintes intergranulaires augmentent en raison de l'inter croissance des silicates de calcium hydratés. Si aucun changement de volume ne se produisait à ce stade, la pression de pore resterait constante et le ciment se comporterait comme une formation poreuse. Mais ce n'est pas le cas. L'hydratation du ciment est responsable d'une réduction absolue du volume de la matrice du ciment, également appelée contraction chimique du ciment, qui a été identifiée pour la première fois par Le Châtelier en 1887. Il a montré, pour le ciment Portland normal, un retrait volumétrique de 4,6 %. Ce retrait est bien documenté dans la littérature du génie civil (Setter et Roy, 1978) et se produit parce que le volume des phases

hydratées est inférieur à celui des réactifs initiaux. Powers a étudié le retrait des phases de ciment pur depuis 1935 et a constaté qu'il augmentait le long de la série C_2S , C_3S , C_4AF , C_3A de 1 % pour C_2S à 16 % pour C_3A . Il a constaté que le taux de retrait absolu des pâtes de ciment Portland varie entre 2,3 % et 5,1% Powers a supposé que, pour chaque type de ciment, le retrait est une fonction linéaire des pourcentages des quatre principales formes de clinker. Les valeurs K_{hyd1} , K_{hyd2} , K_{hyd3} et K_{hyd4} sont des coefficients dont les valeurs varient en fonction de l'âge (degré d'hydratation) de l'échantillon. En 1982, Geiker et Knudsen ont constaté que le taux et le volume du retrait chimique augmentaient légèrement avec le rapport eau/ciment, mais que le volume final du retrait diminuait avec l'augmentation de la température de séchage. La contraction chimique totale se répartit entre un retrait volumétrique global ou externe, inférieur à 1 %, et une contraction interne de la matrice représentant de 4 % à 6 % du volume du coulis de ciment, en fonction de la composition du ciment (Parcevaux et Sault, 1984). Ainsi, lorsque l'on considère le retrait du ciment, une distinction doit toujours être faite entre les deux types. Dans la plupart des cas, les données rapportées dans la littérature se réfèrent à la contraction chimique totale. Des valeurs de retrait inférieures à 4 % ont été rapportées par Chenevert et Shreshtha (1987) ; cependant, leur conception expérimentale suggère que le phénomène mesuré n'était pas la contraction chimique totale, mais une combinaison du retrait global et de la re-absorption de l'eau libre du ciment. La contraction chimique est un phénomène dépendant du temps qui commence pendant la prise initiale et se stabilise après la prise finale (Stewart et Schouten, 1986). En 1979, Levine et al. ont apporté une contribution significative en établissant un lien entre le retrait et la réduction de la pression. Ils ont mesuré la transmission de la pression hydrostatique des coulis de ciment dans une cellule de 47 pieds de long sans source de pression externe. Ils ont démontré que le gradient de pression hydrostatique diminue progressivement jusqu'à celui de l'eau de préparation. Plus tard, lorsque le ciment commence à prendre, la pression hydrostatique se rapproche rapidement de zéro. La réduction de la pression hydrostatique est le résultat du retrait de la matrice de ciment causé par l'hydratation et la perte de fluide ; à ce stade, la colonne de fluide située au-dessus ne peut pas rétablir la pression des pores. [12]

III.3.6 Perméabilité :

Le concept de migration de gaz à travers la structure poreuse d'un ciment gélifié ou solidifié très perméable, ainsi que la pénétration potentielle de gaz dans le laitier gélifié qui peut se produire au début, ont été introduits pour la première fois par Guyvoronsky et Farukshin (1963). Pendant la période de réduction de la pression hydrostatique, la perméabilité de la matrice de ciment a été mesurée jusqu'à 300 mD. En 1982, Cheung

et Beirute ont proposé un mécanisme de migration du gaz, basé sur des expériences de laboratoire, par lequel le gaz envahit d'abord les espaces poreux du ciment et finit par imprégner toute la matrice du ciment ; par conséquent, le processus d'hydratation est empêché de fermer les espaces poreux. Parcevaux (1984b) a affiné ce mécanisme en étudiant la distribution de la taille des pores des coulis de ciment pendant l'épaississement (thickening) et la prise (setting). Il a démontré l'existence d'une porosité libre composée de pores bien connectés qui commencent à apparaître dès le début de la période de prise. Le même auteur a ensuite confirmé que la migration du gaz est déterminée par un effet de perméabilité instable à travers les pores du ciment. Après un élargissement initial des pores du ciment, un état pseudo-stable est atteint lorsque la communication a été établie dans toute la colonne de ciment et que les canaux de gaz ont atteint une taille stable. En 1986, Stewart et Schouten ont confirmé et développé les résultats antérieurs de Levine et al. (1979). Ils ont conclu que, lorsqu'une suspension de ciment stable (c'est-à-dire présentant un tassement négligeable des particules) entre dans l'état de transition, elle commence à se gélifier et la pression hydrostatique diminue jusqu'à atteindre celle de sa phase aqueuse. [12]

III.3.7 Fluide libre (free water) :

L'effet de la séparation ciment-eau libre a été étudié et discuté par Tinsley et al. (1979) et Webster et Eikerts (1979). Les premiers ont conclu, grâce à des expériences à l'échelle pilote, que l'eau libre, bien qu'indésirable, n'est pas un facteur influent sur l'écoulement du gaz dans l'espace annulaire. Le second groupe a étudié le problème en construisant un modèle en acrylique de 9 pieds de long, incliné jusqu'à 70 et connecté à une source d'entrée de gaz et à plusieurs capteurs de pression . Ils ont observé que, dans les trous déviés, l'eau libre pouvait coalescer pour former un canal continu sur le côté supérieur du trou, formant un chemin privilégié par lequel le gaz peut migrer. Ils ont donc recommandé des coulis de ciment qui ne contiennent pratiquement pas d'eau libre. [12]

III.4 Défaillance mécanique de la cimentation :

La fissuration de la ciment causée par des contraintes de traction imposées, des contraintes de compression ou les deux (Fig. III-5) peut former une voie de migration du gaz dans l'espace annulaire. Les contraintes de forage qui peuvent être responsables de la rupture de la ciment peuvent résulter de changements dans la température et la pression du forage, de contraintes tectoniques, de la subsidence et du fluage de la formation. La résistance relative de la formation derrière la ciment est connue pour avoir un impact sur la détermi-

nation de la rupture de ciment donnée lorsqu'elle est exposée à des contraintes dans le puits de forage. Les formations dures, caractérisées par un module d'Young élevé, confinent la ciment et la rendent moins susceptible de se fissurer. Les formations relativement tendres, caractérisées par un module d'Young faible, n'assureront pas un confinement suffisant pour empêcher la fissuration.

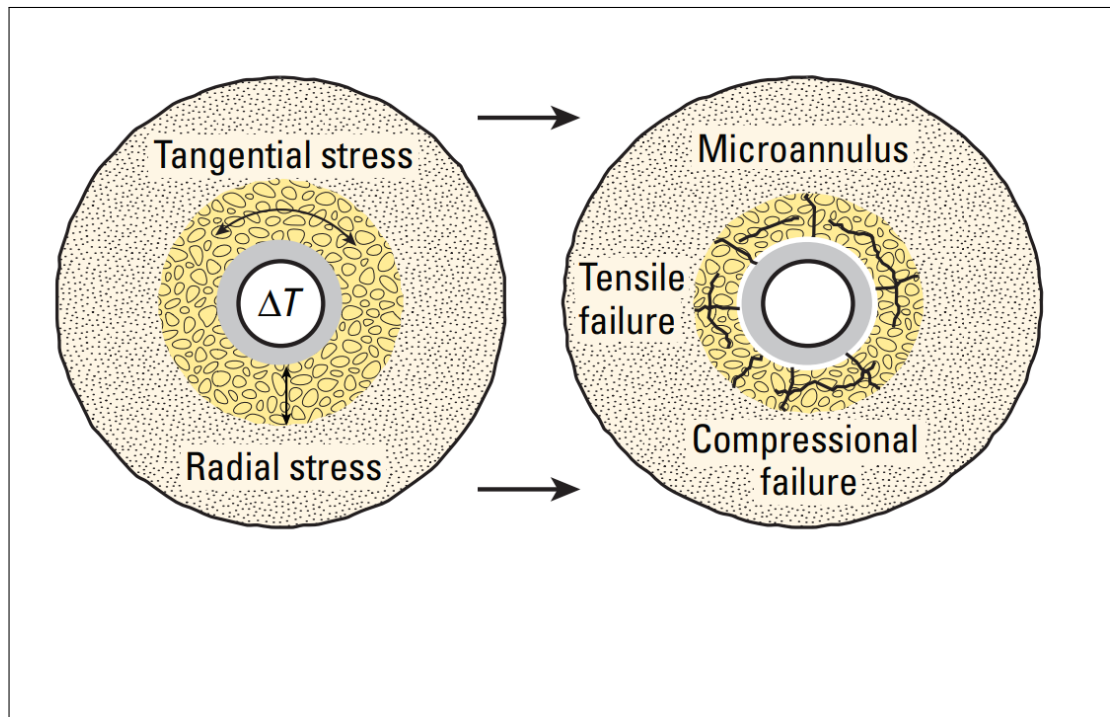


Figure III-5: Rupture en traction et en compression de la cimentation sous l'effet des contraintes subies par le puits de forage

Chapitre IV

Analyse de la perte totale du ciment de la phase 8 $\frac{1}{2}$ " et perspectives :

IV.1 Cimentation de puit MLE-6 :

IV.1.1 18 $\frac{5}{8}$ " Casing :

RIH des joints de 18 $\frac{5}{8}$ pouces K-55, 87.7 ppf, BTC casing jusqu'à 65 m avec landing joint. RIH avec un ciment stinger sur une masse tige de 5", mélange et pompage de 89,4 barils [437,3 sacs] de ciment de 1.89. Bons rendements pendant l'exécution et la cimentation du tubage [3].

IV.1.2 13 $\frac{3}{8}$ " Casing :

Le tubage a été réalisé comme suit : K-55 BTC 68 ppf jusqu'à surface. Le tubage est acheminé jusqu'à la limite de 536 m, 6 à 8 barils de boue sont perdus pendant la descente de tubage, pompage de 5 bbls d'eau, testé les lignes à 3000 psi, pompé les 50 bbls d'eau restants, libéré le bouchon inférieur, mélangé et pompé 247.1 bbls de lead ciment de 1.5 et 41 bbls de tail ciment de 1.89, libéré le bouchon supérieur, pompé 10 bbls d'eau, déplacé avec 248.3 bbls de boue. La pression au bouchon est remontée à 500 psi au-dessus de la pression de circulation finale, la pression a été augmentée à 1400 psi et maintenue pendant 10 minutes pour un test de pression du tubage, aucune perte apparente lors de la circulation, de la cimentation ou du déplacement [3].

IV.1.3 9 $\frac{5}{8}$ " Casing :

RIH casing 9 $\frac{5}{8}$ " de type P110 et L80 jusqu'à surface. Pertes en cours de descente du tubage = 40 bbls . Faire circuler le tubage 1 1/2 fois le volume annulaire, 8 bbls perdus pendant la circulation, monter la tête de cimentation BJ et les lignes. Cimentation d'un tubage de 9 $\frac{5}{8}$ " selon le programme : BJ a pompé 2 barils d'eau, testé les conduites à 3500 psi. Pompage de 12,6 barils de diesel + 50,3 barils de spacer OBM à 1.25, libération de bouchon inférieur, pompage de 491 barils de ciment lead de 1.4, suivi de 182 barils de ciment de tail de 1.89, libération du bouchon supérieur, pompage de 10 barils d'eau, passage aux pompes de forage, pompage de 660 barils d'OBM, la pression au bouchon est augmentée à 700 psi, augmentation de la pression à 3000 psi, maintien pendant 10 minutes pour tester le tubage, purge, maintien des clapets anti-retour, récupération de 55 barils de spacer, évacuation de 23 barils de ciment de bonne qualité. Pas de pertes pendant le travail de cimentation, pertes lors du déplacement = 55 bbls. Le tubage de 9 $\frac{5}{8}$ " a été posé et cimenté à 2839,5 m [3].

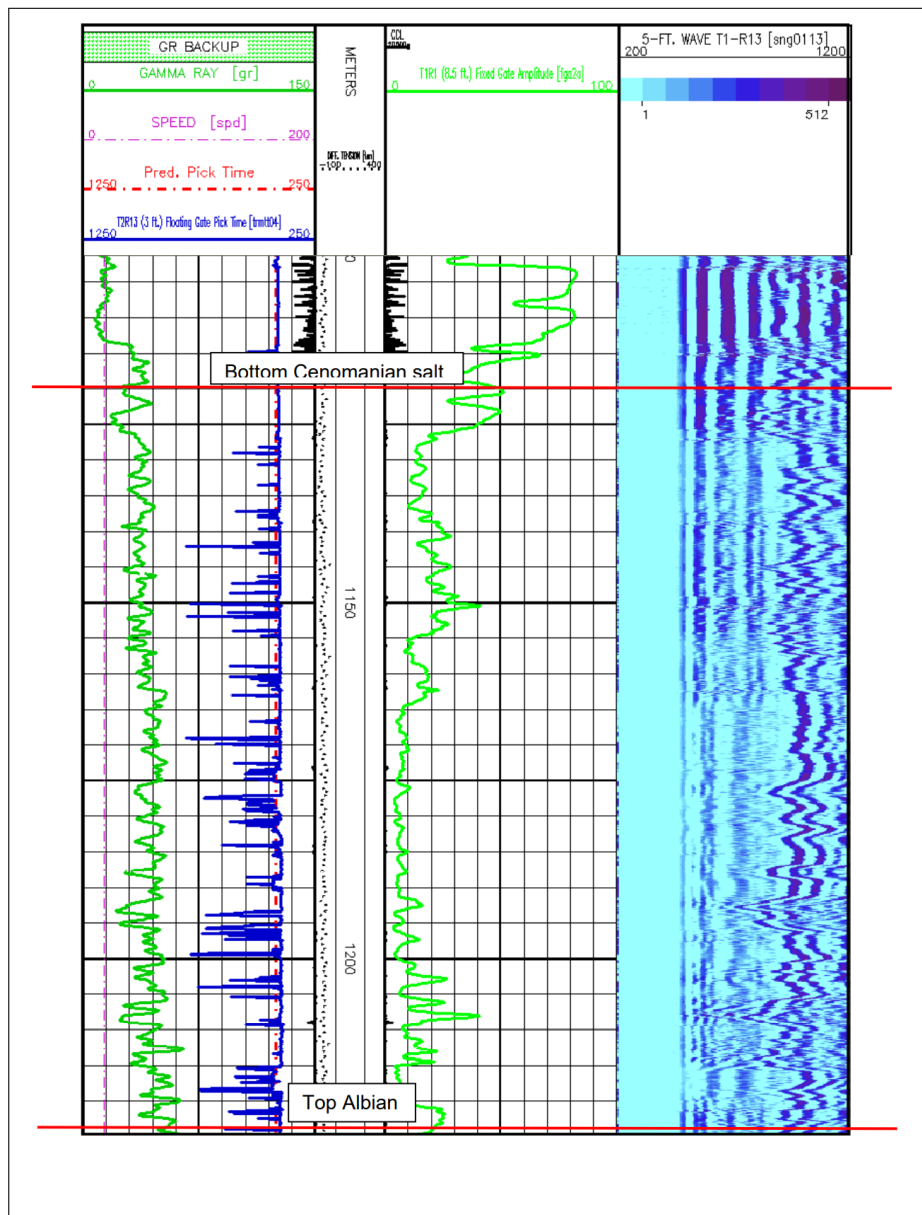


Figure IV-1: CBL acquis dans un tubage de 9 $\frac{5}{8}$ ".

IV.1.4 7" Casing :

Le tubage de 7" est de type P110 BTC pour une longueur totale de 3208.5 m. Des pertes partielles lors de la descente ou de la circulation du tubage. Le tubage a été mis en place à 3208.5 m.

IV.1.4.1 Cimentation de 7" :

Cimentation d'un tubage de 7" selon le programme : pompage de 5 bbls d'eau, test de pression des lignes de surface à 5000 psi, pompage de diesel et de spacer. Le premier

bouchon est descendu. Pompage de volume calculé de ciment à 2.4 de densité. Le bouchon supérieur est descendu. Évacuation du bouchon supérieur avec 10 barils d'eau douce. Passage aux pompes de forage, ralentissement du déplacement à 2,5 bpm en raison des pertes. Poursuite du pompage, retours partiels tout au long du déplacement. Déplacement avec 368 barils de 2.3 d'OBM et 20 barils d'eau. Bouchon heurté sur le déplacement calculé [=388 bbls] [Bouchon heurté avec 1050 psi]. Passage aux pompes de ciment, mise sous pression du tubage de 7" à 3100 psi. La pression a chuté, les clapets ne tiennent pas. Impossible de tester la colonne de tubage 7" à 4800 psi. Les pertes les plus importantes se sont produites lors de la cimentation du tubage, qui a commencé lors du pompage de Spacer. Au total, 78 barils ont été perdus lors du pompage de Spacer et du ciment, et 275 barils supplémentaires ont été perdus lors du déplacement du laitier de ciment. Un test de pression a permis de déterminer qu'il y avait une communication directe entre les deux tubages, et donc qu'il n'y avait pas de ciment significatif derrière le tubage de 7 pouces [3].

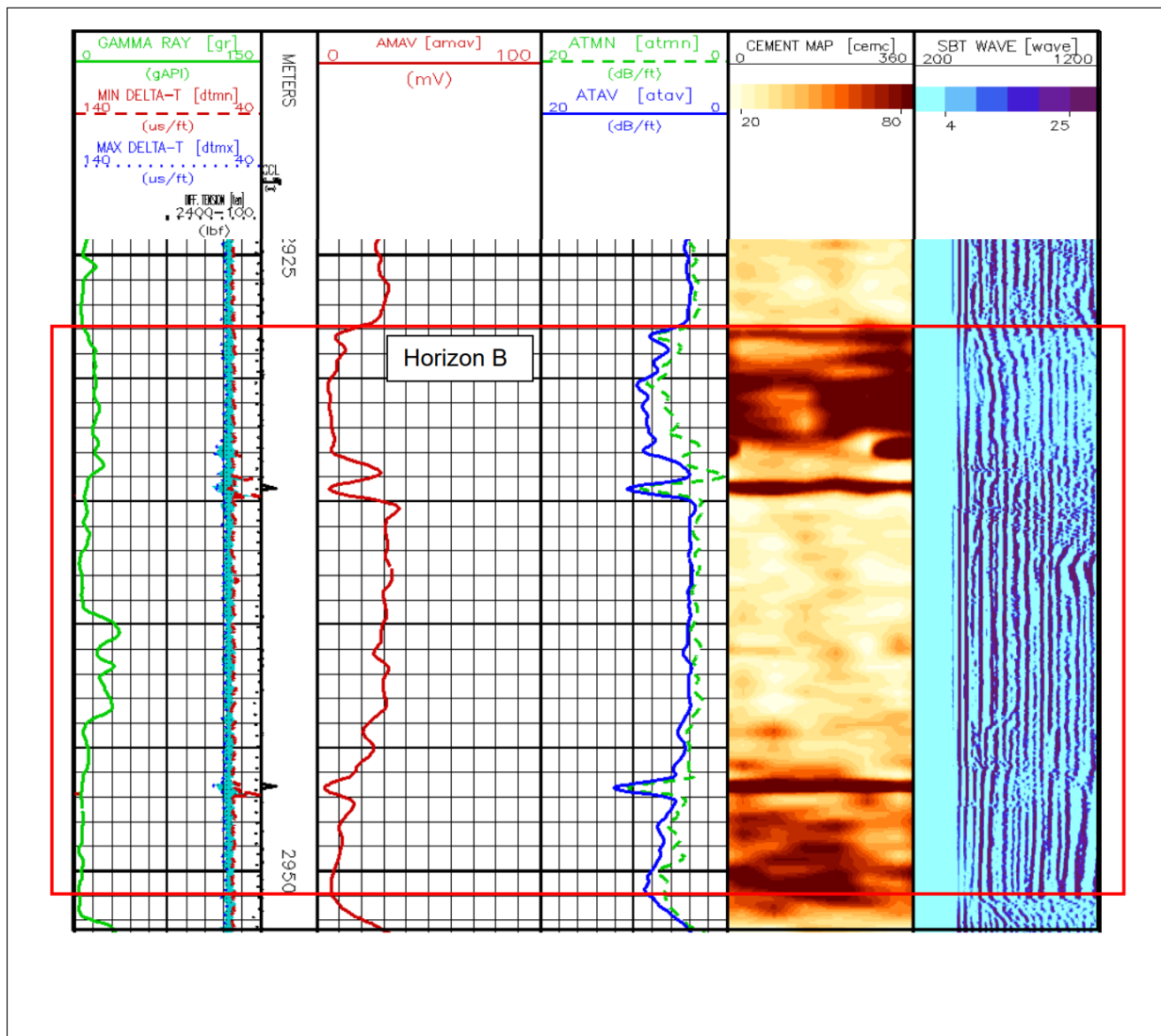


Figure IV-2: Log CBL et VDL montre la cémentation de l'horizon B.

Un travail de cimentation correctif (squeeze) a été nécessaire pour cette colonne de tubage avant le forage de la phase suivante.

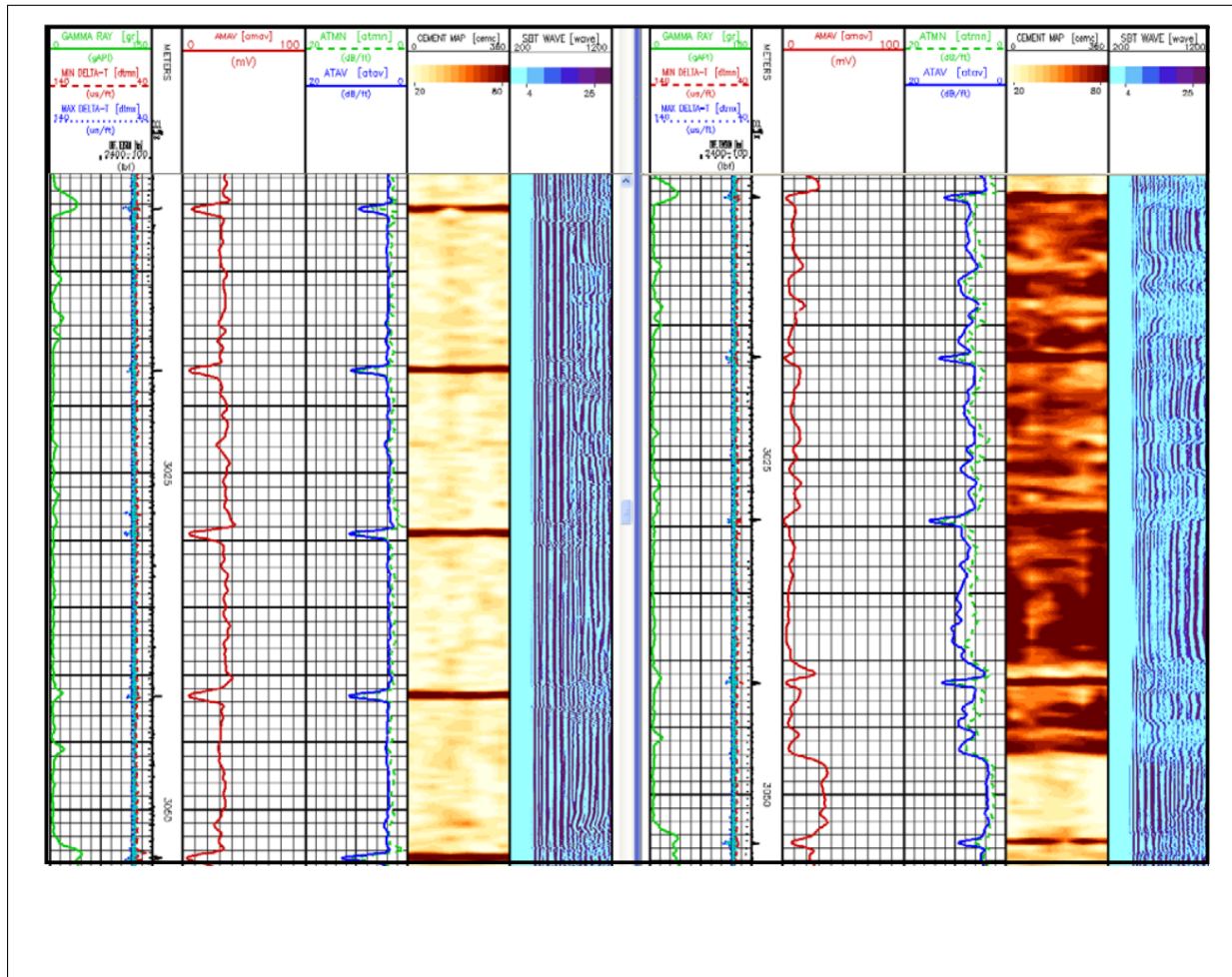


Figure IV-3: Log USIT dans un tubage de 7" montrant l'amélioration de la cimentation après le squeeze de ciment à 3047-3048 m (à droite) par rapport à la situation avant le squeeze (à gauche).

IV.1.5 Liner de 4 $\frac{1}{2}$ " :

Liner de 4 $\frac{1}{2}$ " P110, 12.6ppf NVAM a été mis en place dans le trou. Lavage de liner jusqu'au fond à 4522 m, préparation de la tête de cimentation Baker, mise en place de liner Hunger, poursuite de la circulation tout en mélangeant le ciment, aucune perte de boue en cours d'exécution et de mise en place de liner. Cimentation du liner comme suit : pompage de 25 barils de diesel avec les pompes de forage, passage au BJSP et pompage de 60 bbls Spacer à 5.0 bbls/min. Pompage de 5 bbls d'eau, test de pression des lignes à 5000 psi pendant 5 minutes. Libération du bouchon inférieur. Pompage de 121,6 barils de ciment class « G » avec additifs. Relâchement du bouchon supérieur et déplacé avec 5 barils d'eau douce et 150,7 barils de 1.25 d'OBM. Un test de colonne a été réalisé indiquant que les flotteurs sont maintenus. Quatre barils d'OBM retournent dans le bac,

Le liner est posé et cimenté à 4521.0 m, Le top du liner est à 2807.5 m [3].

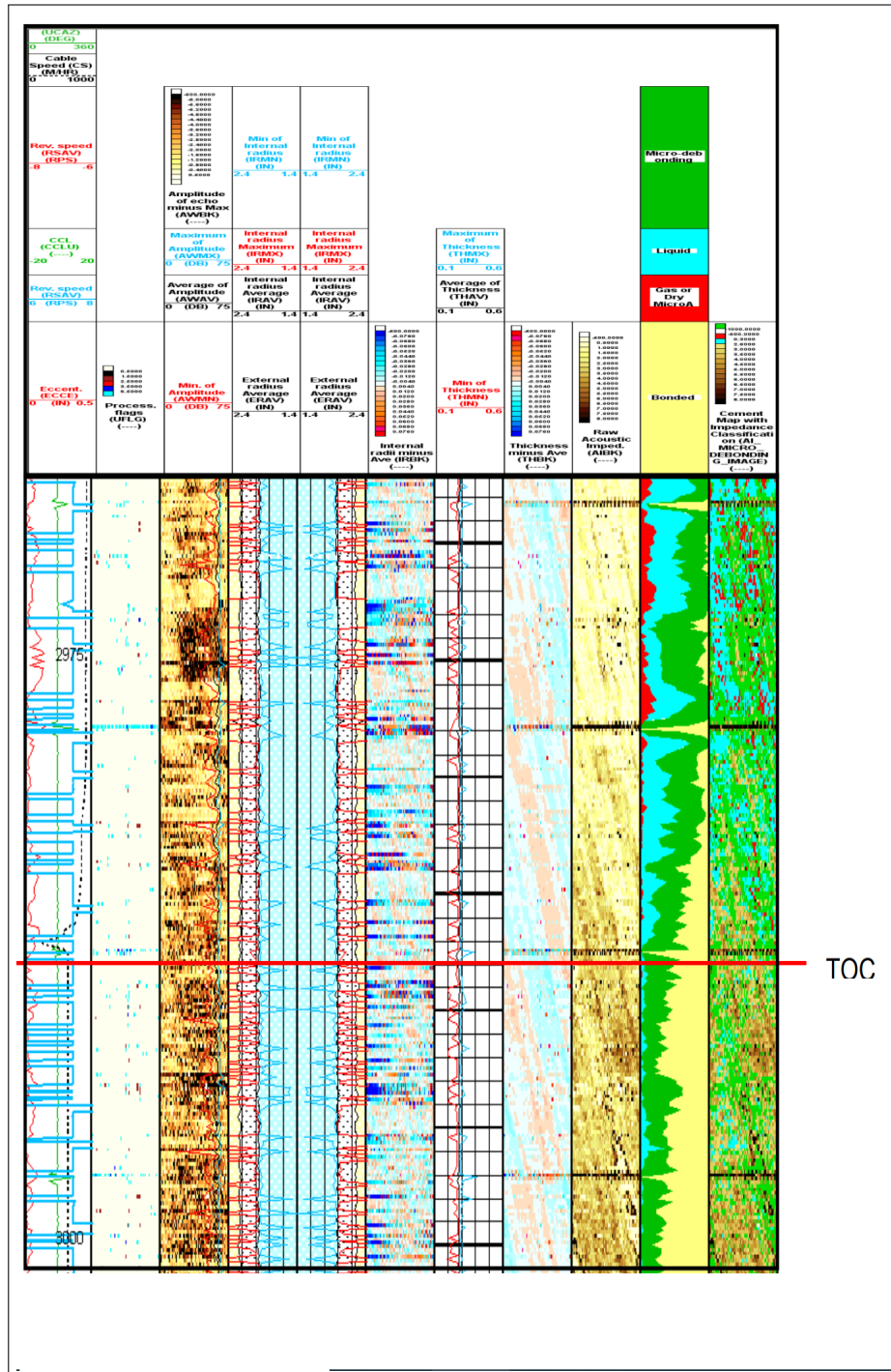


Figure IV-4: USIT : TOC=2980 m, 140m en dessous de TOL.

IV.1.6 Analyse de la mauvaise cimentation de la phase 8 $\frac{1}{2}$ " :

La section de 8 $\frac{1}{2}$ " a été forée dans l'anhydrite/sel du Lias, horizon B, Lias salifère. Habituellement, la formation peut être forée avec une boue de densité 2 sans incident ; cependant, il y a eu quelques cas où une densité de boue de 2.3 a été nécessaire. La formation saline du Lias peut contribuer à des conditions de trou serré (tight hole) en raison du gonflement des sels dans le puits de forage. Le contrôle et le maintien de la concentration en CaCl₂ de la boue entre 18 et 23% pour permettre une certaine dissolution du sel pendant le forage se sont avérés efficaces pour prévenir les trous serrés.

Il convient d'accorder une attention particulière aux intervalles salifères à forte géopression qui sont fréquemment posés près de la base du Lias Salifère. En raison des géopressions exercées par les intervalles massifs de sel de Lias, les sels inférieurs de Lias présentent une caractéristique d'écoulement plastique qui se traduit souvent par un sous-dimensionnement du trou de forage de l'ordre de 1 à 2 pouces. Cette condition peut entraîner des temps excessifs pour l'exécution et le lavage du tubage jusqu'au fond, l'intervalle 2850-3209 m est foré avec un OBM d'une fenêtre de densité dans le graphe IV-5 en raison d'une zone de haute pression.

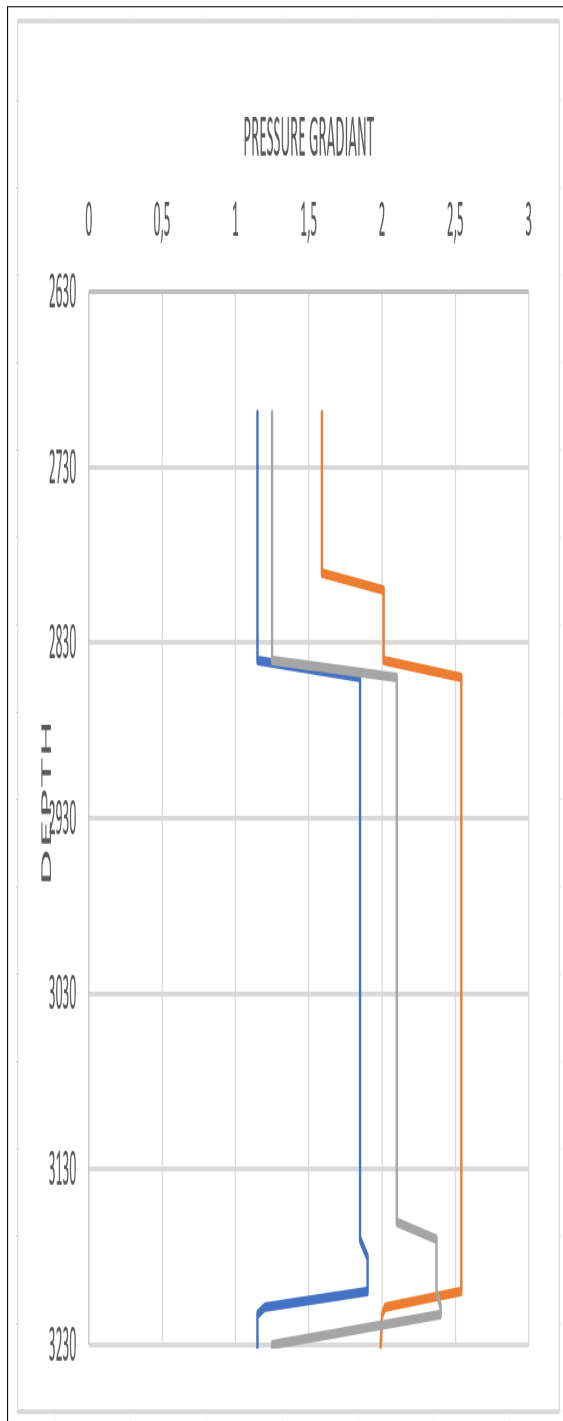
L'objectif du tubage de 7 pouces est d'isoler les formations à haute pression, y compris l'Horizon B et du Lias salifère, afin de permettre le forage des réservoirs triasiques argileux et de TAGI avec un poids de boue plus faible. Le tubage de 7 pouces sera acheminé jusqu'à la surface pour répondre à la demande de Sonatrach, qui souhaite disposer de deux chaînes de tubage dans la formation d'Albian pour surveiller la corrosion à long terme.

Une erreur critique survenue au cours du processus de forage a entraîné une perte de circulation pendant les opérations de cimentation. Le sabot du tubage, qui sert de barrière critique pour isoler les formations, a été placé par erreur dans la formation argileuse du Trias au lieu de la formation saline du Lias prévue. Cette erreur apparemment mineure a eu des conséquences importantes.

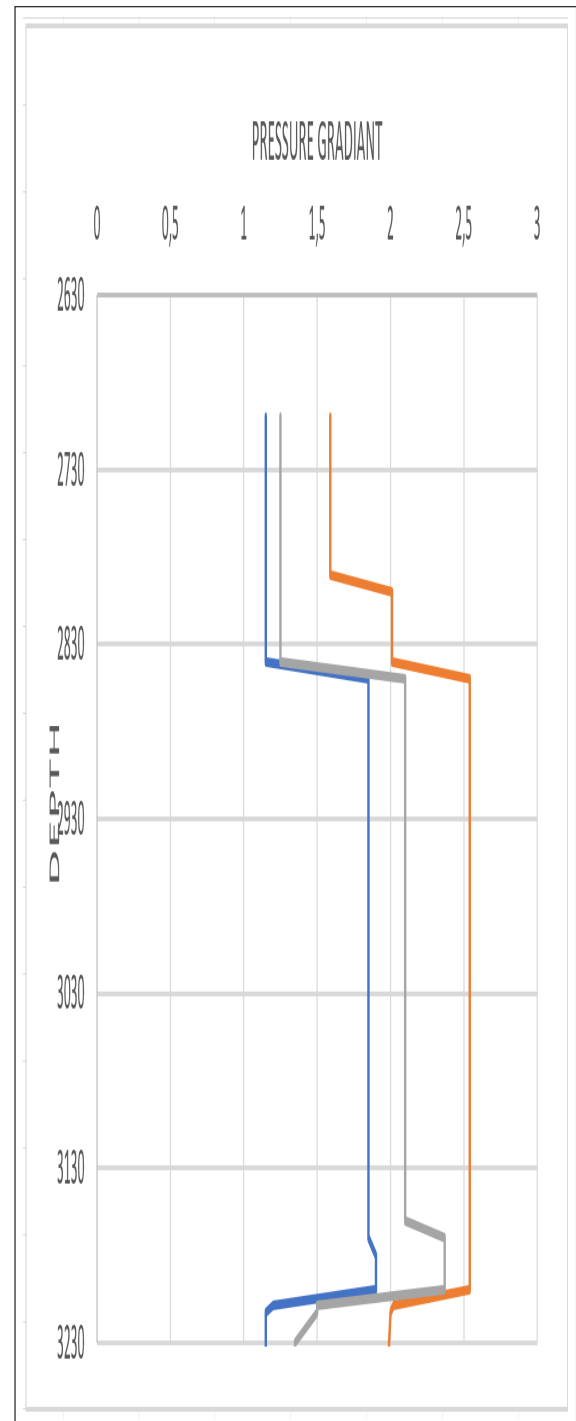
La formation saline du Lias présente une densité considérablement plus élevée que la formation argileuse du Trias. Cette différence de densité est importante si l'on considère la pression hydrostatique exercée par le laitier de ciment pendant le travail de cimentation. Idéalement, le sel de Lias, plus dense, aurait fourni une résistance suffisante pour équilibrer cette pression. Cependant, la formation argileuse du Trias, de plus faible densité, s'est trouvée inadéquate à cet égard.

En raison du mauvais positionnement du sabot du tubage, le laitier de ciment, incapable de résister à la différence de pression, a migré dans la formation d'argile à plus faible pression. Ce phénomène a gravement compromis l'efficacité de l'opération de cimentation. Le ciment n'a pas réussi à isoler correctement les formations et à protéger le puits de forage,

ce qui a mis en danger l'intégrité du puits et a pu entraîner d'autres complications par la suite.



(a) Fenêtre de densité actuelle.



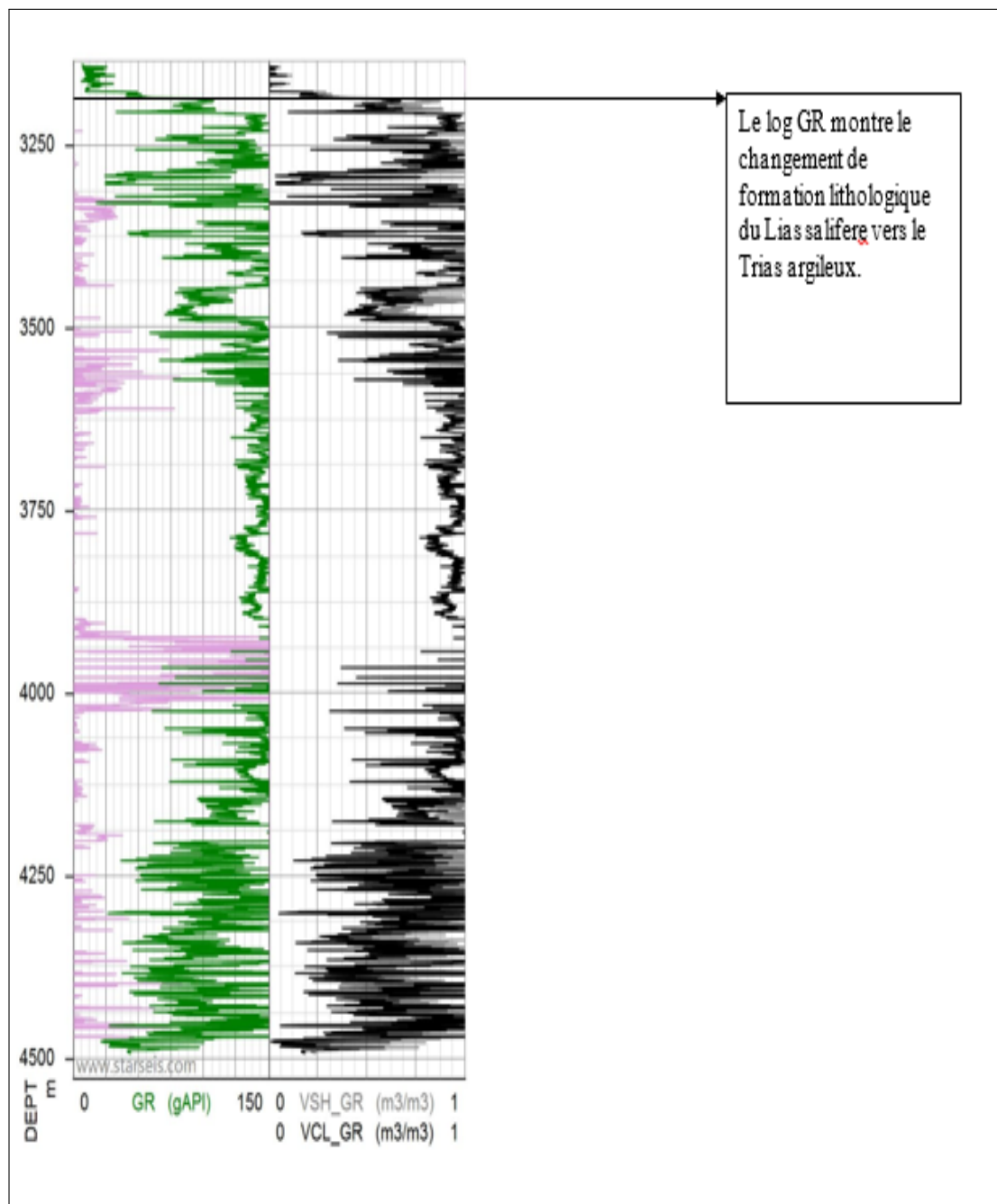
(b) Fenêtre de densité planifiée.

Figure IV-5: Fenêtre de densité actuelle (a) et Fenêtre de densité planifiée (b).

IV.2 Perspectives proposés :

IV.2.1 L'utilisation du log gamma pour identifier les différentes formations :

Les diagraphies aux rayons gamma sont des outils précieux pour identifier les variations lithologiques dans les formations des puits de forage. En mesurant le rayonnement gamma naturel émis par les roches avoisinantes, ces diagraphies donnent des indications sur la composition lithologique. Les schistes présentent généralement des lectures de rayons gamma plus élevées en raison de leurs concentrations élevées d'éléments radioactifs, tandis que les grès et les carbonates affichent généralement des réponses plus faibles. En calibrant les diagraphies aux rayons gamma, en les corrélant avec d'autres diagraphies de puits et en intégrant des données provenant de carottes, les géologues peuvent délimiter les frontières lithologiques, identifier les modèles lithologiques et cartographier les formations géologiques avec une plus grande précision, ce qui facilite le choix de densité pour chaque formation.



précieuses sur l'histoire géologique de la région, en aidant à délimiter les différentes unités lithologiques telles que le grès, le schiste, le calcaire et autres. En outre, Grâce à l'examen et à l'interprétation détaillés des échantillons de coupe, les géologues peuvent construire des modèles géologiques détaillés, ce qui contribue à l'efficacité de l'extraction des ressources et au développement de stratégies d'exploration. La distinction entre les formations salifères du Lias et les argiles du Trias à l'aide de déblais de forage implique un examen minutieux de diverses caractéristiques physiques et chimiques. Voici comment les différencier :

IV.2.2.1 Identification visuelle :

Couleur :

les argiles triasiques apparaissent généralement dans des tons plus foncés, allant du gris au noir, souvent en raison de la présence de matières organiques. Les formations salifères du Lias, en particulier lorsqu'elles comprennent des couches de sel, peuvent présenter des couleurs plus claires, voire une trace blanche en cas de présence d'halite.

Texture :

Les argiles ont généralement une texture lisse à grain fin et peuvent avoir un aspect quelque peu savonneux. Les formations salines du Lias peuvent être granuleuses en cas de présence de cristaux d'anhydrite ou d'halite.

IV.2.2.2 Test de solubilité :

Effectuez un simple test de solubilité sur les déblais. Le sel des formations liasiques se dissout facilement dans l'eau. En revanche, l'argile ne se dissout pas, mais peut se disperser ou se fragmenter en particules plus petites.

IV.2.2.3 Dureté et friabilité :

L'argile est généralement plus dur et moins friable que le sel. Les cristaux de sel peuvent être facilement écrasés entre les doigts, alors que l'argile a tendance à être plus compact et plus difficile à briser physiquement.

IV.2.2.4 Essais chimiques :

Effectuer un test à la flamme ou une analyse chimique. Brûler de petits échantillons dans une flamme peut aider à identifier la présence de sels grâce aux couleurs distinctives qu'ils émettent. En outre, une analyse chimique du sodium ou du chlore peut confirmer la présence de sels courants dans les formations salifères.

	Argile Triassique	Sel de Liass
Identification visuelle	Couleur foncée du gris au noir à cause de la présence de matières organiques	Couleurs plus claires avec des traces blanches à cause de la présence d'hallite
Solubilité	Disperser ou se fragmenter en particules plus petites dans l'eau	Dissout facilement dans l'eau
Dureté et friabilité	Plus compact et difficile à briser physiquement	Les cristaux de sel peuvent être facilement écrasés
Essais chimiques sur la boue	Test de MBT sur la boue de forage avec une comparaison entre le MBT de test avec le MBT initial (avant circulation)	On utilise un test chimique pour déterminer la concentration en chlorure et la comparer avec l'initiale

Table IV.1 :: Comparaison entre l'Argile Triassique et le Sel de Liass

IV.3 Propostion d'un programme de ciment non conventionnel (ciment FLEXSTONE) :

IV.3.1 À propos de Flex Stone :

IV.3.1.1 Présentation de Flex STONE :

Pendant des années, les ciments ont été conçus en fonction des propriétés optimales nécessaires à la mise en place du laitier de ciment. Les propriétés de prise du ciment (résistance élevée à la compression et faible perméabilité) étaient supposées suffisantes pour toutes les conditions de puits. Aujourd'hui, on comprend mieux l'importance d'un matériau d'isolation capable de résister à des contraintes complexes [13].

Flex STONE est une technologie avancée de ciment flexible qui prolonge la durée de vie des puits soumis à des fluctuations de pression et de température, réduisant ainsi l'incidence des interventions coûteuses de workover et de remédiation grâce à des propriétés mécaniques supérieures [14].

Cette technologie améliore l'isolation de la production en assurant un scellement hydraulique efficace sur de faibles gradients de fracture et améliore l'isolation à long terme et la protection du tubage dans les environnements corrosifs. Elle assure également une étanchéité et une barrière robustes et durables dans les scénarios d'obturation et d'abandon à haute température [13] .

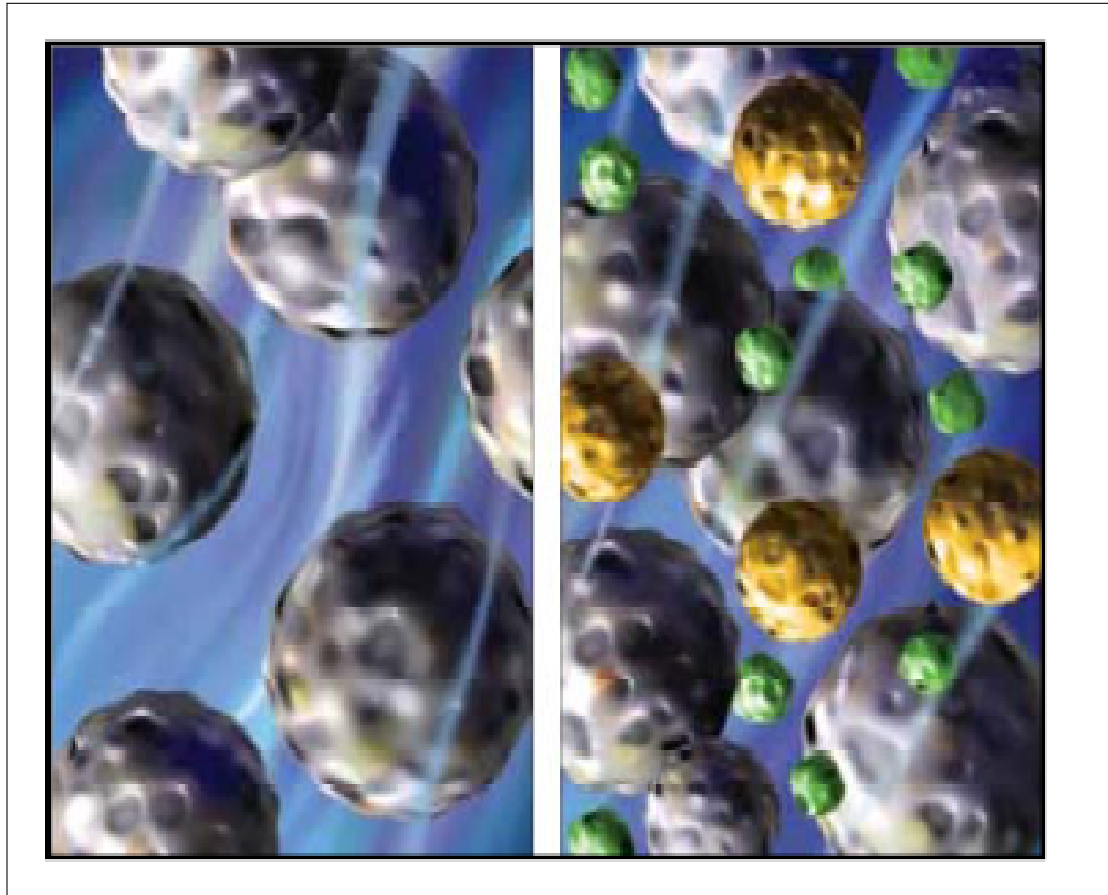


Figure IV-7: Particules de Ciment conventionnel VS FlexStone.

Les laitiers de ciment standard nécessitent de l'eau pour remplir le vide entre les particules. Les laitiers FlexStone remplissent le vide interparticulaire avec plus de solides, ce qui donne des propriétés de ciment supérieures.

Le ciment de prise doit résister aux contraintes causées par les changements de température et de pression dans le puits de forage tout au long de sa durée de vie. Cette fiabilité est d'autant plus importante que la réparation des puits est coûteuse et difficile. Les variations de pression causées par la production, l'injection ou les traitements à haute pression peuvent imposer des contraintes au ciment à travers le tubage. L'isolation est toujours nécessaire dans les intervalles productifs, mais aussi dans d'autres intervalles qui peuvent protéger des eaux de surface précieuses ou empêcher le mouvement de liquides ou de gaz corrosifs ou dangereux derrière le tubage. Les changements de température résultant de la production de fluides à haute température ou de l'injection de fluides chauds, tels que la vapeur, peuvent dilater le tubage et créer de fortes contraintes dans la cimentation créant de fortes contraintes dans la gaine de ciment. Ces changements peuvent provoquer des contraintes de traction qui fissurent le ciment [14] .

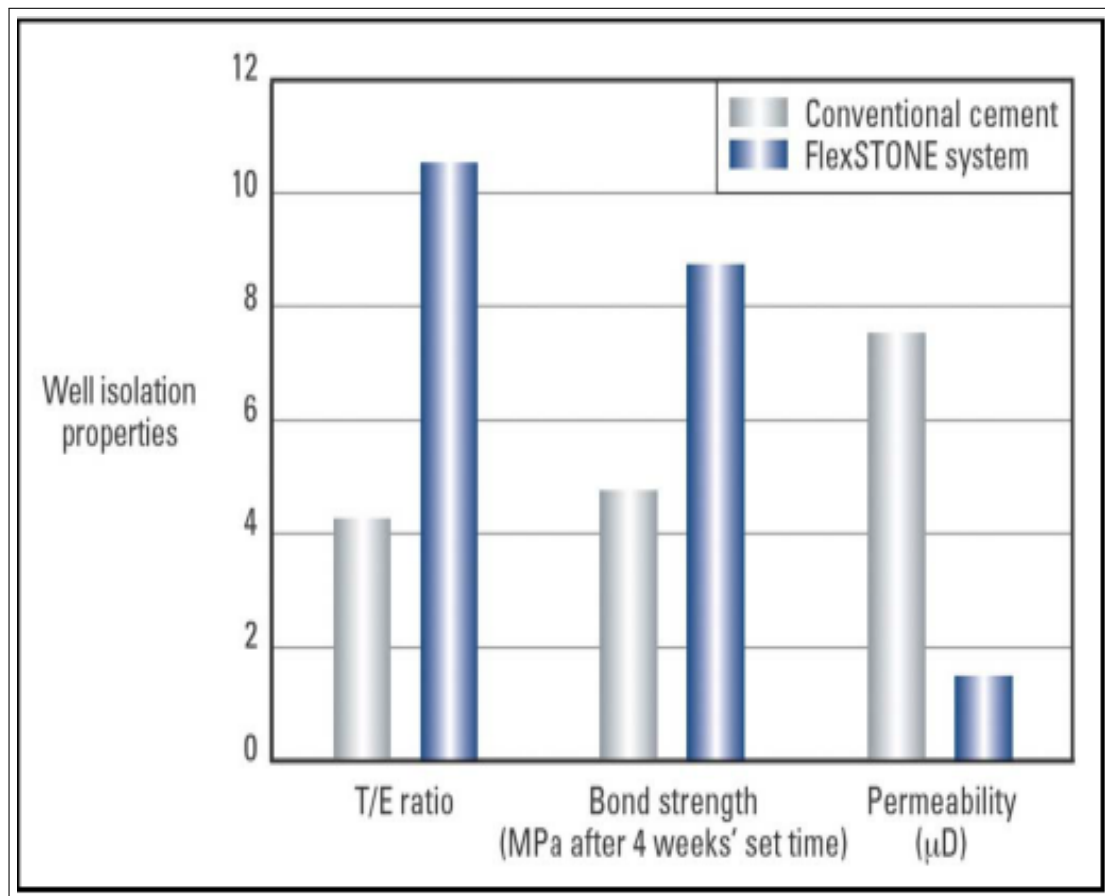


Figure IV-8: Ciment conventionnal VS FlexStone.

Les propriétés des ciments conventionnels ne sont pas adaptées à l'isolation des puits difficiles. Les systèmes FlexSTONE présentent des rapports résistance/module de Young (T/E) plus élevés et une résistance d'adhérence plus élevée tout en maintenant une faible perméabilité. [14]

IV.3.1.2 Application :

Puits présentant d'importantes variations du poids de la boue pendant le forage, un développement potentiel du micro-annulaire ou des variations de pression et de température planifiées après le placement.

- Puits de gaz et de pétrole ou puits d'injection.
- Candidats à la stimulation des fractures.
- Candidats à l'obturation et à l'abandon . [14]

IV.3.1.3 Fonctionnement :

La technologie Flex STONE utilise le concept d'empilement optimisé des particules de la technologie de cimentation à base de béton CemCRETE, qui a fait ses preuves sur le terrain.

L'isolation hydraulique à long terme, tout au long du cycle de vie d'un puits, exige plus qu'une simple résistance à la compression. Les changements dans les conditions du fond de puits peuvent conduire à des dommages mécaniques du ciment pris derrière le tubage, soit en raison d'une défaillance mécanique directe du système, soit en raison de la création de micro-annuli.

création de micro-annuli. Les fluctuations de la pression et de la température du puits de forage dues à des opérations telles que les essais de pression ou de rabattement, les traitements de stimulation ou la charge de la formation peuvent toutes avoir un effet négatif sur la gaine de ciment. La combinaison d'un module d'Young plus faible et d'une résistance à la traction plus élevée offre une meilleure résistance à la rupture causée par des contraintes changeantes. [14]

IV.3.1.4 Ce qu'il remplace :

Les barrières de ciment conventionnelles rigides peuvent développer des fissures et des micro-annules lorsqu'elles sont exposées à des changements de pression ou de température ou à d'autres contraintes, ce qui permet à la formation et à d'autres fluides de forage de migrer potentiellement entre les zones ou même vers la surface. [14]

IV.3.1.5 Pourquoi il est idéal pour les applications d'obturation et d'abandon ?

Conçue dans un souci de flexibilité et d'amélioration des capacités d'étanchéité, la technologie FlexSTONE est intrinsèquement peu perméable, ce qui lui confère une résistance à long terme aux fluides agressifs du puits de forage.

FLEXSTONE est intrinsèquement peu perméable, ce qui lui confère une résistance à long terme aux fluides de forage agressifs qui peuvent s'infiltrer dans un puits de forage abandonné au fil du temps. De plus, grâce à ses propriétés d'expansion et de flexibilité supérieures, elle empêche les fuites potentielles de fluides à l'interface du tubage ou du trou ouvert. [14]

IV.3.2 Programme de cimentation et objectifs de l'opération de cimentation :

On propose l'utilisation de la technologie Flexstone avec deux densités différentes pour la cimentation du puits MLE-6, cette technologie peut offrir des avantages significatifs par rapport à l'utilisation d'un seul laitier de ciment conventionnel, notamment dans ce scénario où le risque de fracturation de la formation d'argile est une préoccupation majeure. En optant pour une stratégie à deux densités, il est possible d'adapter plus précisément la densité du fluide de cimentation aux différentes conditions de pression rencontrées le long du puits.

L'utilisation d'un laitier de faible densité peut être employée dans la partie supérieure du puits (lead slurry), minimisant le risque de fracturation au niveau du sabot de 7".

L'intégration du ciment Flexstone peut optimiser l'efficacité et la durabilité de la cimentation dans la section supérieure de l'Horizon B. Dans les sections plus profondes, où la pression de formation est plus élevée en raison de la géo-pression appliquée sur la formation du sel liassique, un fluide de densité plus élevée peut être utilisé pour assurer une meilleure stabilité et intégrité du puits.

Cette approche permet non seulement de prévenir le risque de fracturation dû à la surpression, mais aussi d'optimiser l'adhérence du ciment aux parois du puits, améliorant ainsi le colmatage et la durabilité du travail de cimentation.

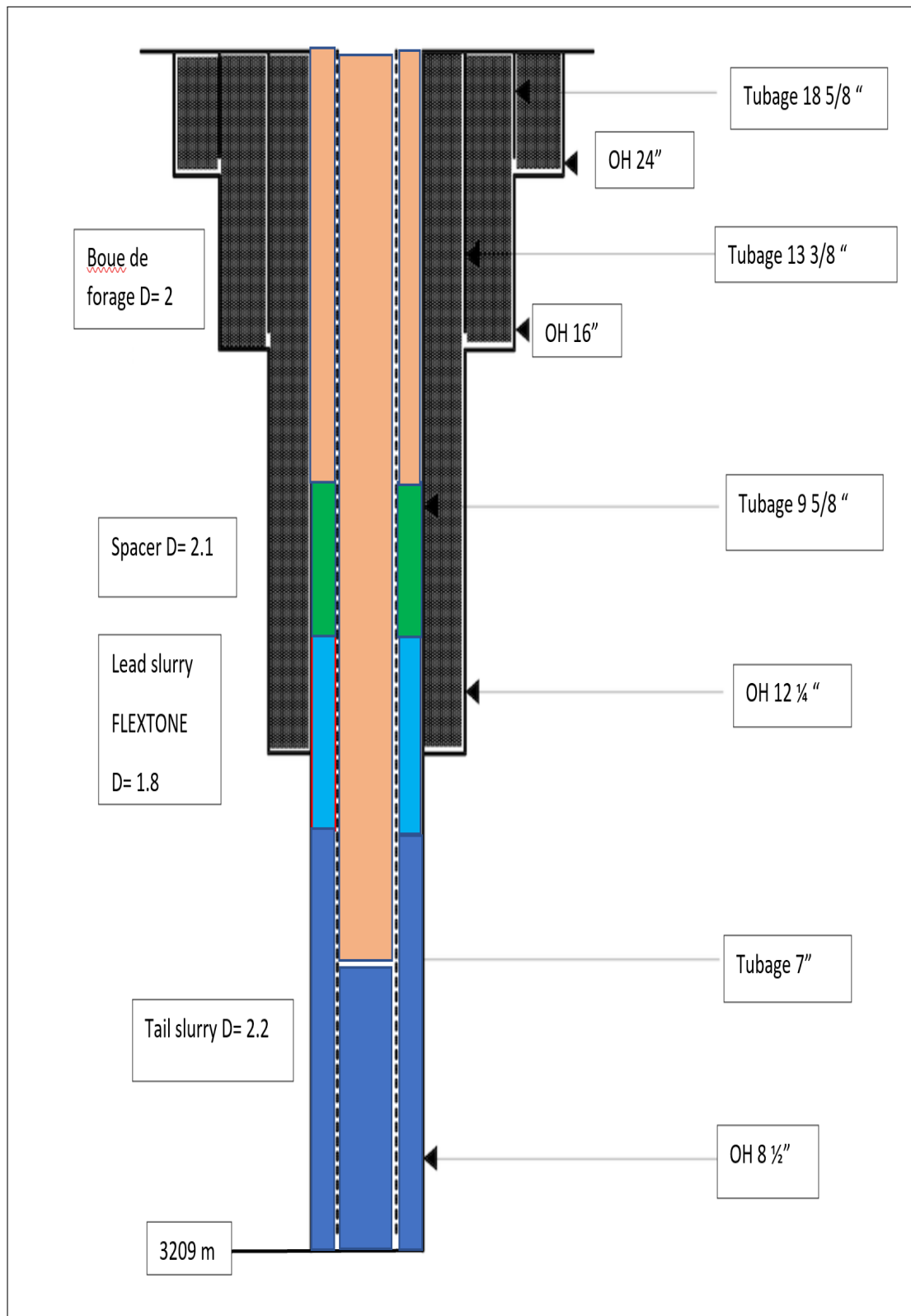


Figure IV-9: Schéma de cimentation de puits MLE-6.

IV.3.2.1 Les données de puits MLE-6 :

Tubage	7"
Diamètre de trou	8 $\frac{1}{2}$ "
Profondeur de sabot	3208.5 m
La cote de sabot précédent	2850 m
La cote de l'Horizon B	2920 m - 2943.5 m

Table IV.2 :: Les données de puits MLE-6.

IV.3.2.2 Programme de cimentation :

Il existe deux types de laitiers de ciment :

Lead slurry :

Ciment	FLEXTONE
Type de laitier	Lead
Densité	1.8
TOC	2650 m
Volume de laitier	22.43631 bbl

Table IV.3 :: Caractéristiques de laitier de ciment Lead.

Tail slurry :

Ciment	FLEXTONE
Type de laitier	Tail
Densité	2.2
TOC	2910 m
Volume de laitier	29.43631 bbl

Table IV.4 :: Caractéristiques de laitier de ciment Tail.

Objectifs du cimentation :

- Amener le sommet du ciment à 150 m au-dessus du tubage précédent.
- Fournir un chemin de roulement adéquat pour poursuivre le forage de la section suivante.
- Effectuer le travail sans incident.

	Programme proposé (ciment FLEXSTONE)	Ciment conventionnelle avec d=2.4
Pression de fond (bar)	631.29	652.6
Pression hydrostatique au niveaux de l'Horizon B (bar)	573.9	free pipe à cause de perte totale

Table IV.5 :: Comparaison de Phyd appliqué par Flexstone et ciment conventionnel.

IV.3.2.3 Critère de choix de densité :

La densité : Doit être suffisante pour empêcher le fluide contenu dans la formation de l'Horizon B d'envahir le ciment et pour assurer une bonne adhérence au puits de forage et au tubage.

Pression hydrostatique : Les densités du ciment doivent créer une pression hydrostatique suffisante pour maintenir la haute pression de la formation sel de lias sans dépasser la pression de rupture de la formation d'argile triassique.

IV.3.2.4 Pression hydrostatique applique par le ciment (FLEXSTONE) :

- La pression appliquée lorsqu'on utilise le ciment Flexstone avec deux densités différentes sera inférieure à la pression de fracturation du lias argileux
 $PH = 631.5 \text{ bar} < PF = 635.5 \text{ bar}.$
- En revanche, la pression appliquée lorsqu'on utilise le ciment Flexstone avec deux densités différentes sera supérieure à la pression de pore de l'Horizon B.
 $PH = 573.9 \text{ bar} > PP = 533.77 \text{ bar}$

IV.4 Etude économique :

La durée estimée pour forer la phase 8 $\frac{1}{2}$ était de 1,5 jours. Le tubage, la cimentation de la phase et les logs d'évaluation devaient durer 5 jours. Cependant, en raison d'un mauvais placement du sabot, une perte totale a été enregistrée durant l'opération de cimentation. Après avoir effectué l'opération de squeeze de ciment et évalué la situation, la durée totale est passée à 14,6 jours. Le coût initial de l'opération (tubage, cimentation et logs) était estimé à 620 448 USD. Après la réparation de la cimentation de la phase, le coût a augmenté jusqu'à 1 270 663 USD.

ACTIVITY	AFE	CUM	Act.	Cum.
Rig move and RURT	7	7	19.69	20.17
Drill 24" Section to depth	0.25	0.25	0.83	0.83
Run & Cement 18 5/8" Conductor	0.25	0.5	0.83	1.67
Drill 16" Section to depth	2	2.5	1.90	3.56
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	4	6.5	2.60	6.17
Drill 12-1/4" Section to depth	6	12.5	5.69	11.85
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	4	16.5	2.81	14.67
Drill 8-1/2" Section to depth	1.5	18	1.88	16.54
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	5	23	14.6	31.14
Drill 6" Section to core depth 1	2.5	25.5	1.52	32.67

Table IV.6 :: Le temp planifié et actuel de chaque opération sur le puits MLE-6 .

ACTIVITY	AFE	Cum	Act	Cum
Rig move and RURT	\$1,886,359	\$1,886,359	\$1,501,918	\$1,501,918
Drill 24" Section to depth	\$32,188	\$1,918,547	\$33,333	\$1,535,251
Run & Cement 18 5/8" Conductor	\$45,888	\$1,964,434	\$33,333	\$1,568,584
Drill 16" Section to depth	\$149,053	\$2,113,488	\$106,978	\$1,675,563
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	\$389,790	\$2,503,278	\$307,030	\$1,982,592
Drill 12-1/4" Section to depth	\$475,552	\$2,978,788	\$295,302	\$2,277,894
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	\$667,228	\$3,646,019	\$515,796	\$2,793,690
Drill 8-1/2" Section to depth	\$167,127	\$3,813,147	\$121,049	\$2,914,739
Log, run csg and cmt, NU, PT, RIH.	\$620,434	\$4,433,595	\$1,270,663	\$4,185,402
Drill 6" Section to core depth A	\$200,629	\$4,634,224	\$86,078	\$4,271,480

Table IV.7 :: Le prix planifié et actuel de chaque opérations sur le puits MLE-6 .

Le perspective d'utilisation de la technologie FLEXSTONE avec deux densités différentes, qui un approche préventive et réactive, va aider à réduire la période de tubage, de cimentation et de logs de 14,6 jours à une période plus courte d'environ 5 jours (car le temps de prise du ciment FLEXSTONE étant très réduit), en éliminant le temps de perforation du tubage, de squeeze de ciment et l'évaluation du ciment après cette opération. On observera également une diminution significative des coûts, passant de 1 270 663 USD à 641 768 USD. Bien que le coût de la technologie FLEXSTONE soit plus élevé que celui du ciment conventionnel, cette perspective permet de réduire les coûts élevés de la cimentation complémentaire

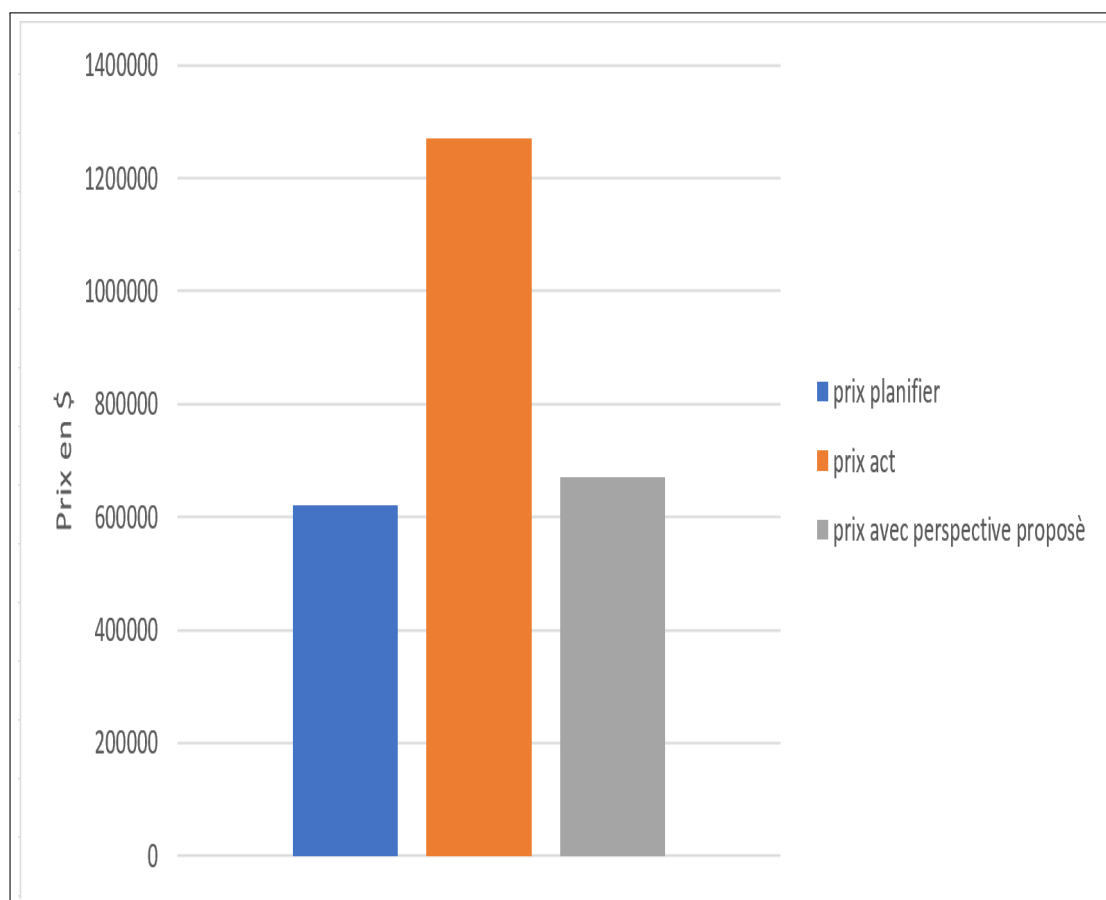


Figure IV-10: Diagramme a bandes montre la réduction moyenne des prix grâce au perspectives proposé.

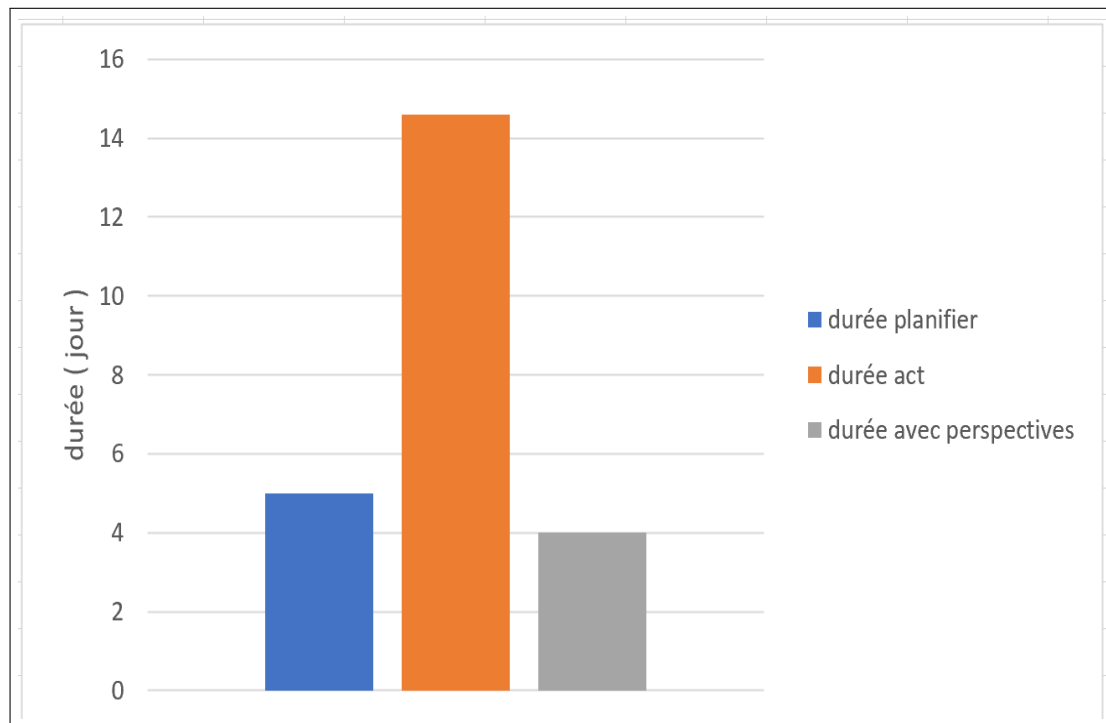


Figure IV-11: Diagramme a bandes montre la réduction de la durée de l'opération grâce aux perspectives proposées.

IV.5 Conclusion :

L'étude menée sur le puits MLE-6 a mis en évidence l'impact significatif des profondeurs de prise de tubage inappropriées sur la perte de circulation, compromettant ainsi l'intégrité du puits et posant des problèmes opérationnels. Cette défaillance est principalement due à une mauvaise cote de pose du sabot, entraînant une migration du laitier de ciment vers des formations moins denses.

Pour résoudre ce problème, un nouveau programme de cimentation a été proposé, intégrant deux densités différentes pour mieux gérer les régimes de pression variés rencontrés dans le puits. Cette approche vise à optimiser la suspension de ciment, améliorant ainsi la stabilité et l'intégrité globales du travail de cimentation. La mise en œuvre de la technologie FlexSTONE de SLB a également été recommandée. Cette technologie de cimentation avancée offre une flexibilité et une adaptabilité supérieures, permettant une meilleure isolation zonale et réduisant le risque de perte de circulation. Le programme de cimentation à double densité, combiné à la technologie FlexSTONE, constitue une stratégie théorique efficace pour surmonter les défis liés aux pertes de circulation dans des formations géologiques complexes et sous des régimes de pression élevés.

Conclusion Générale

En conclusion, l'étude menée sur le puits MLE-6 a été exposé à une perte de circulation pendant l'opération de cimentation en raison d'une mauvaise cote de pose du sabot . L'enquête a révélé que des profondeurs de prise de tubage inappropriées contribuent de manière significative à la perte de circulation, ce qui compromet l'intégrité du puits et pose des problèmes opérationnels.

Pour résoudre ce problème, un nouveau programme de cimentation a été proposé, incorporant deux densités différentes afin de mieux gérer les conditions du puits et d'atténuer les pertes de circulation. Cette approche personnalisée garantit que la suspension de ciment est optimisée pour les différents régimes de pression rencontrés dans le puits, améliorant ainsi la stabilité et l'intégrité globales du travail de cimentation.

En outre, la mise en œuvre de la technologie FlexSTONE de SLB a été recommandée. Cette technologie de cimentation avancée offre une flexibilité et une adaptabilité supérieures, ce qui permet d'améliorer l'isolation zonale et de réduire le risque de perte de circulation. La capacité du système FlexSTONE à maintenir son intégrité dans des conditions dynamiques en fait une solution idéale pour les puits présentant des géologies et des profils de pression difficiles.

Le programme de cimentation à double densité proposé, combiné à la technologie FlexSTONE, constitue une stratégie solide et efficace pour surmonter les défis posés par la perte de circulation dans la formation argileuse et les hautes pressions des sel et l'Horizon B. Les applications futures de ces recommandations devraient permettre d'améliorer la stabilité des puits , de réduire les temps improductifs et, en fin de compte, d'améliorer l'efficacité et la sécurité globales des opérations de cimentation dans des conditions de puits similaires.

Cette étude souligne l'importance d'un placement précis de la profondeur du tubage et de l'adoption de technologies de cimentation innovantes pour garantir la réussite de la construction des puits et l'excellence opérationnelle.

Bibliographie

- [1] Eric B. Nelson and Dominique Guillot, editors. *Well Cementing*. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [2] Final drilling report. Technical report, SH, 2005. Internal Company Document.
- [3] FCP. *MLE-6 cimentation history REPPORT*, 2005. Internal Company Document.
- [4] Gefei Liu, editor. *APPLIED WELL CEMENTING ENGINEERING*. Pegasus Vertex, Inc., Houston, TX, United States, 2022.
- [5] Qiwei Wang, editor. *Fluid Chemistry, Drilling and Completion Volume 1*. Saudi Aramco, Dhahran, Saudi Arabia, 2022.
- [6] Professor John Ford. *Institute of Petroleum Engineering*. Heriot Watt University, 2017.
- [7] Zhichuan Guan, Tinggen Chen, and Hualin Liao. *Theory and Technology of Drilling Engineering*. 2021.
- [8] Nguyen. Le forage, 2010. Available at : <https://fr.scribd.com/doc/45761234/Le-Forage-Nguyen>.
- [9] Abderahmane Mellak. *Tubage et Cimentation, brochure bibliothèque N 131187*. FHC-Université de Boumerdès, 2022.
- [10] Halliburton. Solution to annular flow. Technical report, Halliburton, 2013. Internal Company Document.
- [11] R. Demcenko. Problem of gas migration. In *Analysis of Factors Contributing to Long Term Shallow Gas Migration to Seabed in Surface*, pages 1–21, Stavanger, 2016. Faculty of Science and Technology.
- [12] John Doe. *Well Cementing*. Petroleum Institute Publishing, 2023. <file:///C:/DRILLING/General%20drilling%20books/well-cementing-book.pdf>.
- [13] J. Ezekiel, C. Chang, and A.O. Olagundoye. Automated approach to classification of geologic well log. In *SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition*, 2012.

- [14] Schlumberger. Flexstone flexible cement technology. <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-construction/well-cementing/deepwater-cementing/flexstone-flexible-cement-technology>. Accessed : 2024-05-25.