

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables
et Science de la Terre et de l'Univers



Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

Chetioui Salim, Debbakh Samir et Loubaki Saddok

-THEME-

***Analyses des échecs des opérations CTD dans le champ REB
(Contraintes et opportunités)***

Soutenue le : **06 / 06 /2022** devant la commission d'examen

Jury :

Président :	GAREH Salim	Maitre de conférences A	Univ. Ouargla
Rapporteur :	HADJADJ Sadok	Maitre de conférences A	Univ. Ouargla
Examineur :	MEHASSOUEL Ammar	Maitre de conférences A	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

Remerciement

D'abord Je remercie Allah, notre créateur de m'avoir donné la force, la volonté et le courage afin accomplir ce travail

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années

D'étude Effectués au sein de l'université Kasdi Merbah, sous la direction de Mr l'encadreur, Dr: **HADJADJ** sadok pour la confiance dont elle a toujours. Fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.

A Location, nous remercions les membres de jury, Mr le docteur **GAREH** Salim et Mr le docteur **MEHSSOUL** Ammar de nous avoir l'honneur d'examiner ce travail

Merci encore à tous....

Dédicac es

J'ai le plaisir de dédier
Ce modeste travail   ceux qui
M'ont donné la vie,   mon très chère
Mère et   mon très cher parent Du Allah lui fasse
Miséricorde pour leurs soutiens, leurs prières et
Bénédictions, encouragements et leurs précieux conseils.
  nous frères et sœurs...
  nous chers amis
 touts mes collègues et   toute personne qui croit en Moi
et qui m'a aidé   accomplir ce mémoire



Résumé :

Selon les nouveaux contrats de la compagnie nationale SONATRACH pour progresser la production d'huile avec maximum consommation, et pour fournir les conditions de nouveau projet pétrolier, on a proposé le forage avec le CTD au ST ou SR. Dans cette recherche, on a investiguer l'efficacité et l'effectivement de cet investissement basé à l'analyse d'échec de la méthode proposé. Par conséquent, on a choisi le champ de REB pour effectuer notre étude. Il est classé parmi les premiers gisements qui étreinte le CTD au niveau des réservoirs fracturés. Quand on fait la recherche, on a noté que le CTD n'a toujours des effets positifs. Donc, pour améliorer la production d'huile dans les réservoirs fracturés, le forage horizontal par CTD peut ne pas fournir une récupération efficace d'huile aux réservoirs fracturés. Par conséquent, l'efficacité de CTD à REB n'est pas forte.

Mots Clés: CTD (perçage enroulé de tuyauterie) - OE (travail plus de) - SR (rayon court) - rue (voie latérale) - NFR (fracturation naturelle du réservoir)

ملخص:

في إطار الالتزامات الجديدة لشركة SONATRACH الوطنية، لتحسين التكاليف وترشيد النفقات وفقاً لمتطلبات سوق النفط للعقود الجديدة، تم اقتراح CTD كنوع من التنقيب في SR و ST. من خلال دراستنا هذه نعمل على تقييم مدى نجاح أو فشل هذا الاستثمار بالاعتماد على طريقة تحليل الفشل التي تقوم على تحليل التاريخي والخبرة وهما العاملين المتوفرين في ناحية جرد الباقل لأجراء هذه الدراسة كون حقل جرد الباقل من أول الحقول التي أجريت فيها عملية CTD.

من خلال عملنا لاحظنا أن CTD كانت نتائجها سلبية على الأغلب خاصتنا وأن الهدف الرئيسي للاستثمار هو زيادة إنتاج المحروقات من خلال الرفع من عامل الاسترجاع وهذا ما لم يتحقق من خلال دراستنا لمعدل الإنتاج للأبار لتي أجريت عليها TD

الكلمات المفتاحية: *CTD (حفر الانابيب الملتفة) *WO (إعادة تهيئة الأبار) *SR (نصف قطر قصير) *ST (مسار جانبي) *NFR (التكسير الطبيعي للخزان)

Abstract:

Under the new commitment of the national company SONATRACH to ameliorate the national oil production as well as getting an effect cost-saving, and according to the requirements of the new oil market, this research dealt with the CTD to be the suggested drilling method in fractured reservoirs

In this study, we focus the attention to what extent the suggested method is effective, basing on failure analysis method which works on analyzing the history and the experience. For this objective, we choose REB in this research because it was one of the first petroleum fields that embarrassed CTD method. We notice, after this work that, approximately, the CTD was not always has positive effects. So in the case of our objective to ameliorate oil production in fractured reservoir the CTD cannot ameliorate the recovery in the studied wells. That is why it is not effective.

KEY WORDS: CTD (coiled tubing drilling) –WO (work over)-SR (short radius) –ST (side track) –NFR (natural fracturing of reservoir)

Sommaire

Table des figures	III
Liste des tableaux.....	III
Introduction générale	1
Chapiter I : La fracturation naturelle de champ REB.....	2
1- Introduction	2
2- Définition de fracturation naturelle de réservoir :.....	2
3- Caractéristiques de réservoir fracturé naturellement :	3
3.1 La porosité :.....	3
3.1.1 Porosité Primaire :.....	3
3.1.2 Porosité Secondaire :	3
3.2 La perméabilité.....	3
3.3 La compressibilité à la roche fracturée	4
3.4 Courbe de pression capillaire :.....	4
3.5 Imbibition Spontanées :	4
3.6 L'interaction fracture- matrice :	4
4- Colmatage des fractures :	5
5- Influence de la fracturation naturelle sur le profile de production:	5
6- L'influence de la fracturation naturelle sur la profile de l'injection:	6
7- Le but d'un drain horizontal:.....	6
Chapitre II: Le forage conventionnel (horizontal	7
1- Historique du forage horizontal :	7
2- Définition du forage directionnel:.....	7
3- Avantages du forage horizontal:	7
3.1 Réservoirs fracturés:	8
3.2 Réservoirs multi-couches:	8
3.3 Réservoir a basse perméabilité:	8
3.4 Formation non-consolidées-Contrôle des sables:.....	8
3.5 Coning du gaz et de l'eau:	8
3.6 Réservoir d'huile lourde:	9
4- Inconvénient du forage horizontal:.....	9
4.1 Coûts additionnels:.....	9

4.2	Risques opératoires:.....	9
5-	Les types de puits horizontaux:.....	10
5.1	Les puits horizontaux:	10
5.1.1	-Les puits à long rayon.....	10
5.1.2	-Les puits à moyen rayon	10
5.1.3	-Les puits à rayons court ou ultra-court	10
6-	Critères du choix de profil:	11
6.1	Les caractéristiques des formations:.....	11
6.2	Choix des drains à cibler:.....	11
6.3	L'azimut de la cible:	11
6.4	Position du Kick off Point 'KOP':.....	11
6.5	Longueur du drain horizontal.....	12
7-	La technique Slim Hole:.....	12
7.1	Définition de Slim Hole.....	12
7.2	Les avantages du SlimHole	12
7.3	Les défis de la technique SlimHole.....	12
8-	Les problèmes rencontrés lors de réalisation d'un forage dévié :	12
8.1	Calage :	12
8.2	Durée de vie des outils de forage :	12
8.3	Présence des débris de ferraille :	13
8.4	Pertes partielles de boue de forage :	13
9-	Les équipements directionnels et de fond:.....	13
9.1	Moteurs de fond :	13
9.2	Stabilisateurs:.....	14
10-	Equipements amagnétiques:.....	15
10.1	Masse-tiges amagnétiques :	15
10.2	Stabilisateurs amagnétiques :	15
11-	Raccords coudés et raccords d'orientation.....	15
11.1	Raccords coudés.....	15
11.2	Raccords d'orientation :	16
12-	Outils de déflexion :	16
13-	Equipements de mesure :	17
	Chapitre-III: Description de l'unité coiled tubing (Le forage avec un moteur hydraulique de fond par CTD)	18

1-	Introduction:	18
2-	Etudes- Réalisation- Evaluation:.....	19
3-	Contingences du forage:	21
4-	Les services à travers le coiled tubing:	23
4.1	Diagraphie en trou ouvert:.....	23
4.2	Canons descendus au Coiled Tubing:.....	24
4.3	Diagraphie en puits tubés:	25
4.4	Diagraphie de production dans les puits horizontaux:	25
4.5	Contrôle de puits:.....	27
5-	Forage au coiled tubing:.....	27
6-	Applications du CTD:	28
6.1	Applications en reprise de puits :.....	29
6.2	Application sur puits neufs:.....	29
7-	Outil de fond:	29
8-	Equipement de surface:	31
9-	Présentation du G3:	32
9.1	Introduction :.....	32
9.2	Spécificité du G3:.....	32
9.2.1	L'injecteur:	32
9.2.2	Touret du CT (CT réel):	33
9.2.3	Équipements de contrôle de puits (B.O.P) :	34
9.2.4	Pompes à boues :	35
1.1.1	Système underbalance (UBD):.....	35
10-	Avantages de l'utilisation du coiled tubing:	36
11-	Les inconvénients de la technique de CTD:.....	36
Chapitre IV Analyses des échecs du CTD au champ REB (Etude des cas puits RB49, RB50, RB80, RB79, RB74):		37
1-	Introduction	37
2-	Présentation de la région.	37
2.1	Aperçue Sur Le Champ De Rhourde El Baguel	37
2.2	Etat Des Puits.	38
2.3	Situation Géographique	38
2.4	Aperçu Géologique.....	39
2.5	Exploitation Du Gisement.	41

2.5.1	Déplétion naturelle:	41
2.5.2	L'injection d'eau:	42
2.5.3	Gaz lift:.....	42
2.5.4	L'injection du gaz miscible:	42
3-	Analyse Des Risque:	42
4-	Le Plan Opérationnel:.....	43
5-	Choix Du Puits Candidat:	43
5.1	Choix Du Rb74 Comme Première Puits Candidat:.....	43
5.1.1	Le contact G.O.C/W.O.C:	43
5.1.2	Analyse des PLT:	44
5.1.3	Courbe de productionRB74:.....	44
5.2	Choix Du RB49 Comme Deuxième Puits Candidat:	44
5.2.1	Les contacts G.O.C/O.W.C:	45
5.2.2	Interprétation De l'EPLT, PLT:	45
5.2.3	Courbe De Production RB49 :.....	46
5.3	Choix Le Troisième Candidat RB 50 :.....	46
5.4	Choix quatrième candidat RB 80:.....	46
5.5	Choix Cinquième Candidat RB 79:.....	47
5.5.1	Objectifs De Puits RB79 :	47
5.1.1	Le Contact G.O.C/W.O.C:	47
5.1.2	Analyse Des PLT:	47
5.1.3	Courbe De Production RB79:.....	48
6-	Interprétation des courbes de production:.....	48
6.1	interprétation short terme:.....	48
6.2	Long terme:	49
	CONCLUSION GENERALE	50
	RECOMMANDATIONS	50
	REFERENCES:	51

Table des figures

Figure I.1: Réseau Swarm (>200m).....	5
Figure I.2 : Influence de la fracturation naturelle sur le profile de production [7]	5
Figure I.3: L'influence de la fracturation naturelle sur la profile de l'injection [7]	6
Figure II.1: Moteur de fond (2)	14
Figure II.2: Différents types de stabilisateurs à lames intégrales - à lames soudées - à chemis(1)	14
Figure II.3: Record coudé[4]	16
Figure II.4: Raccord d'orientation [5].....	16
Figure II.5: Whipstocks [5]	17
Figure III.1: Principaux composants d'un système CT[9]	26
Figure III.2: Schéma d'un modèle CTD[5]	31
Figure III.3: L'injecteur [11]	33
Figure III.4: Touret du CT (CT réel) [11]	33
Figure III.5: BOPs coiled tubing QUAD[11].....	34
Figure III.6: Pompes à boues[8]	35
Figure III.7: Système underbalance[9].....	35
Figure IV.1: Situation géographique de Rhourde El Baguel[12]	39
Figure IV.2: Carte strucrale au toitdu combrien[12]	41
Figure IV.3: Courbe de productionRB74[8]	44
Figure IV.4: Courbe de production RB49 [8]	46
Figure IV.5: Courbe De Productionrb79-[8].....	48

Liste des tableaux

Tableau III.1: Spécification du touret	34
Tableau IV.1: Analyse des PLT (RB74) Profile du drain	44
Tableau IV.2: Interprétation Du EPLT, PLT (RB49) Profile du drain	45
Tableau IV.3: Analyse Des PLT (RB79) Profile du drain	48

Symbols abbreviations:

REB: Rhourde EL Baguel * **CT:** coiled tubing * **CTD:** coiled tubing drilling

* **FNR:** fracturation naturel du réservoir.

ST: sidetrack * **SR:** short radius * **WO:** work over * **PPG:** pound per gallon * **WOC:** water oil contact

GOC: gas oil contact * **MWD:** measurements while drilling * **KOP:** kick off point

PDM: positives displacement motors * **CTL:** coiled tubing logging * **CBL:** cement bond logging

BHA: bottom hole assembly * **PFD:** pression fond dynamique * **PLT:** production logging Tools

TVD: total vertical depth

Introduction Générale

Introduction générale

Le Réservoir Fracturé Naturellement est classé la première dans l'étude de réservoirs, elle forme un cas spécial de réservoir hydrocarbure. Leur études est très compliquée afin que la porosité secondaire et la perméabilité de champ fracturé. Pour les ingénieurs de production, la production d'huile connait un paradoxe en relation avec le comportement observé en les deux cas ; Réservoir fracturé et Réservoir non fracturé.

Les champs fracturés n'ont pas seulement des effets positifs sur le comportement dynamique de sédiment. Ils peuvent être comme une barrière ou prompt la circulation d'hydrocarbures par crée anisotropie de écoulement de fluide.

En Algérie, le champ de Ghourd El Baghel (REB) qui est situé au Sud-est du pays, est concerné dans cette étude afin de sa structure géologique (CFQ). En 1992, Sonatrach lance un appel d'offre au des compagnies étrangers telle que dans le but de' améliorer les taux de production.

Selon les nouveaux contrats de la compagnie nationale SONATRACH pour progresser la production d'huile avec maximum consommation, et pour fournir les conditions de nouveau projet pétrolier, on a proposé le forage avec le CTD au ST ou SR.

La déplétion des réservoirs (over balance élevés), les difficultés de rétablissements de potentiel des puits après forage et WO (endommagement par la boue), les complications liées aux NFR et les DWON TIME; sont des critères renfoncent et rendre le CTD favorable,

Dans ce contexte, le projet d'amélioration de récupération (CTD) est basé en le forage horizontal des puits utilisant l'unité de coiled tubing était lancée par ARCO.

Dans cette recherche, on veut investiguer l'efficacité et l'effectivement de cet investissement basé à l'analyse d'échec de la méthode proposé. Par conséquent, on a choisi le champ de REB pour effectuer notre étude. Il est classé parmi les premiers gisements qui étreinte le CTD au niveau des réservoirs fracturés.

D'après ce que nous avons mentionné précédemment, nous commencerons cette mémoire par le premier chapitre, qui parle de : *La fracturation naturelle de champ REB*.

Et puis nous passons au deuxième chapitre pour obtenir des éclaircissements sur : *Le forage conventionnel (horizontal)*.

Et puis, dans le troisième chapitre, nous aborderons les spécificités de parler de : *Description de l'unité coiled tubing (Le forage avec un moteur hydraulique de fond par CTD)*.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous parlerons de : *Analyses des échecs du CTD au champ REB (Etude des cas puits RB49, RB50, RB80, RB79, RB74)*

Chapitre I:
La fracturation naturelle de
champ REB

Chapitre I : La fracturation naturelle de champ REB**1- Introduction**

La productivité exceptionnelle des gisements cambriens de REB, est liée à l'existence d'une fracturation naturelle intense qui a considérablement amélioré les caractéristiques très moyennes de la matrice.

Les grès du cambrien sont formés d'un enlacement d'unités de dépôts décimétriques séparées, plus ou moins fréquemment, par des niveaux silto-argileux millimétriques à centimétriques, à l'intérieur de ces unités de dépôts, on distingue nettement des Stratifications obliques, dont le pendage moyen est de 25°, les carottes ont naturellement tendance à se brierer suivant le plan de stratification obliques ou suivant les joints entre les unités de dépôt de telles cassures ne doivent pas être confondues avec des fractures.

Des observations sur affleurements ont nettement montré que dans ce type de grès la zone fracturée adjacente à une faille peut s'étendre sur plusieurs centaines de mètres de part et d'autre. On peut y trouver des brèches parallèles à la faille, des micros accidents parallèles à la faille et des bandes excréments fracturés mais encore stratifiés.

Dans ces conditions et vu les nombres d'accidents rencontrés dans le gisement de R.E.B, il n'est pas surprenant que le réservoir soit fracturé à peu près dans tout le gisement.-[8]

2- Définition de fracturation naturelle de réservoir :

La fracturation naturelle des réservoirs désigne toutes les discontinuités qui affectent la matrice rocheuse sans aucune intervention de l'homme par exemple les discontinuités d'origine tectonique ou thermique, et les niveaux de pression de réservoir et les écoulements des fluides dans des situations certaines peuvent être raison événement de fracturation

La fracturation naturelle de réservoirs ont des formations géologiques avec deux type différent de milieux de porous ; une matrice roche et une fracturation de gisement qui donne le réservoir des différent Caractéristiques de porosité et perméabilité.

NFR représente plus que 50 % de réservoirs hydrocarbures formé dans plusieurs environnements des positionnels avec carbonate, des argiles et des grès. Ils contribuent à la production mondiale d'huile et de gaz.

Même si la majorité de réservoirs hydrocarbures sont fracturés à certain niveau, leurs fracturations ont des effets négligeables à l'écoulement de fluide et le stockage. En cas de fracturation naturelle de réservoir, le gisement fracturé a un impact important à la stockage de fluide et son conductivité.

La performance du réservoir et la récupération d'huile la fracturation peut apparaitre au simple ou multiple formation de la roche à cause de l'incapacité mécanique de cette dernière sous la pression géologique naturelle, comme des mouvements tectoniques, changement de pression et l'activité du forage. Ces fracturations peuvent avoir des dimensions des plusieurs micromètres à plusieurs kilomètres. La Négligence ou l'échec à déterminer la distribution, l'orientation, l'intéroceptivité et la degré de cimentation minérale de fracturation peut avoir des conséquences sérieuses au niveau de développement et production du réservoir ainsi que provoquer des formes inappropriées du puits, par conséquent ; un forage un nécessaire du puits.

Dans une autre coté, le rôle compliqué de fracturation pendant la récupération primaire et la récupération secondaire turne la NFR (Natural Fractured Reservoir) à un paradoxe. NFR sont classifies à des types différents, dépendant à les capacités de stockage ou la porosité et la perméabilité du matrice. Ils sont classifies à trois types : A, B, et C.

Dans le type A, la majorité du fluide est stocké à la matrice ; la fracturation fournit une faible capacité de stockage.

Dans le type B, moitié de stockage hydrocarbure est située à la matrice et le reste à la formation.

Dans le type C la fracturation fournit la capacité de stockage sans la contribution de matrice.[1]

3- Caractéristiques de réservoir fracturé naturellement :

3.1 La porosité :

La porosité peut être classifiée au primaire et secondaire :

3.1.1 Porosité Primaire :

La porosité primaire est formé pendant la déposition de sédiments, elle contient des porosités inter particule et particule.

3.1.2 Porosité Secondaire :

La porosité secondaire est formée après la déposition et développé pendant les diagnoses par dissolution, dolomitisation et parmi les fracturations de roche. La matrice de porosité est appelé porosité fabrique, elle peut être en les deux ; primaire et secondaire.la porosité fracturé est toujours la secondaire.

3.2 La perméabilité

La perméabilité de roche poreuse est la mesure de capacité pour transmettre le fluide. Le réservoir peut avoir une perméabilité primaire et secondaire. La perméabilité primaire est connu comme la perméabilité de matrice ; par contre, la perméabilité secondaire est appelée perméabilité fracturé

ou perméabilité de vugs de solution. Les deux types de perméabilité sont très importants pour estimer la performance de réservoir qu'est influencé par la fracturation.

La solution vugs perméabilité réfère à une perméabilité augmenté au matrice de roches sur laquelle la perméabilité naturelle de matrice est augmenté par la percolation d'acide que dissout la matrice de roche.

3.3 La compressibilité à la roche fracturée

Dans un réservoir, la compressibilité de system de roche joue un rôle fondamental, spécifiquement lorsqu'il y a une contraste entre les deux porosités et la fracturation. Le rôle de compressibilité est essentiel pour interpréter le mouvement de pression résultant par welltesting. En ce cas, la compressibilité qu'a une relation avec les double system de porosité est exprimée avec les paramètres de capacité de stockage qui largement contrôle le mouvement de pression.

3.4 Courbe de pression capillaire :

Dans un réservoir, la courbe de pression capillaire a un rôle très important qu'un réservoir conventionnel. Les forces capillaires au réservoir fracturé sont des importants composants pour mécanisme de drainage, par contre le rôle dynamique de ces forces dans les réservoirs conventionnels qui est plus limité. Dans les réservoirs fracturés, les forces capillaires peuvent contribuer au procès de déplacement à l'intérieur de procès d'imbibition. Par conséquent, ils peuvent s'opposer l'opération au déplacement de procès de drainage.

3.5 Imbibition Spontanées :

L'imbibition spontanée c'est lorsque l'eau déplace l'huile par la matrice fracturé à cause de forces capillaires est un mécanisme de récupération très important dans les réservoirs fracturés. La zone ouverte pour l'imbibition à trop fracturés réservoirs peut fournir une production économique. L'imbibition spontanée d'eau c'est la fonction directe de forces capillaires et gravité. Elle a une relation directe avec le system de pores, formes et les dimensions de blocs de matrice, la tension interfaciale, les frontières et la saturation initiale à l'eau.

3.6 L'interaction fracture- matrice :

Le volume d'hydrocarbure présenté à la fracture avec une haute perméabilité, est produit rapidement. Après la production de ce ; flush oil, le taux diminuera rapidement avant que stabilisé sur plus bas taux de déclin. Pour Controller le taux de stabilisation, il faut s'avoir l'espace de fracture, la quantité de communication entre la matrice et la fracture et le mécanisme de drainage.

Dépendamment, en général, sur le contraste entre la matrice et la perméabilité de fracture et l'espace de fracture. [1]

4- Colmatage des fractures :

Il apparaît assez souvent un colmatage partiel des fractures par des carbonates ou des sulfates. Toutefois ce colmatage n'étant que partiel, on ne pense pas qu'il nuise véritablement à l'effet des fractures si ce n'est de le diminuer légèrement.[1]

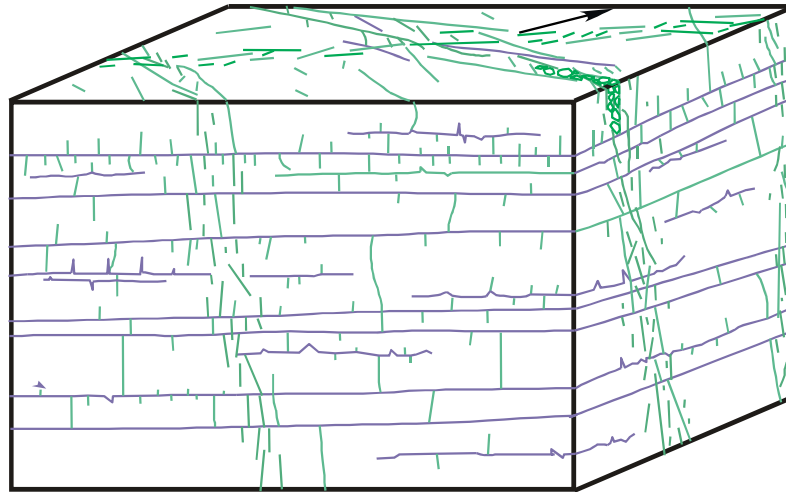


Figure I.1: Réseau Swarm ($\geq 200m$)

5- Influence de la fracturation naturelle sur le profil de production:

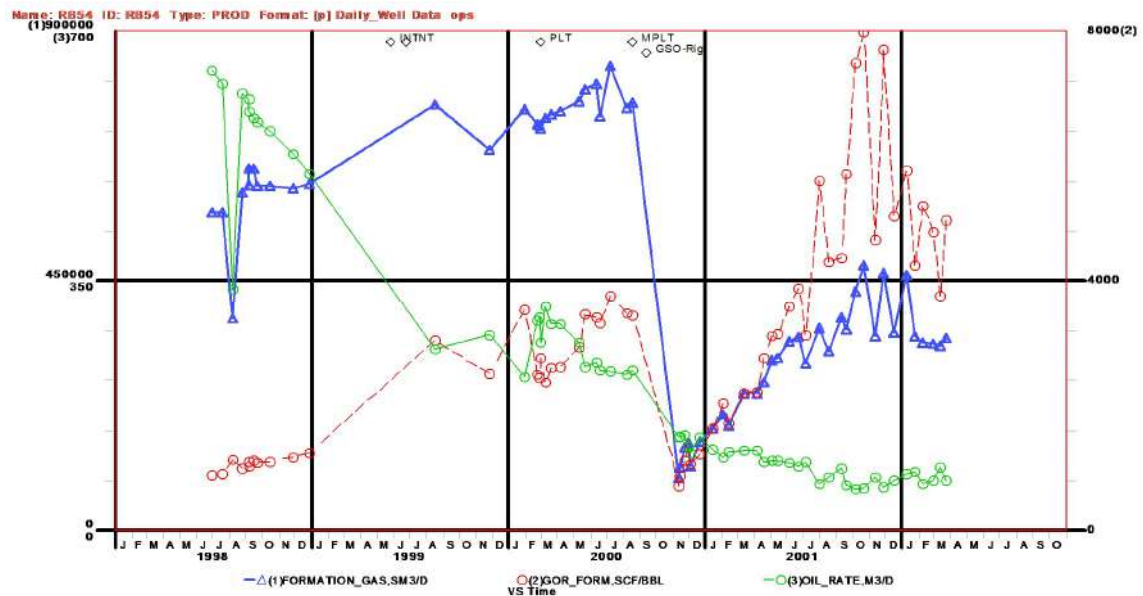


Figure I.2 : Influence de la fracturation naturelle sur le profil de production [7]

6- L'influence de la fracturation naturelle sur la profile de l'injection:

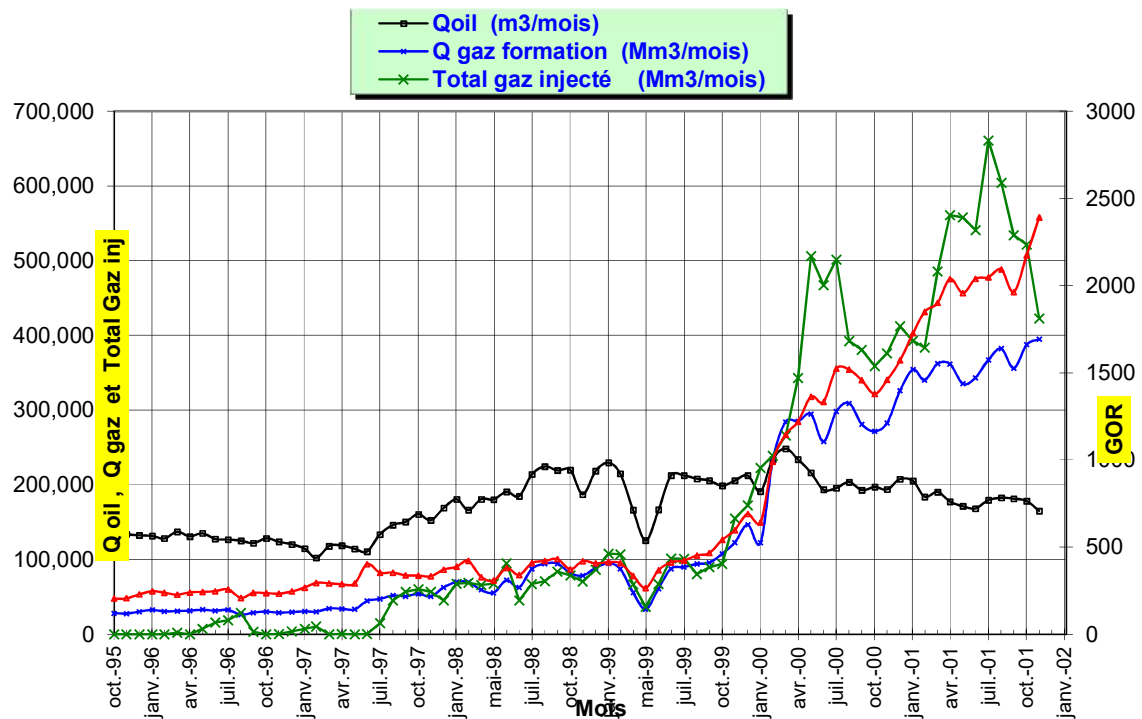


Figure I.3: L'influence de la fracturation naturelle sur la profile de l'injection [7]

7- Le but d'un drain horizontal:

Les objectifs recherches lors d'un forage horizontal sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir

- a. Obtenir une longueur optimale de la liaison de la couche-trou.
- b. augmente l'efficacité et la productivité du puits.
- c. limiter le nombre de puits foré sur un champ.
- d. pour résoudre un problème particulier de production tel qu'anisotropie de perméabilité et isolation de la formationEtc.

Chapitre II:
Le forage conventionnel
(horizontal)

Chapitre II: Le forage conventionnel (horizontal)**1- Historique du forage horizontal :**

Le forage horizontal est réellement né en juin 1980 avec le forage du puits ELF Aquitaine et Lacq-90 dans le sud de la France.

Il est probable que quelque puits horizontaux avais été forés avant cette date en russie, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80.

Lacq-90, suivi par Lacq-91, castral ou toujours en France, puis Rospomare-6d en Italie et Pelicanlake au Canada.

A la fin des années 80 des centaines puis des milliers de puits horizontaux étais forés chaque année.

Un tel succès ne s'explique que par les excellents résultats obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début, ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements :-

- Développement des outils de mesures et temps réel.
- Développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- Evolution des fluides de forage et développement de nouveau équipement de contrôle des solides.
- Meilleur compréhension du comportement du réservoir. [3]

2- Définition du forage directionnel:

Le forage directionnel est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire Prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible, tous les deux définis avec un système de coordonnées Préétablie.

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou a partir d'un Point dans l'espace (surface) à un autre point dans l'espace (la cible). [3]

3- Avantages du forage horizontal:

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous mentionnerons ci-après que les plus intéressants :

- Le forage horizontal permet le développement du champ qui n'aurai en être exploités commercialement autrement.
- Dans beaucoup de réservoir, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage en retardant l'arrivé d'eau.

3.1 Réservoirs fracturés:

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe, est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

3.2 Réservoirs multi-couches:

Dans la plupart des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

3.3 Réservoir à basse perméabilité:

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt qu'essayer de créer une fracture équivalente.
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

3.4 Formation non-consolidées-Contrôle des sables:

La production de sable non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits.

Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle-même proportionnelle au débit de production.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi du puits et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelquefois être en production sans mise de place de coûteuses crépines calibrées

3.5 Coning du gaz et de l'eau:

Beaucoup de réservoirs produisent grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle.

La production déclinera rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits.

Le forage horizontal aide énormément la production de tel réservoir :

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau (WOC)

- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en éliminant la succion sur le plan d'eau des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivée de gaz.

3.6 Réservoir d'huile lourde:

Les réservoirs d'huile lourde sont une application directe des considérations ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente et à l'aide du forage horizontal.[3]

4- Inconvénient du forage horizontal:

4.1 Coûts additionnels:

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux:

- Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluides, etc....
- Le coût des services d'un forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.
- Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, on shore ou offshore.
- Un puits foré dans un réservoir on shore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourra ne pas dépasser 20 à 30%.

4.2 Risques opératoires:

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires.

***- Pour atteindre la cible:**

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelque fois une tolérance verticale réduite.

***- Le nettoyage des puits:**

Un bon nettoyage des puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface.

Éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées des puits.

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

***- Le comportement des formations.**

Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, et particulier leur stabilité.

- *- **L'endommagement des formations.**
- *- **L'évaluation du potentiel de production.**[3]

5- Les types de puits horizontaux:

On appelle puits horizontal un puits se terminant par un drain foré à une inclinaison située aux environs de 90 degrés, c'est à dire comprise entre 80 et 100 degrés ou plus.

5.1 Les puits horizontaux:

Trois types de puits peuvent être distingués:

5.1.1 -Les puits à long rayon.

Utilisant des rayons de courbure excédant 200 mètres gradient < 3deg/10m)

5.1.2 -Les puits à moyen rayon

Utilisant des rayons de courbure compris entre 80 et 200m (3 < deg/10m < 7)

5.1.3 -Les puits à rayons court ou ultra-court

Avec des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres, seulement réalisable avec des équipements spécifiques.

Ils peuvent être :

- à build-up simple (une seule montée en inclinaison de 0 à 90 degrés).
- à build-up multiple (deux sections de montée ou plus, séparées par des sections droites dites « tangentielles »).

On peut aussi distinguer les puits par leur déplacement horizontal au point d'entrée

- Les puits à faible déplacement horizontal.
- Les puits à déplacement moyen.
- Les puits à long déplacement (long reach well).

• Les puits à long déplacement:

Les puits à long déplacement ont une longue section forée à haute inclinaison jusqu'au toit du réservoir, suivi d'un drain horizontal. La longueur totale peut atteindre plusieurs kilomètres, *le record étant à ce jour de 12km avec BP sur le champ beWitchfarm .*

• Les puits en ré-entrée:

Les puits en ré-entrée sont une autre séquelle du forage horizontal et consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de forer un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontale

• Les puits multilatéraux:

Les puits multilatéraux sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou lui-même horizontal.

De nombreux types de puits multilatéraux ont été forés. On cite :

- Un puits vertical avec une branche horizontal.
- Les puits dits en « arête de poisson » ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal. [3]

6- Critères du choix de profil:

La réalisation d'un forage horizontal repose essentiellement sur un bon choix du profil à réaliser. Plusieurs critères doivent être pris en considération lors du planning d'un profil, ils sont divisés en:

6.1 Les caractéristiques des formations:

Le pendage et les frottements ont des impacts importants dans le choix de profil, en effet le pendage nous donnera l'inclinaison finale au niveau du Target. La poursuite du forage se fera sous un angle de 90° pour Éviter la perte d'inclinaison ou d'azimut l'étude de la formation à forer s'avère nécessaire.

6.2 Choix des drains à cibler:

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétro-physiques du réservoir (ρ , K et SW) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, on doit aussi tenir Compte du plan d'eau pour éviter les percé.

6.3 L'azimut de la cible:

L'azimut du drain est défini dans la mesure du possible dans le sens parallèle à la direction des Contraintes maximales.

De cette façon, on peut forer rapidement et on aura un puits dont l'instabilité des Parois sera minimale, mais cette orientation optimale de forage ne correspond pas forcément à l'orientation Sélectionnée du drain optimisant la production.

6.4 Position du Kick off Point 'KOP':

Pour choisir le Kick off Point, il faut tenir compte des paramètres suivants :

- 1- La formabilité des terrains « étude géologique ».
- 2- Il est recommandé d'éviter le BUILD-UP dans les zones à perte ou à forage difficile.

6.5 Longueur du drain horizontal

Il est certain que plus le drain est long, plus le profil est productif ; mais en parallèle les difficultés du Forage augmentent (frottement, tirage, coincement, mauvaise transmission du poids sur l'outil, perte. [3])

7- La technique Slim Hole:

7.1 Définition de Slim Hole

C'est la réduction significative dans le diamètre d'un puits conventionne

7.2 Les avantages du SlimHole

Les avantages qui conduisent à utiliser le SlimHole sont :

- Le travail en SlimHole est économique et plus sécurisé,
- Cette technique permet d'éviter d'enlever l'ancienne complétion (4½ «tie-back cimenté»,
- Diamètre du trou réduit.

7.3 Les défis de la technique SlimHole

- Contrôle de puits : détection rapide des anomalies ce qui implique que l'intervention doit être dans le temps.
- Outil de forage : grande vitesse de rotation, léger poids sur l'outil.
- Fluide de forage : la présence du fluide de forage dans l'espace annulaire est faible à cause du volume réduit de l'espace entre la garniture de forage et le trou.
- La pénurie des équipements de repêchages qui correspondent à des diamètres réduits, ce qui Causera quelques difficultés pendant les opérations d'instrumentation.[2]

8- Les problèmes rencontrés lors de réalisation d'un forage dévié :

8.1 Calage :

Le calage est dû à un excès de poids sur l'outil. Ceci nous a menés à une impossibilité à forer. Il a été Nécessaire de remonter un peu la garniture pour alléger l'outil est diminuée la pression de fond. Les résultats Ont pu être remarqués qu'après plusieurs manœuvres.

Il peut également être dû à une usure du moteur résultant en une perte de puissance insuffisante pour forer.

8.2 Durée de vie des outils de forage :

La durée de vie des outils de forages à molettes est limitée par un nombre total de rotation des roulements et donc inversement proportionnelle à la vitesse de rotation des outils.

Un outil utilisé avec un moteur à grande vitesse verra sa durée de vie réduite, donc on fait la manœuvre Chaque 24 h pour changement d'outil.

8.3 Présence des débris de ferraille :

Présence des débris de ferraille dans la boue qui influe sur le bon fonctionnement de MWD à cause de L'interférence magnétique.

8.4 Pertes partielles de boue de forage :

Dans la plus part des puits horizontaux short radius on a signalé de considérables pertes de boue (pertes Partielles) à cause des grandes pressions exercées au fond du puits pendant le forage dirigé.

Plus que la longueur du drain est grand plus que les pertes augmente.[4]

9- Les équipements directionnels et de fond:

Dans les paragraphes suivants on va présenter les divers équipements utilisés en forage dirigé soit pour le CTD ou le forage conventionnel ainsi que les équipements de mesure.

9.1 Moteurs de fond :

Moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement dans ces dernières dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement dans ces dernières.

Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants:

- Un étage moteur Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.
- Un étage de roulement Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte.
- Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile.
- Un joint universel (cardan) Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.
- Un arbre d'entraînement

l'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage.[4]

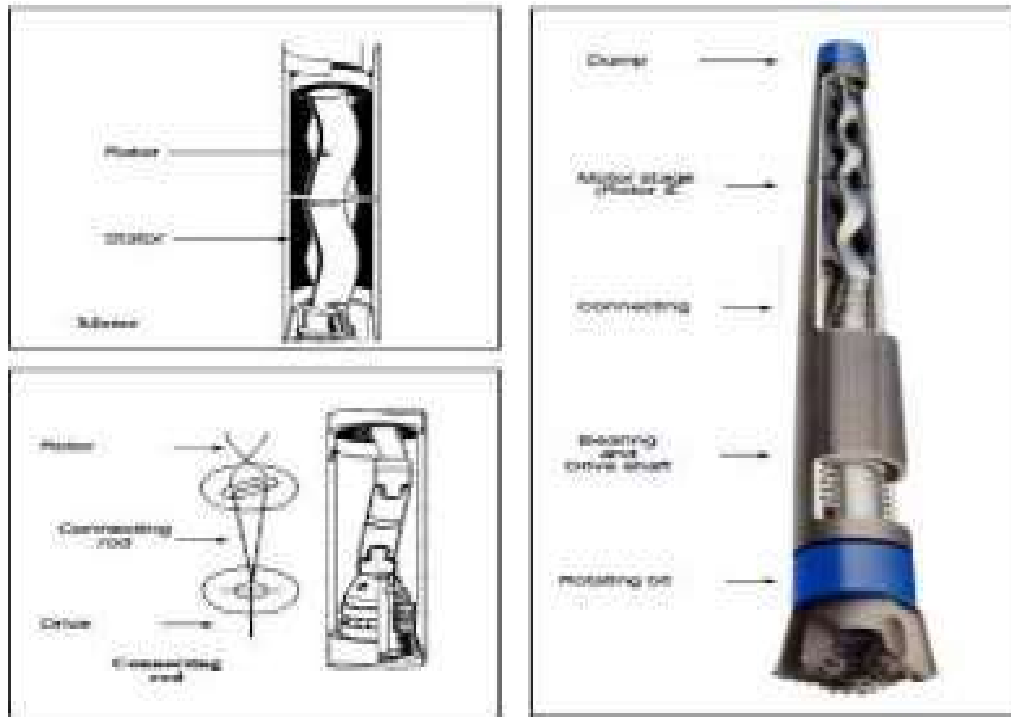


Figure II.1: Moteur de fond (2)

9.2 Stabilisateurs:

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est le moyen de contrôler l'inclinaison du puits. Ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage dirigé conventionnel. Ces outils sont constitués par des "lames" installées sur des corps tubulaires équivalents aux massettes de la même phase.

Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. [5]

Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "Near-bit" ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string".



Figure II.2: Différents types de stabilisateurs à lames intégrales - à lames soudées - à chemis(1)

10- Equipements amagnétiques:

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance. Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure (ex : MWD).

Ces matériaux amagnétiques peuvent être:

- De l'aluminium ;
- Des aciers inoxydables de haute qualité ;
- Des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre).

Parmi les équipements amagnétiques on cite :

10.1 Masse-tiges amagnétiques :

Les masse-tiges amagnétiques sont les éléments les plus utilisés pour éliminer les perturbations du champ magnétique dues à la présence train de tiges.

La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes. Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

10.2 Stabilisateurs amagnétiques :

Des stabilisateurs amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de stabilisateurs standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure.

11- Raccords coudés et raccords d'orientation**11.1 Raccords coudés**

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond droit de manière à le désaxer par rapport à l'axe du puits, désaxant ainsi l'outil de forage.

Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur, fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique. Leur rendement est donc difficile à prévoir à moins de disposer d'une expérience locale.

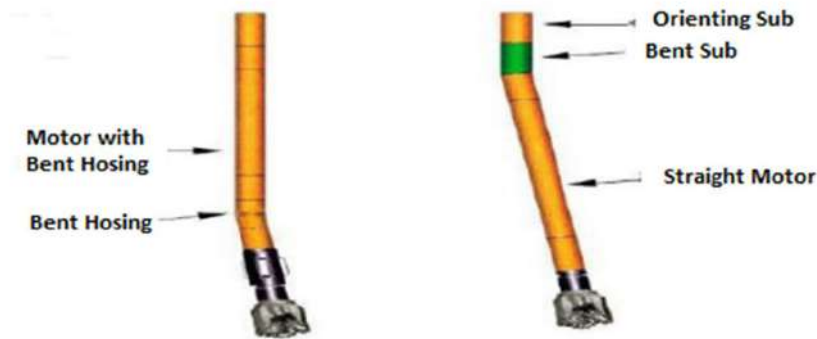


Figure II.3: Record coudé [4]

11.2 Raccords d'orientation :

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure "mule shoe" de l'outil de mesure. La chemise doit être positionnée et bloquée dans une position permettant d'orienter l'outil de mesure en fonction de la position du raccord coudé ou du bent-hosing ("scribe line"). Les raccords d'orientation sont fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres.[5]

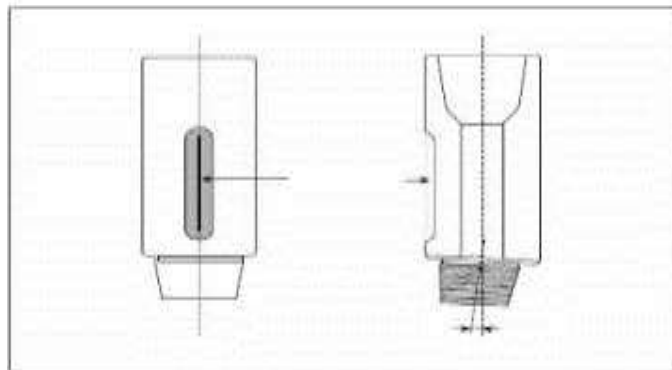


Figure II.4: Raccord d'orientation [5]

12- Outils de déflexion :

Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur. Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.

Les Whipstocks peuvent être:

- Permanent ou récupérables
- Orientables ou non Ils peuvent être utilisés soit en:
- Trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral
- Dans un tubage, pour y ouvrir une fenêtre.[5]



Figure II.5: Whipstocks [5]

13- Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits, en mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le Tools face du moteur et donc la direction du puits.

Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures en fond de trou.

Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être:

- **en temps différé** : l'information est remontée avec l'outil lui-même,
- **en temps réel** : l'information est transmise du fond vers la surface par l'intermédiaire d'un système de télémetrie Les mesures sont faites à l'aide de capteurs plus ou moins sophistiqués:

- **Mesure de l'inclinaison:** La mesure de l'inclinaison peut être effectuée soit par pendules.
 - inclinomètres
 - accéléromètres

- **Mesure de l'azimut**

La mesure de l'azimut peut être effectuée soit à l'aide d'instruments repérant le Nord magnétique comme le compas et les magnétomètres,

Soit s'alignant dans une direction référencée: gyroscopes et plates-formes inertielles [5]

Chapitre-III:

Description de l'unité coiled tubing (Le forage avec un moteur hydraulique de fond par CTD)

Chapitre-III: Description de l'unité coiled tubing (Le forage avec un moteur hydraulique de fond par CTD)**1- Introduction:**

L'efficacité des services effectués à travers coiled tubing (CT), s'est considérablement améliorée au cours de ces dernières années due aux efforts de recherche et de développement.

Pour un nombre important d'applications, les caractéristiques et la fiabilité des services réalisés à travers CT les font s'imposer en tant que moyens plus sûrs et moins coûteux de réaliser certaines opérations.

Toute utilisation du CT repose sur une ou plusieurs des caractéristiques suivantes :

- Ses moyens de contrôles des pressions de puits permettent de travailler en toute sécurité sur des puits vivants.

Le coiled tubing permet un placement précis des fluides et leur circulation vers l'intérieur, ou parfois vers l'extérieur des puits, à travers une conduite haute pression. D'autre part, des outils de fonds hydrauliques ou d'autres matériels peuvent être manœuvrés par le pompage de fluides à travers le CT.

Le CT peut être descendu ou remonté dans le puits, tout en y pompant des fluides à l'intérieur.

On peut utiliser la rigidité et la résistance du CT pour pousser ou tirer des outils ou d'autres équipements à travers des étranglements ou dans des segments horizontaux. A l'aide du CT, on peut exercer une tension plus importante qu'avec la plupart des unités de «Wire-Line».

En combinant les caractéristiques classiques des CT et les équipements associés, on peut aujourd'hui améliorer le degré de précision des techniques actuelles, et envisager le développement de techniques innovantes à travers le coiled tubing.

Les premières utilisations du CT dans l'industrie pétrolière étaient limitées à des opérations de routine telles que le nettoyage, les circulations, le gas-lift, et quelques petits traitements acides ou chimiques. Les limites à l'utilisation du CT résultaient des limitations de la résistance des composants, de la taille du tubing, et de sa résistance en tension. Ainsi, les opérations de CT n'étaient généralement réalisées que sur des puits relativement peu profonds.

D'un taux d'échecs beaucoup trop élevé, de CT perdu et coincés ainsi que d'un manque de compréhension des équipements et des efforts auxquels, le CT était soumis, résultait une perception négative de l'industrie vis à vis de la qualité des services offerts par les compagnies

de service de CT. Ce manque de confiance a considérablement ralenti le développement de nouveaux équipements et de nouvelles techniques.

Le développement d'équipements fiables et bien conçus, ainsi qu'une meilleure compréhension des conditions de fond, ont au retour de la confiance du secteur pétrolier. De ce changement de l'industrie a résulté une utilisation des services de CT dans des puits plus profonds et à pression plus élevée, avec des outils de traitements spécialement étudiés.[6]

2- Etudes- Réalisation- Evaluation:

La possibilité de réaliser des opérations sur puits sans tuer ce dernier (et même dans certains cas en maintenant la production) est généralement considérée comme le principal avantage du CT et des services à travers CT. Cependant, les développements d'outils et de services ont abouti à la reconnaissance de certains services réalisés par le CT comme le seul moyen viable de mener à bien ces opérations.

Dans la mesure où la plupart des opérations de CT sont réalisées sur des puits éruptifs avec une pression en tête significative, tous les aspects de l'étude et de l'exécution d'une opération doivent être soigneusement planifiés.

La recherche et le développement des équipements et des techniques de CT ont aidés à la mise en place de limites opératoires et de procédures conseillées bien définies.

Dans l'élaboration d'une opération de CT, les étapes suivantes sont critiques et doivent être à chaque fois considérées:

- Un programme détaillé de l'opération de CT doit être réalisé. Ceci est particulièrement important lorsque des services annexes sont effectués en conjonction avec l'opération de coiled tubing.
- L'endommagement lié aux cycles de pression et de fatigue qui surviennent au cours de l'opération doit être calculé en simulant l'opération à partir des données du programme.
- Les opérations dans des puits profonds ou déviés doivent être simulées en utilisant un modèle représentant les forces exercées sur le tubing, afin de s'assurer que les conditions de l'opération ne vont pas au-delà des possibilités du CT et des équipements associés.
- Au cours des phases d'exécution et de réalisation, on comparera les valeurs prédites avec celles effectivement obtenues pour tous ces paramètres. Cette comparaison permettra de s'assurer du bon déroulement de l'opération. [6]

- **Procédures opérationnelles:**

Un programme d'opération soigneusement préparé est obligatoire pour toute opération de CT. En plus de la mise en évidence des points clés de l'opération, une procédure détaillée permet de

s'assurer que tout le personnel prenant part à la réalisation du traitement est correctement informé.

[6]

- **Forces appliquées au CT:**

Lorsqu'un CT est descendu ou remonté dans un puits vertical, il est relativement facile de prédire le poids du tubing. Connaissant son poids par unité de longueur, on peut calculer celui de la colonne qui correspondra au poids de la longueur suspendu à l'intérieur du puits, corrigé des effets dus au principe d'Archimède. Ainsi, le poids de la colonne tel qu'il est affiché en surface par l'indicateur de poids, donne une première indication des forces appliquées au tubing dans le puits. Dans les puits fortement déviés, les forces nécessaires pour pousser le CT à l'intérieur du puits, peuvent ne pas être déterminées avec précision par la seule valeur de l'indicateur de poids. Un certain nombre de forces agissant sur le CT doivent être prises en compte pour prévoir la charge à laquelle le tubing sera soumise dans le puits. Ces forces dépendent de la trajectoire du puits, du flambage du tubing et des diverses sources de frottements. [6]

- **Fatigue des CT:**

Par le passé, les échecs de beaucoup d'opérations de CT ont pu être imputés aux phénomènes de fatigues dans la partie la plus sollicitée de la colonne. Des études approfondies sur le comportement des CT ont démontré que la durée de vie d'un CT est presque uniquement dépendante de la façon avec laquelle il est manipulé en surface.

L'endommagement est le résultat des flexions répétées du tubing sur le col de cygne et sur le touret. On appelle ce mécanisme d'endommagement, la fatigue à cycles faibles. Ce phénomène d'endommagement est considérablement amplifié par accroissement de la pression intérieure au CT conjugué à l'effort de flexion.

Les efforts de recherche et développement ont aboutis à la mise au point d'un système de surveillance de fatigue pour CT. Ce système contrôle les paramètres dont on sait qu'ils influent sur la durée de vie du CT. [6]

- **Exécution:**

La liste suivante met en exergue les domaines essentiels pour assurer un déroulement sûr et efficace des opérations de CT. Ces domaines doivent être considérés comme des exigences minimums dans la plupart des applications et doivent être adaptés pour y inclure les spécificités liées à des opérations inhabituelles ou particulières.

- **Domaines de responsabilité**, chaque personne impliquée dans l'étude ou l'exécution d'une opération de CT doit être familiarisée avec les tâches et les responsabilités qui lui sont assignées.

- **Information sur l'opération**, une réunion de sécurité sur site doit avoir lieu avant chaque opération. Tout le personnel prenant part à l'opération de coiled tubing doit y participer. Le déroulement de l'opération, ses dangers ainsi que ses limites doivent y être discutés.
- **Équipements de protection des personnes**, tout le personnel participant à une opération de CT doit connaître l'emplacement et être familiarisé avec l'utilisation des équipements de sécurité et de protection.
- **Mise en place des unités**, Le CT et les équipements associés doivent être positionnés suivant les normes de sécurité.
- **Montage des lignes**, les lignes entre CT et les équipements associés doivent être positionnés suivant les normes de sécurité.
- **Transport**, le matériel et les véhicules doivent être correctement vérifiés et aptes au transport.
- **Matériel de contrôle de pression**, tout le matériel servant au contrôle de la pression (y compris le tubing du CT) doit subir un test de fonctionnement et de pression avant le début de l'opération. Chaque test doit être enregistré et documenté et, si nécessaire, certifié par un représentant du client.
- **Procédures d'urgence de contrôle de pression**, le personnel opérationnel doit connaître l'emplacement et le fonctionnement des moyens d'urgence de contrôle à distance de la pression. par exemple : BOP découpage/obturation.
- **Fluides**, le personnel impliqué dans l'étude et l'exécution de l'opération doit connaître les restrictions et les limitations qui s'appliquent aux fluides pompés à travers le CT [6]

3- Contingences du forage:

Au cours des forages d'exploration ou de développement, la prévention du coincement de la garniture constitue généralement l'un des principaux soucis, juste après le contrôle du puits. De toute évidence, la prévention du coincement coûte beaucoup moins cher que la meilleure technique de dégagement. Toutefois, lorsque la prévention échoue, il est essentiel de prendre des mesures rapides afin d'éviter une aggravation du problème.

Les principales techniques utilisées pour décoincer les garnitures sont la force et la persuasion. La force est appliquée en tirant et poussant ou en utilisant la coulisse. La persuasion quant à elle consiste à circuler des fluides, à conditionner le trou et à modifier les pressions hydrostatiques.

Beaucoup de garnitures de fond utilisées pour le forage de trous complexes comprennent des éléments sophistiqués d'une valeur considérable. En cas de coincement, c'est la rentabilité

économique du repêchage de tels ensembles et de la sauvegarde du trou foré, qui déterminent les actions à prendre.

La taille et les caractéristiques du CT et des équipements associés en font un moyen efficace pour le transport des fluides ou des outils destinés à aider au repêchage ou au découpage des garnitures de forage.

- Les moyens de contrôle de pression du CT permettent un excellent contrôle du puits à tout moment, quelles que soient les conditions apparentes de celui-ci.
- La conduite haute pression constituée par le coiled tubing permet un placement précis des fluides, ainsi qu'une circulation vers l'intérieur et dans quelques cas bien contrôlés, vers l'extérieur du puits.
- La rigidité et la résistance du CT lui permettent de pousser et de tirer des outils ou d'autres équipements à l'intérieur des tiges de forage dans les puits déviés ou horizontaux. Avec le CT, on peut exercer une tension plus importante qu'avec la plupart des unités de Wire line.
- En garnissant l'intérieur du CT d'un câble électrique, on peut l'utiliser pour la manœuvre et le contrôle d'outils de fond et d'équipements spéciaux.

Il y a deux cas de tiges coincées pour lesquels le CT a été fréquemment utilisé :

Lorsque les particules solides provenant de la boue de forage s'agglutinent dans la garniture de forage jusqu'à empêcher la circulation, et le CT peut être rapidement mis en œuvre afin de dégager ces débris et de permettre à nouveau la circulation.

Lorsque le point de blocage est situé près de l'outil ou au niveau de l'assemblage de fond, des fluides de traitement (tels qu'un acide inhibé) peuvent être placés grâce au CT.

Cette méthode permet de placer de façon précise des volumes de fluides relativement faibles, en évitant leur contamination à l'intérieur des tiges pendant le remplacement. Elle évite aussi le contact entre un fluide corrosif et les tiges de forage. [6]

Découpage de la colonne de forage:

Après avoir considéré ou essayé les méthodes de récupération, le découpage ou le dévissage de la colonne au-dessus du point de blocage peuvent être envisagés. Après récupération du train de tige, on peut répartir en «side-track» ou utiliser des méthodes plus énergétiques pour le repêchage du bas de la garniture.

Dans les puits fortement déviés ou horizontaux, les outils conventionnels de dévissage ou de découpage, descendu au câble, peuvent être inopérant. Dans ces situations, les outils de découpage descendus au CT constituent une alternative possible au dévissage non contrôlé. [6]

4- Les services à travers le coiled tubing:

4.1 Diagraphie en trou ouvert:

La diagraphie en trou ouvert est principalement un service destiné à l'évaluation des formations, elle est réalisée avant la mise en place du cuvelage. Dans la zone d'intérêt. Dans la plupart des cas, plusieurs outils ayant des fonctions différentes sont assemblés et descendus. Les outils les plus courants et les mesures qu'ils effectuent sont:

- **Rayon Gamma** : Identification et corrélation de la lithologie.
- **Induction double** : Mesure de la résistivité des formations.
- **Litho Densité** : Mesure de la porosité et détermination de la lithologie
- **Neutrons composés** : Mesure de la porosité, Détermination de la lithologie et du contact gaz liquide.
- **Mesure sonique** : Détermination de la porosité par mesure de la vitesse de propagation du son et détermination de la lithologie.
- **Stratigraphique** : Détermination de l'orientation des strates, de la position des fractures, de la direction et de la géométrie du trou
- **Carottage** : Prise d'échantillons de roche aux parois du puits.
- **Echantillonnage liquide** : Prélèvement d'un échantillon de fluide de formation et détermination de la perméabilité.
- **Sismique de fond**: Acquisition de données sismiques.
- Il existe deux types distincts d'applications des diagraphies avec coiled tubing (CTL**):
- Dans les puits fortement déviés ou horizontaux, dans lesquels le train d'outils ne peut pas être descendu par simple gravité.
- Pour des applications particulières en puits verticaux.

- Puits fortement déviés et horizontaux:

Dans les puits déviés, la méthode classique de diagraphie en trou ouvert consiste à descendre les outils au bout du train de tiges.

Le CT offre plusieurs avantages par rapport à celle-ci:

- Des temps de manœuvre plus courts.
- Du logging en continu (vers le haut et vers le bas), peut être réalisé, avec un meilleur contrôle de vitesse et de profondeur.
- Le câble de logging est protégé à l'intérieur du CT.

- Le train d'outils risque moins d'être détérioré par des efforts de compression trop élevés qui peuvent se produire lorsqu'il est descendu par les tiges.

La distance sur laquelle on peut pousser un train d'outil long d'un segment horizontal dépend de plusieurs facteurs, l'un des principaux étant son poids et les frottements qui en résultent sur les parois du trou.

Les trains d'outils de diagraphies en trou ouvert sont généralement assez larges (3 3/8 " de diamètre extérieur) et lourds. Si l'on ajoute à ceci les frottements relativement élevés rencontrés dans les portions de trous ouverts, on comprend que les distances espérées dans les opérations CTL soient limitées.

La profondeur de pénétration maximum est atteinte lorsque le CT décroche. A partir de cet instant, si on continue à dérouler du tubing on ne fera qu'accroître le flambage à l'intérieur du puits. On remarque ce phénomène en surface par la soudaine chute de l'indicateur de poids.

- Application en puits verticaux:

Dans les opérations de diagraphie au câble, celui-ci est tendu, et la résistance du train d'outils peut, dans certaines conditions, créer un effet de yo-yo au cours du logging. Bien que cet effet soit considéré comme marginal et insignifiant dans la plupart des opérations de diagraphie, il peut s'avérer important dans celles qui demandent un positionnement très précis en profondeur.

Grâce à une résistance en tension supérieure aux câbles traditionnels de logging, le CTL est souvent considéré comme un bon moyen de descendre des outils dans des cas où des risques importants de coincement existent ; par exemple, lorsque les mesures ont lieu dans des formations très perméables où il y a risque de collage différentiel. De même, on peut utiliser la rigidité du tubing pour pousser les outils dans des petites restrictions du trou.

La possibilité de faire circuler des fluides par le CT peut constituer un avantage dans les applications nécessitant de bonnes conditions de propreté. [9]

4.2 Canons descendus au Coiled Tubing:

L'utilisation du coiled tubing pour descendre des canons de perforation ne constitue qu'une extension du service déjà bien connu de diagraphie au CT. La rigidité et la résistance du CT peuvent être utilisées dans la perforation de sections fortement déviées voire horizontales, et lorsqu'on utilise des assemblages de canons longs et lourds. D'autres parts, les moyens de contrôle

de pression du CT permettent une opération de perforation sûre et facile sur des puits vivants ou en dépression. [9]

4.3 Diagraphie en puits tubés:

Les diagraphies en puits tubés constituent surtout un service d'évaluation destiné à confirmer ou à identifier des caractéristiques du réservoir ou de la complétion. Ses applications les plus courantes concernent les diagraphies de production, l'évaluation des cimentations, et les mesures de corrosion.

- **Diagraphies de production :** mesure de température, de pression, de densité et de vitesse de l'écoulement ; elles peuvent inclure des prises d'échantillon de fluide, ainsi que des outils acoustiques ou de gravel pack.
- **Contrôle du réservoir :** spectroscopie à rayon gamma et mesure de décroissance thermique.
- **Contrôle de la corrosion:** diamètreur multi-branche, télé-observateurs de trou (bore hole televiewer).
- **Évaluation des cimentations:** CBL, CET, outils d'imagerie ultrasonique.
- **Compas gyroscopique**
- **Indicateurs de points fixes**
- **Appareils de sismique souterraine.**

La plupart des opérations de diagraphie en puits tubés sont menées sur des puits complétés, en cours de production. Ils ont donc besoin d'un système de contrôle de pression et de procédures opératoires en conséquence. Les équipements et procédures standard de CT peuvent remplir ces exigences tout en offrant les avantages et les possibilités uniques de CTL.

Les services de CTL conviennent à plusieurs types d'applications.

- puits fortement déviés ou horizontaux dans lesquels les outils ne peuvent plus descendre uniquement par gravité
- Applications aux puits verticaux pour lesquels on a besoin d'une grande précision dans les profondeurs et le contrôle de la vitesse
- Applications pour lesquels on doit utiliser les possibilités de pompage à travers le CT tout en effectuant les mesures. [9]

4.4 Diagraphie de production dans les puits horizontaux:

L'objectif principal d'une diagraphie de production dans un puits horizontal est la détermination du profil d'écoulement et des intervalles producteurs le long du puits (quels sont les intervalles et les fractures qui produisent, quels sont les fluides produits et quelle quantité le

long de chaque intervalle de production). Le profil des écoulements est alors corrélé aux variations latérales de perméabilité, aux saturations...etc., afin de mettre en évidence les anomalies de production. En effectuant des essais simultanés de pression et de débit en transitoire, les caractéristiques du puits et du réservoir peuvent être quantifiées.

Les informations recueillies par de telles opérations peuvent alors servir à l'élaboration de traitement de workover ou de réparations en vue d'optimiser la production du puits.

L'acquisition et le traitement des données fournies par un puits horizontal peuvent être compliqués et difficiles. Cette difficulté est principalement due au comportement des fluides de production et à celui des outils de diaggraphie dans les puits horizontaux. Par exemple, les fluides poly phasiques ont tendance à se séparer qu'avec les fluides plus lourd, plus lents dans leurs mouvements, et qui tombent par gravité dans la partie basse du puits. Dans ce genre de régime d'écoulement dissocié, il faut des techniques poussées d'interprétation afin d'obtenir une mesure précise de la vitesse des fluides. De plus, certains outils de diaggraphie conventionnels mesurent la densité des fluides en prenant deux mesures de pression à une distance verticale fixe. Ces mesures ne sont plus valable dans des puits fortement déviés ou horizontaux.

De défis apportés par ces nouvelles situations ont aboutis au développement de capteurs, de trains d'outils, de techniques opérationnelles et de nouvelles méthodes d'interprétation pour les puits horizontaux. [9]

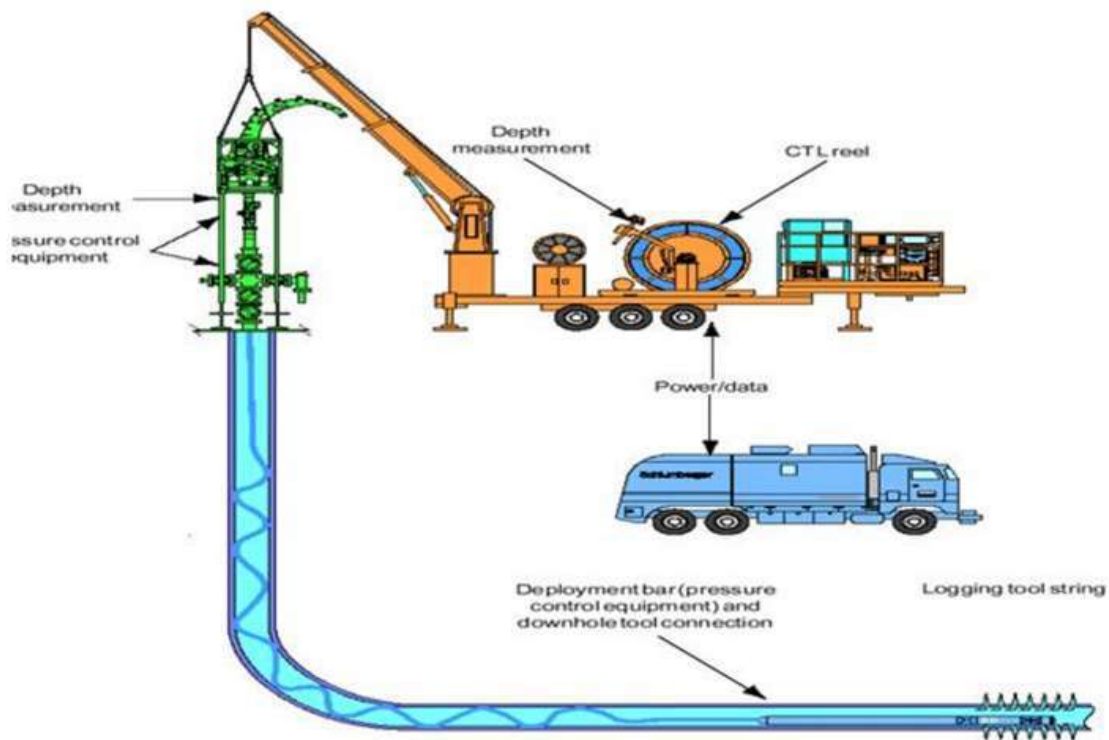


Figure III.1: Principaux composants d'un système CT [9]

4.5 Contrôle de puits:

Les opérations de contrôles de puits peuvent être menées à l'aide du CT en tenant que partie intégrante d'un traitement, comme une procédure de contingence ou une procédure d'urgence. Dans tous les cas, son but est le placement d'une colonne de fluide à l'intérieur du puits, afin de maintenir celui-ci dans des conditions statiques. La mise en place d'un tel couvercle au-dessus de la pression du réservoir est souvent réalisée suivant des spécifications des spécifications établies par les autorités gouvernementales ou les règles en vigueur dans les compagnies exploitantes.

La supposition à tort que le puits est mort peut avoir de graves conséquences. Ainsi, la sécurité du puits et des personnes doit être la considération première. Le choix de la procédure de contrôle du puits est déterminé par plusieurs facteurs (volume du puits et du CT, équipements de surface et quantité de fluide disponible).

Un certain nombre de techniques de contrôle de puits ont été développées et documentées parmi les procédures d'urgence. De telles méthodes sont généralement destinées aux situations de forage ou de workover dans lesquelles des tiges ou des tubings sont présents à l'intérieur de puits. Cependant, il y a plusieurs différences importantes dont il faut tenir compte lorsqu'on utilise le CT:

- **Les pertes de charges:**

A cause de son diamètre intérieur relativement petit, le CT engendre d'importantes pertes de charges, et il convient donc d'utiliser des débits de pompage faibles.

- **La longueur du tubing:**

Dans les opérations normales de contrôles de puits, la profondeur du tubing est égale à la profondeur de circulation. Dans les opérations de CT, le volume reste constant, indépendamment de la profondeur.

- **Clapet anti-retour:**

Comme la plupart des opérations de CT sont réalisées avec un clapet anti-retour à son extrémité, la détermination de la pression de tubing à la fermeture, dans les calculs de contrôle du puits, doit faire l'objet d'une procédure particulière.

- **Positionnement:**

La faculté qu'a le CT de pouvoir monter et descendre dans un puits vivant permet de positionner le point de circulation à la profondeur la mieux appropriée. [9]

5- Forage au coiled tubing:

Le coiled tubing monté d'un assemblage de forage (BHA) a déjà été utilisé depuis un moment dans les opérations de Work-over. Toutefois, au fur et à mesure que se résolvent les problèmes de

coiled tubing et de forage réduit (slim hole) les perspectives de CTD (forage au coiled tubing) fiables s'élargissent. En effet, le CTD comporte un certain nombre d'avantages par rapport aux méthodes de forage traditionnelles dans la réalisation de slim hole à moindre coût, pour l'exploration et la production.

- **Coûts réduits:**

Plus de 50% des coûts d'un forage traditionnel proviennent de facteurs indépendants du forage lui-même (par exemple construction de plates-formes et de routes d'accès, déplacement d'appareils, matériel tubulaire et consommables tels que la boue). Les techniques de slim hole et de CTD peuvent réduire les besoins dans tel ou tel de ces domaines.

- **Réduction des temps de montée et de descente**

Le tubing continue élimine les connections, réduisant d'autant les temps de gerbage et dégerbage tout en améliorant la sécurité. Beaucoup d'accidents au plancher arrivent, et beaucoup de tiges se coincent, au moment où l'on arrête le forage pour visser un raccord.

- **Forage en dépression;**

Les caractéristiques des moyens de contrôle de pression du CT lui permettent d'être manœuvré dans des puits vivant en toute sécurité. On améliore ainsi la sécurité en cours de forage, puisque les à-coups de pression peuvent être maîtrisés et qu'on peut poursuivre le forage en situation de dépression. Le forage en dépression permet de minimiser l'endommagement des formations, d'améliorer la vitesse de pénétration et d'éliminer le collage différentiel.

- **Circulation en continu:**

Le touret du CT est équipé d'un raccord tournant permettant aux fluides d'être pompés à l'intérieur tout en le manœuvrant. Ceci simplifie les procédures de contrôle de puits et améliore le maintien du trou en bonne condition. Cette possibilité de circulation continue, donc de forage ininterrompu, facilite l'utilisation de mousse en tant que fluide de forage de très basse densité lorsque cela est nécessaire. [3]

6- Applications du CTD:

On peut diviser les applications des techniques de CTD en deux grandes catégories:

Les reprises de puits et les nouveaux puits, chacune d'elles étant subdivisée en puits déviés et puits droits. [6]

6.1 Applications en reprise de puits :

A l'origine, c'est pour des opérations de reprise de puits qu'on a surtout utilisé le CTD, évitant ainsi la manutention et la pose d'un tubage de surface nécessaire à la mise en place des systèmes de contrôle de pression.

- **Approfondissement de puits existants:**

L'approfondissement vertical de puits à l'aide de garnitures de fond pendulaires afin de contrôler la direction du forage est une technique simple à mettre en œuvre. Une garniture longue est utilisée afin d'avoir suffisamment de poids a posé sur l'outil et de maintenir le point fixe a l'intérieur de cette garniture de fond. On conserve ainsi toujours le CT en tension, ce qui, avec la rigidité de la garniture de fond, permet de garantir la verticalité du trou.

- **Forage de drains latéraux:**

Le forage de drains latéraux nécessite la pose d'un bouchon de déviation, puis de l'ouverture d'une fenêtre dans le tubage. La garniture de forage, équipée d'un dispositif de mesure et de contrôle directionnel, est alors utilisée au forage du drain latéral à l'intérieur de la formation productrice.

Des modèles informatisés (comme par exemple celui destiné à calculer les forces agissant sur le tubing (TFM)) évaluent les forces appliquées et les limites opérationnelles des applications horizontales. Les efforts nécessaires pour pousser la garniture de fond et le CT dans la section coudée puis dans la partie déviée est limitée par la force que l'on peut exercer dans la partie vertical. Le TFM détermine ces forces et le point de décrochage. [6]

6.2 Application sur puits neufs:

Le forage de puits neufs en utilisant la technique du CTD nécessite un petit appareil afin de démarrer le forage par battage et de poser le tubage de surface. Cette technique permet de mettre en place de quoi supporter les équipements et les systèmes de sécurités nécessaires à la poursuite du forage.

La recherche de moindres coûts dans le forage de puits d'exploration, d'observation ou de délinéation a provoqué l'intérêt de l'industrie dans le CTD. De plus, le forage en slim Hole de puits injecteurs et producteurs à l'aide des techniques de CTD doit devenir viable pour les champs marginaux. [6]

7- Outil de fond:

Dans toute opération de forage, on considère généralement que les parties les plus importantes sont le moteur et l'outil. Cependant, dans les opérations de CTD, la garniture contient des outils de positionnement et de mesure de direction indispensable à la conformité du forage.

Des turbines à boue à déplacement positif, à vitesse élevée et à faible couple, sont en principe choisies pour les opérations de CTD. La vitesse élevée et la petite taille des trous empêchent l'utilisation des trépan traditionnels. Pour les opérations de CTD, on utilise couramment des diamants polycristallins compacts (PDC) et des diamants thermiquement stables (TSD).

Comme on ne peut pas faire tourner le CT en surface, la manœuvre des outils d'orientation et de déviation s'effectue en appliquant de la pression ou du poids (ils peuvent être commandés électriquement si un câble est installé à l'intérieur du CT). La manœuvre du système d'orientation modifie l'angle d'attaque de l'outil en faisant couder un raccord de la BHA. Ceci oriente le forage dans une nouvelle direction. La confirmation de ce changement de direction est donnée par la lecture des indications fournies par l'outil de mesure directionnelle.

Les mesures des outils de fond peuvent être transmises en surface par le principe de télémétrie à pulsations de pression (MWD) qui utilise la boue de forage du CT comme moyen de transport (ou électriquement s'il existe un câble à l'intérieur du CT).

A cause de la taille et de la nature du CT, le couple de réaction s'opposant au forage tend à créer un vrillage du CT. Ce phénomène doit être pris en compte au cours des manœuvres de déviation et d'orientation de l'outil car cela fait varier son angle d'attaque et donc la direction du forage.

- **Les outils d'Orientation:**

L'orienteur est nécessaire pour les puits où capacité de direction en coures de forage, Il tourne index ou la partie inférieure de la BHA pour régler la face de l'outil dans la direction souhaitée [10]

- **Les raccords**

Pour coiled tubing, les raccords servent à l'accouplement de divers outils de fond à l'extrémité du coiled tubing. Il y a trois types de raccords utilisés pour le coiled tubing :

- Raccord à montage vis/creux (Set screw Connector)
- Raccord interne (roll-on)
- Raccord mordants (Grapple connector) [10]

- **Clapets anti-retour**

Un clapet anti-retour est généralement monté sur le raccord fixé à l'extrémité du coiled tubing. En interdisant aux fluides de production de remonter à l'intérieur du coiled tubing. La sécurité par rapport au puits est maintenue en cas de rupture du tubing en surface. Des clapets anti-retour

Devraient faire partie de tout assemblage de fond de coiled tubing. Sauf uniquement dans les cas où les nécessités opérationnelles empêchent leur utilisation (par exemple : si on veut

effectuer une circulation inverse à travers le coiled tubing). La plupart du temps, il est conseillé d'utiliser un tandem de clapets anti-retour afin d'avoir un montage redondant.[10]

- **Shearsub (boss)**

Le Shearsub, est aussi appelé déconnecter hydraulique ou Ball operated shearsub. Il est descendu avec le train d'outil pour libérer le coiled tubing en cas de coincement

Le principe d'utilisation du boss consiste à pomper une bille à l'intérieur du coiled tubing et continuer à monter en pression jusqu'à cisailer les goupilles du shearsub et libérer le coiled tubing.

- **Mwd (Measure while drilling)**

Le moteur de fond et MWD sont les mêmes qui utilisé ou forage dirigé conventionnel.[10]

8- Equipement de surface:

Les unités de CT utilisées pour les opérations de CTD sont les même que celles utilisées en général pour les opérations de CT. Cependant, l'instrumentation de l'injecteur est modifiée afin de permettre un pilotage du poids sur l'outil par ordinateur. De plus, les commandes et l'instrumentation des toutes les parties du CT sont centralisées, et les moyens de contrôle de pression, ainsi que le fonctionnement des moyens de pompage sont adaptés.

Des remorques transportant les moyens de stockage, de mixage, de pompage et de contrôle des fluides de forage ont été étudiées pour répondre aux besoins spécifiques du CTD

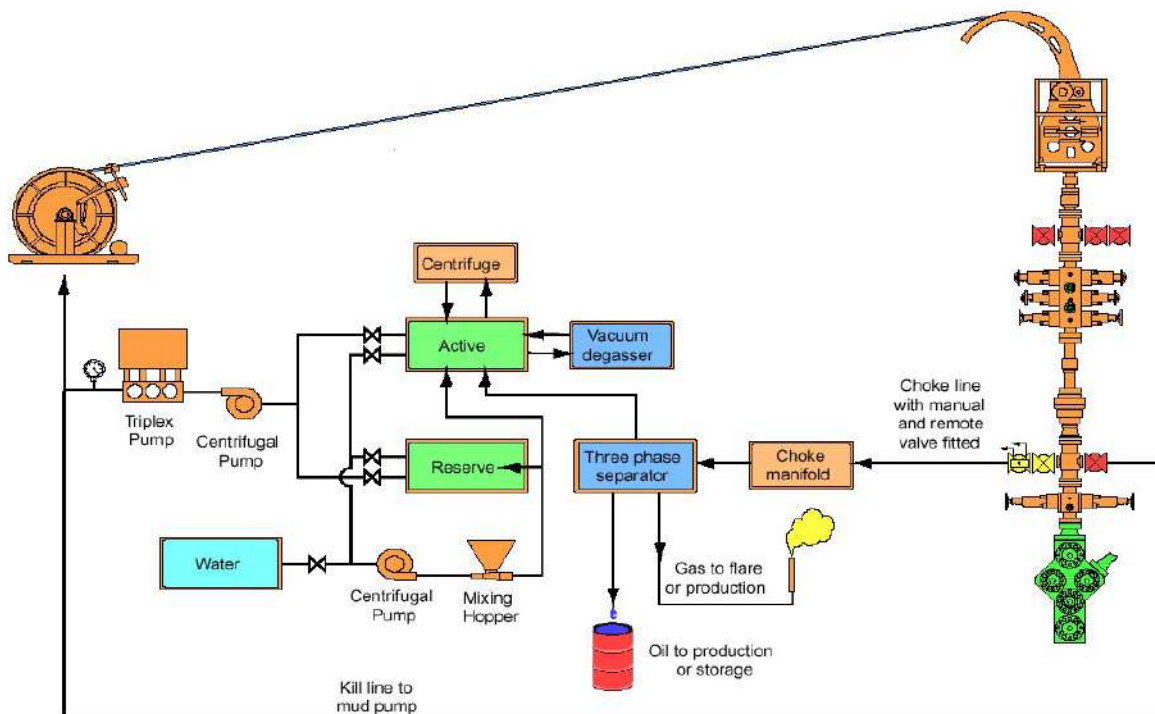


Figure III.2: Schéma d'un modèle CTD [5]

9- Présentation du G3:**9.1 Introduction :**

Le BHI-G3, est un Rig mobile de CTD, construit en 1998 qui est la dernière édition en base de forage qui est capable de faire le forage avec le coiled tubing, il a les spécification suivantes:

- Conception modulaire pour une mobilisation et rig-up rapide.
- Grand infrastructure (skid) remarquable (jusqu'à 300.000lbs).
- Peut intervenir jusqu'à 7.300m (24.000ft).
- Variété en CT (1-3/4'', 2-3/8'' et 2-3/8'' avec Eline).
- Travail avec variété de tiges, jusqu'à 3.000m de 3-1/2'', et 4.500m de 2-7/8''.
- PLS
- Séparateur LP avec 3 phases (45psi, pression de service, 280psi)
- Système d'automatisme généralisé (commande et contrôle de la cabine).
- Le G3 a la possibilité de :
 - Remonté des complétions déjà existantes.
 - Forer des side-track.
 - Descendre des nouvelles complétions tubulaires.
- Le Rig G3 est mobilisé sur cinq grandes remorques. On trouve dans ce Rig :
 - PLS réel.
 - Générateur électrique.
 - Pompe à boue.
 - Remorque supplémentaire portant des réel de différent diamètre.
 - Atelier de maintenance.
 - Bureaux et camps de séjours.
 - Canalisation et différente citernes. [8]

9.2 Spécificité du G3:**9.2.1 L'injecteur:**

La fonction de l'injecteur de coiled tubing est de fournir les efforts nécessaires à la descente et à la remontée du CT dans le puits.

Concernant le G3 l'injecteur s'ouvre jusqu'à 12'' entre les chaînes.

- Il peut travailler avec de différent diamètre de CT entre 1¾'' (44.5mm) jusqu'à 5½'' (139.7mm), on plus il peut aussi travailler avec différent pipe et casing.

La capacité de tirage de l'injecteur est de 100.000lbs en intermittence et jusqu'à 80.000lbs en continue.

L'injecteur est commandé à partir de la cabine de contrôle de l'unité.

La vitesse maximale est de 150ft/m. [8]



Figure III.3: L'injecteur [11]

9.2.2 Touret du CT (CT réel):

La fonction première du touret (réel) du coiled tubing est de constituer une réserve de tubing, ce touret comprend aussi des équipements destinés à réaliser plusieurs fonctions qui, bien que moins évidentes, n'en sont pas moins nécessaires quant au bon fonctionnement de l'unité coiled tubing. [9]



Figure III.4: Touret du CT (CT réel) [11]

Spécification du touret:**Tableau III.1:** Spécification du touret

Longueur	4.96m	19.17ft
Largeur	3.35m	11.50ft
Hauteur	4.24m	19.20ft
Poids (vide)	24.090Kg	53.000lbs

Touret CT supplémentaire:

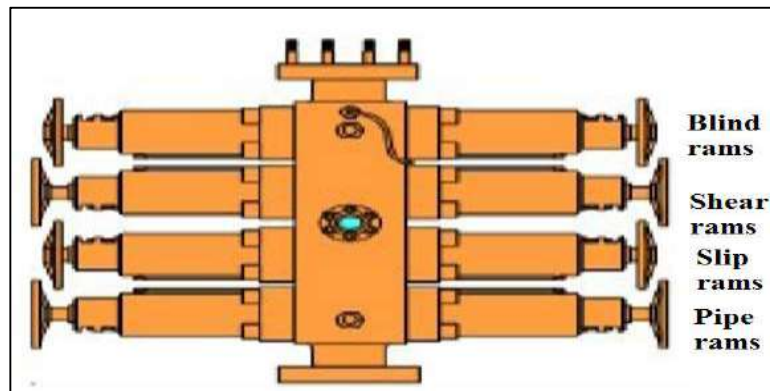
Deux touret de CT standard sont présents pour des opérations conventionnel de CT (5400m de 2 3/8'' et 9150m de 1 3/4'').

9.2.3 Équipements de contrôle de puits (B.O.P) :

La raison d'être des BOP, du coiled tubing est de fournir un moyen de mettre celui-ci en sécurité et d'isoler la pression du puits aussi bien dans les situations normales claire qu'inhabituelles, ou dans les cas d'urgence. La configuration des voies de BOP ainsi que les orifices d'accès permettent les opérations de contrôle de puits dans un grand nombre de situations.

Le Rig G3 est équipée avec un BOP 7 1/16'', on trouve dans le système :

- CT stripper pack
- Riser assembly
- Annular preventer
- Upper shear seal rams
- Variable pipe rams.
- Pipe/slip rams (tools).
- Pipe/slip rams (CT).
- lower shear seal rams (safety head).[9]

**Figure III.5:** BOPs coiled tubing QUAD [11]

9.2.4 Pompes à boues :

Tout pompage de liquides est exécuté par deux triplex pompes (SPMTWS900)



Figure III.6: Pompes à boues [8]

1.1.1 Système underbalance (UBD):

Le système UBD du G3 consiste à la séparation du retour solide, eau, huile et gaz.

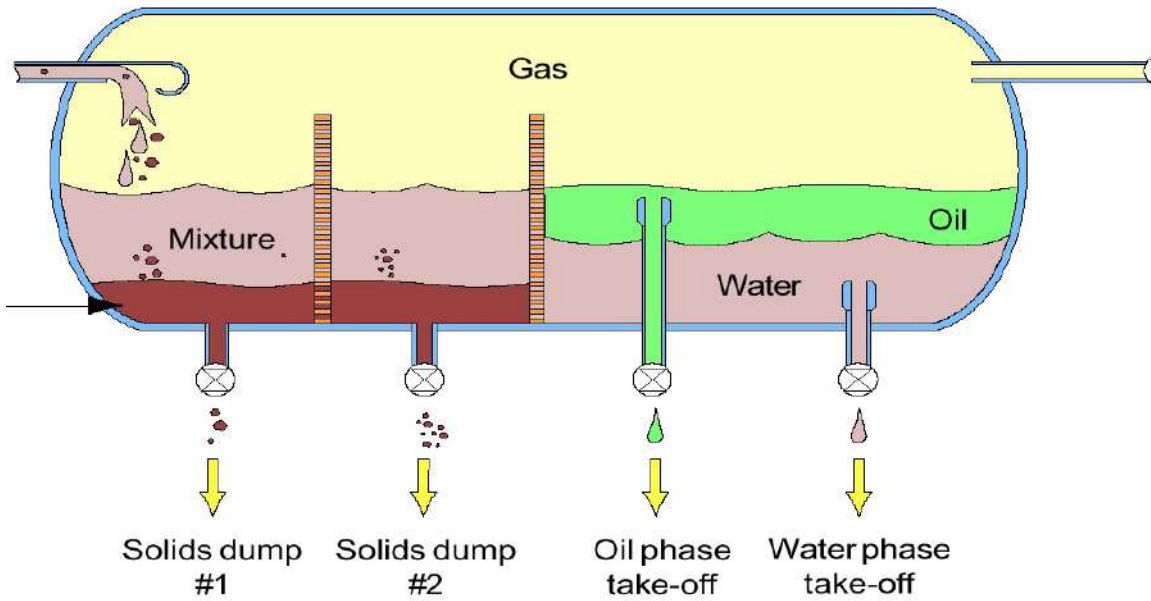


Figure III.7: Système underbalance [9]

10- Avantages de l'utilisation du coiled tubing:

- facile à transporter
- temps de montage et démontage réduit
- vitesse de manœuvre élevée
- utilisé sur des puits sous pression
- circulation en cours de manœuvre
- utilisé pour faire des opérations de logging sur puits horizontaux

11- Les inconvénients de la technique de CTD:

Les problèmes rencontrés pendant l'utilisation du coiled tubing drilling sont :

- La pénurie des équipements de repêchage qui correspondent à des diamètres réduits, ce qui entraîne.
- quelques difficultés pendant les opérations d'instrumentation.

Si la garniture de forage est coincée pendant la remontée, le risque de l'abandonner est important, à cause de la faible résistance à la traction du tubing et le manque de rotation.

Chapitre IV:
Analyses des échecs du CTD
au champ REB (Etude des cas
puits RB49, RB50, RB80,
RB79, RB74)

Chapitre IV Analyses des échecs du CTD au champ REB (Etude des cas puits RB49, RB50, RB80, RB79, RB74):**1- Introduction**

Dans le cadre des nouveaux engagements de l'entreprise nationale SONTARACH pour optimiser les coûts et rationaliser les dépenses suites aux exigences de marché pétrolier des nouveaux contrats ont été engagé le CTD comme une variante de forage en SR et ST.

Dans ce chapitre on va effectuer l'efficacité de coiled tubing drilling aux niveaux des réservoirs fracturés utilisant la méthode d'analyses d'échec. Cette dernière qui est appelé encore failure analysis, est un outil de management des projets qui permet de valoriser le retour à l'historique ou l'expérience vécue.

Pour réaliser ces études, on choisit le champ de REB comme une référence. Ce chapitre donne sa intérêt aux résultats d'analyses d'échec de coiled tubing aux niveaux de RB 74, RB79, RB80, RB50 et RB 49.

2- Présentation de la région.**2.1 Aperçu Sur Le Champ De Rhourde El Baguel**

Rhourde El Baguel est l'un des plus grands et importants gisements pétroliers du Sahara algérien, portant sur l'exploitation des réserves de pétrole brut par des techniques de récupérations assistées.

Deux significations proposées pour cette appellation. Pour certains Rhourde El Baguel signifie, grande dune, qui explique que la grande dune est à l'entrée du champ et quelle sert de repère. Pour d'autre, Rhourde signifie à tout seul, grande dune, El Baguel serait le nom d'un arbuste présent dans la région.

Le gisement de Rhourde El Baguel a été découvert et mis en production en 1962 par la compagnie SINCLAIR OIL.

Depuis cette date, le niveau de production a atteint plus de 480 Millions de barils de pétrole brut, et il fut un temps où ce gisement était le deuxième plus grand gisement pétrolier les **94.000 BLS/j**, était retombé à **25.000 BLS/j** en **1996** suites à la baisse de pression naturelle du réservoir qui avait chuté de **5000 PSI** à **1700 PSI**.

En **1991**, **Sonatrach** a lancé un appel d'offre auprès des compagnies pétrolières internationales ciblant l'apport d'une technologie de pointe dans les techniques de récupération assistées pour 11 gisements de pétrole producteurs. Des propositions ont été soumises par **ARCO** en **1992** pour REB ; en février **1996**, **ARCO** signe le contrat, et forme une Société d'opération conjointe

dénommée **SONARCO** formée d'un personnel mixte de **SONATRACH** et d'**Arco**, est constituée pour gérer ce projet. L'engagement de **ARCO** consiste en un investissement de l'ordre de 1.3 milliards \$ (de dollar) sur les dix premières années, le projet d'exploitation par les techniques de récupération assistée sera financé à 100% par **ARCO**. Et lorsque l'acquisition d'**ARCO** par **British Pétrolium (BP)** a été finalisée en début d'année **2000**, le projet est passé sous la responsabilité de **BP** devenu désormais le partenaire de **SONATRACH** dans ce projet.[12]

2.2 Etat Des Puits.

Aujourd'hui le gisement de REB comptabilise un totale de 99 puits qui sont répartis comme suit:

- 43 puits producteurs d'huile,
- 07 puits producteurs d'huile fermé,
- 12 puits producteurs d'huile abandonnés temporairement,
- 02 puits producteurs d'huile abandonnés définitivement,
- 09 puits injecteurs de gaz,
- 06 puits injecteurs de gaz fermé,
- 02 puits injecteurs d'eau abandonnés,
- 09 puits producteurs d'eau,
- 08 puits producteur d'eau abandonnés temporairement.
- 01 puits producteur d'eau abandonné définitivement [12]

2.3 Situation Géographique

Ce gisement est situé à 1000 kilomètres au sud-est d'Alger et à environ 90 kilomètres au sud-est de Hassi Messaoud le plus grand gisement du pays. L'objectif du projet de REB est de doubler le niveau des réserves de pétrole recouvrables pour ce gisement au cours de 25 prochaines années et de rehausser la capacité journalière de traitement à 28 millions m³ de gaz et de 125000 bbl (barils) de pétrole brut.

- Coordonnées géométriques :

X = 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (longitude Est)

Y = 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (latitude Nord)

- Altitude moyenne de champ par rapport au niveau de la mer, 150 m

Superficie : 164.05 km². Voir Figure IV.1

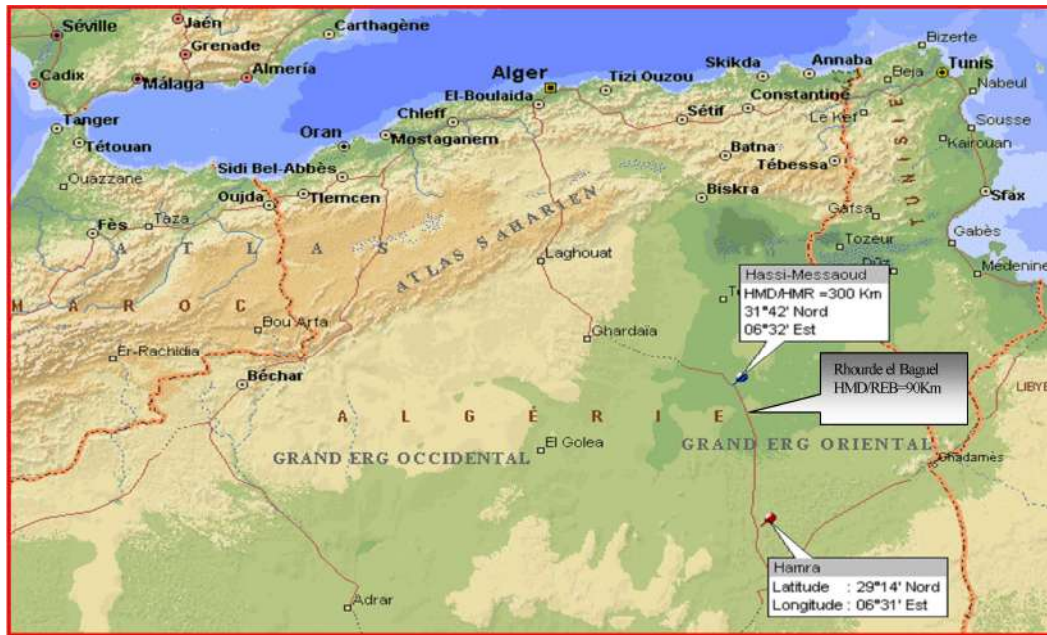


Figure IV.1: Situation géographique de Rhourde El Baguel [12]

2.4 Aperçu Géologique.

❖ Cadre géologique :

Le Sahara algérien a été divisée en trois provinces pétrolières différentes :

- ✓ Province occidentale.
- ✓ Province d’Illizi et Ghadamès.
- ✓ Province triasique.

Chaque province est composée de plusieurs bassins séparés par des séries d’axes majeurs, horst anticlinaux, môles structuraux et ensellements.

Le champ de Rhourde El Baguel se trouve sur le système de structures qui borde la province d’Illizi vers l’Ouest.

❖ Structure :

Structurellement le champ de Rhourde El Baguel est un anticlinal asymétrique faillé (d’environ 10 Km sur 5 Km), orienté NNE-SSW, avec une fermeture d’environ 770m.

La structure est limitée sur ses flancs Ouest et Sud-Est par de grands accidents qui font partie du système régional de la dorsale d’Amguid-El biod-hassi messaoud le rejet de ces grandes failles majeures est d’environ 1000m, attribuant à la structure un caractère de horst-anticlinal.

Du côté intérieur de la structure, plusieurs failles de rejets plus petits affectent les formations cambriennes (réservoir).

Le gisement de Rhourde El Baguel fait partie d’un groupe important de structures pétrolières du Bassin triasique Saharien.

L'histoire de ce bassin peut être regroupée en deux grandes périodes.

La période Antée-discordance hercynienne et la période post- discordance hercynienne.

La période paléozoïque est marquée par plusieurs phase de déformation dont les plus actives seraient la phase calédonienne et la phase hercynienne (Beuf et al 1971, Massa et al, 1972).

Les phases les plus précoces pourront être à l'origine d'une fracturation du réservoir de Rhourde El Baguel, la phase hercynienne correspondant essentiellement à un serrage NO-SE, est responsable d'une importante structuration suivie d'une érosion portant localement le Cambro-ordovicien à l'affleurement.

La période méso-cénozoïque comprend elle-même aussi plusieurs grands cycles (A.Boudjema 1987)

- Une période distension marquée surtout par une distinction NO-SE.
- Une période de compression très localisée dans le temps (Barrémien Aptien)
 - Une période compression du tertiaire, surtout marquée dans le bassin par des serrages NO-SE à l'éocène et au Miocène. [12]

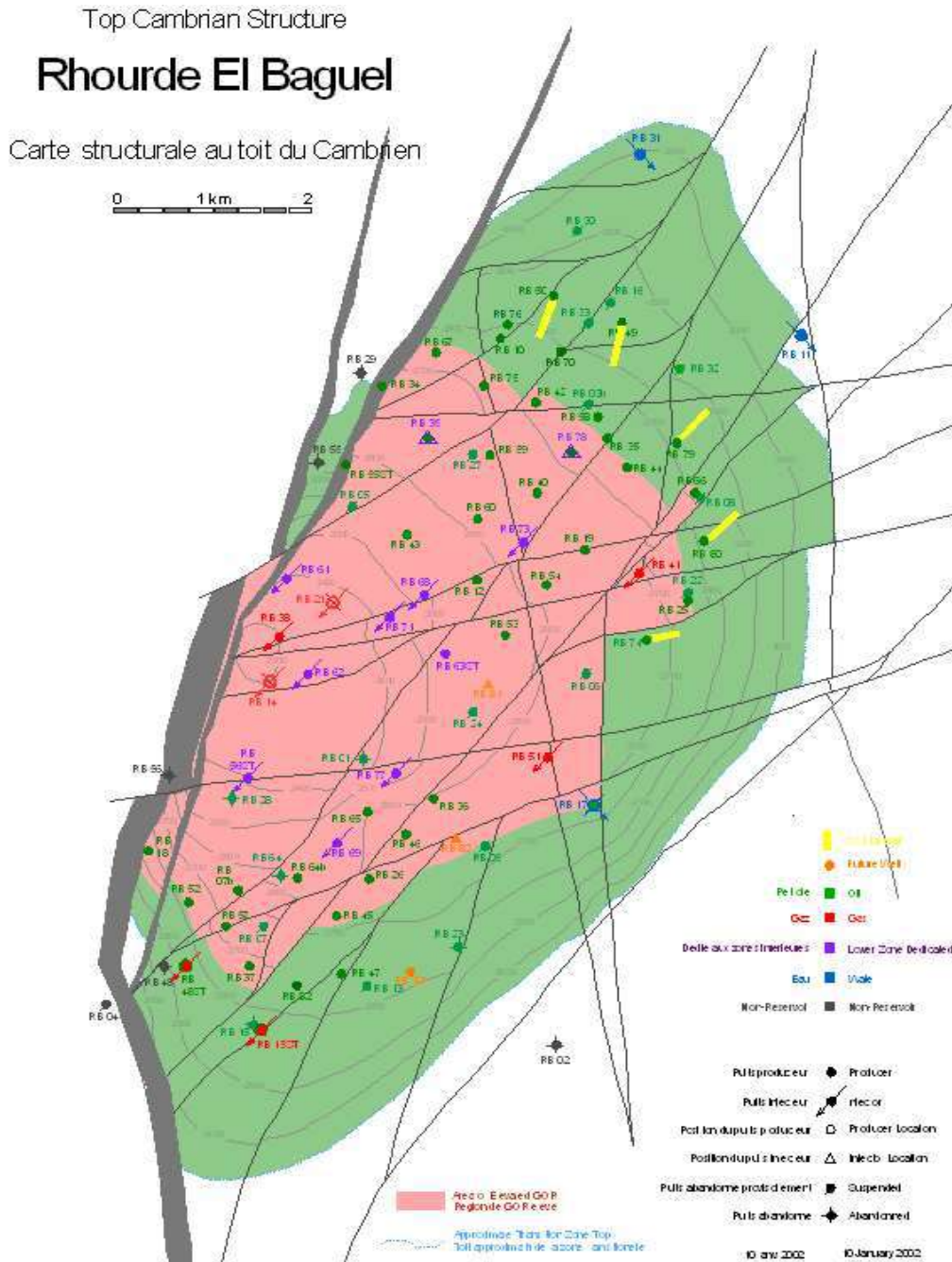


Figure IV.2: Carte strucrale au toit du combrien [12]

2.5 Exploitation Du Gisement.

2.5.1 Déplétion naturelle:

Le gisement de Rhourde El Baguel a été exploité en déplétion naturelle par une pression initiale de 403 bars à partir de 1962 et atteindre un débit maximum en février 1968 par 94 000 bbls/jen service de 37 puits. Cette pression initiale a diminué progressivement pour atteindre 1700 psi en 1976.

2.5.2 L'injection d'eau:

Après la chute de la pression du réservoir, entraînant une diminution considérable du débit, un projet d'injection d'eau a été initié en mars 1976, notamment sur les puits RB17, RB31 et RB11 pour provoquer une surpression ou une compression à l'intérieur du gisement afin de créer une déplétion artificielle ou maintenir la pression actuelle de réservoir. Cette injection a été arrêtée en juillet 1991 à la suite des percées obtenues sur les puits producteurs avoisinant les puits injecteurs d'eau.

2.5.3 Gaz lift:

Un autre procédé a été mis en œuvre après l'arrêt de l'injection d'eau en 1991 pour le même but, c'était l'injection du gaz lift. Ce procédé consiste à l'injection du gaz sec et comprimé à travers l'espace annulaire (casing – tubing) jusqu'au fond du tubing provoquant l'allègement par émulsion de la colonne d'huile, alors ce gaz permettra au mélange huile – gaz de remonter en surface.

2.5.4 L'injection du gaz miscible:

Cette technique a été instituée en 1999 pour maintenir la pression de réservoir et améliorer l'avantage de récupération de pétrole. Cette méthode consiste à ré-comprimer le gisement afin d'attendre la pression minimale de miscibilité en utilisant du gaz à haute pression, le gaz miscible est choisi comme fluide d'injection pour obtenir un taux de récupération plus élevé.

Le mélange de pétrole brut et de gaz qui en résulte par la production, passe par un procédé de séparation au niveau de centre de traitement CPF, le gaz étant ensuite réinjecté dans le réservoir facilitant le renouvellement du cycle.

Le déplacement du gaz miscible permet un coefficient de balayage favorable, d'une part, par ce que la saturation résiduelle en huile est faible.

En fin ces procédés ou ces techniques de récupération assistées ; l'injection d'eau et l'injection de gaz, ont pour but d'élever le taux de récupération le plus possible.

Mais malheureusement ces techniques sont d'une influence négative sur la formation de gisement, ainsi que le gisement est fracturé naturellement, ces procédés d'injection à haute pression participent et aident la formation et l'augmentation des fractures et des fissures, qui créent un grand problème pour les producteurs.[12]

3- Analyse Des Risque:

Le succès de l'opération est relié à ces 4 principaux points:

- 1- Le taux de pénétration dans les zones 5a, 4, 3 et 2.
- 2- Le forage en UBD?
- 3- Répartition des fractures le long du drain.

4- La stabilité du puits en cour du forage.

Ces problèmes peuvent être divisés en:

Problèmes liés au forage:

- forage avec une densité de 4ppg
- la durée de vie de l'outil de forage et sa pénétration dans la formation
- l'angle de déviation et le rayon de courbures (30°/100ft).
- Nettoyage des débris et circulation dans le drain horizontal.
- Tubing intégrité

Problèmes liés au réservoir:

- La faible pression de fond du puits.
- La stabilité du trou surtout dans les zones extrêmement fissurés [8]

4- Le Plan Opérationnel:

- Milling XN nipple (3.725'' à 3.79)
- Pose du cement plug
- Rig up G3
- Forage du cement plug jusqu'au KOP
- Forage en déviation
- Forage en latéral.
- Pose du liner 2 7/8
- Rig down et démarrage du puits

5- Choix Du Puits Candidat:**5.1 Choix Du Rb74 Comme Première Puits Candidat:**

Le puits RB74 est initialement forer et complété en septembre 2000 avec un débit initial de 723 bopd et un GOR de ~1000 scf/bbl.

Le puits a produit approximativement 200.000 barils, la production actuelle est de 647 bopd et un GOR de ~ 2240 scf/bbl

5.1.1 Le contact G.O.C/W.O.C:

Les observations du G.O.C aux alentours du puits RB74 montre qu'il est au environ de 2880m MD (-2716m SS-TVD), qui est placé approximativement au top du 5B, ainsi que le plan d'eau est localiser à 2977m MD (-2812m SS-TVD) approximativement au top de la zone 2.

5.1.2 Analyse des PLT:

L'analyse du MPLT (07 mai 2001), montre que l'huile est produite à partir des zones 5A et zone 4.

Profil du drain :

Tableau IV.1: Analyse des PLT (RB74) Profil du drain

Azimut	80°
KOP	Top zone 5A-2903m (-2739m)
TOP 4	2954m (-2781m)
TOP 4	3111m (-2797m)
TOP 5A	3448m (-2811m)
TD (5B)	3555m (-2815m)

5.1.3 Courbe de production RB74:

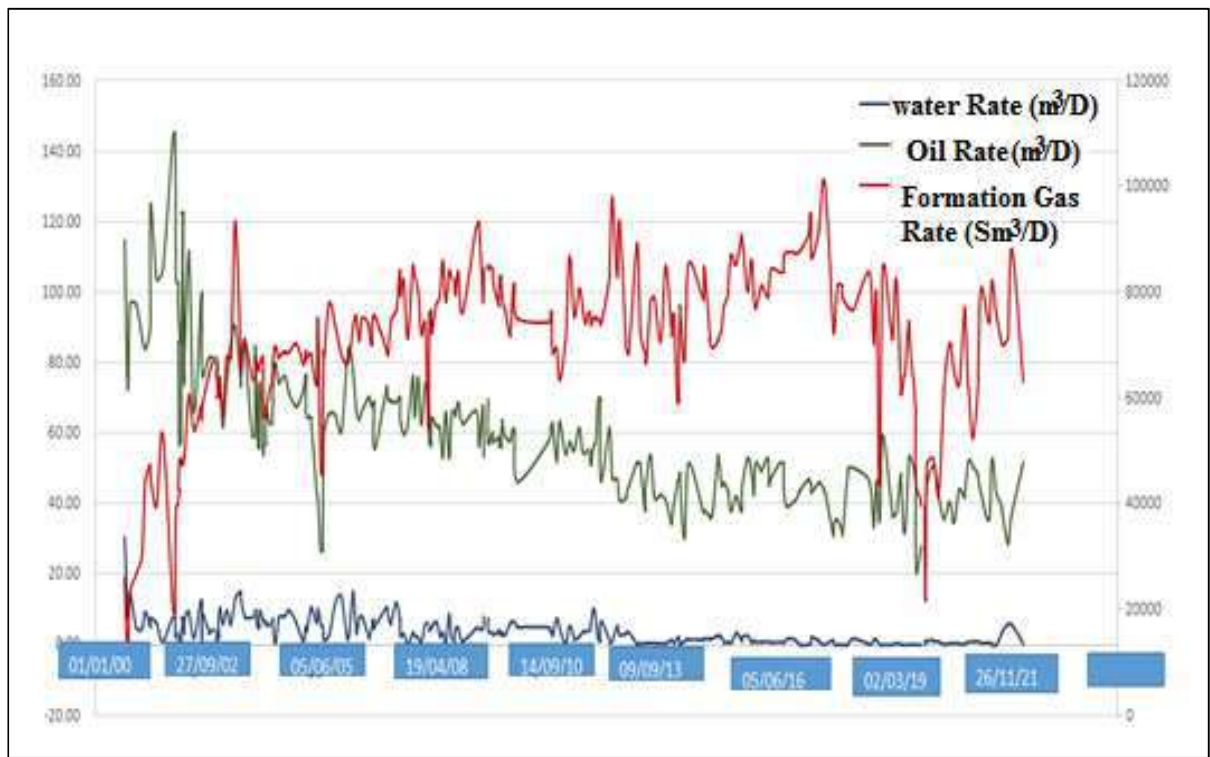


Figure IV.3: Courbe de production RB74 [8]

5.2 Choix Du RB49 Comme Deuxième Puits Candidat:

Le puits RB49 foré et complété en novembre 1999 avec une production initial de 652 bopd, 50 bwpd et un GOR de ~950 scf/bbl.

Le puits à produit 344.000 barils, la production actuel et de 451 bopd, 5bwd, et un GOR de ~ 2400 scf.

L'augmentation en GOR est due à l'injection en RB70.

5.2.1 Les contacts G.O.C/O.W.C:

Les observations du G.O.C aux alentours du puits RB49 montre qu'il est au environ de 2940m MD (-2773m SS-TVD), évalué a partir du PFD du RB67 en juillet 2001, cet interface qui est placé a 80m au-dessus de la zone 6B.

Le contact O.W.C, n'est pas optimal pour un drain latéral dans le cas du model de réservoir fracturé tel le cas de REB, mais la production en eau à RB49 a diminué considérablement au cour de la production se qui minimise le cas de venu d'eau.

5.2.2 Interprétation De l'EPLT, PLT:

Le profile de production mesuré du EPLT en mai 2000, indique que l'huile est produite par la zone 5A.

Profile du drain:

Tableau IV.2: Interprétation De l'EPLT, PLT (RB49) Profile du drain

Azimut	80°
KOP	Top zone 5A-2903m (-2739m)
TOP 4	2954m (-2781m)
TOP 4	3111m (-2797m)
TOP 5A	3448m (-2811m)
TD (5B)	3555m (-2815m)

5.2.3 Courbe De Production RB49 :

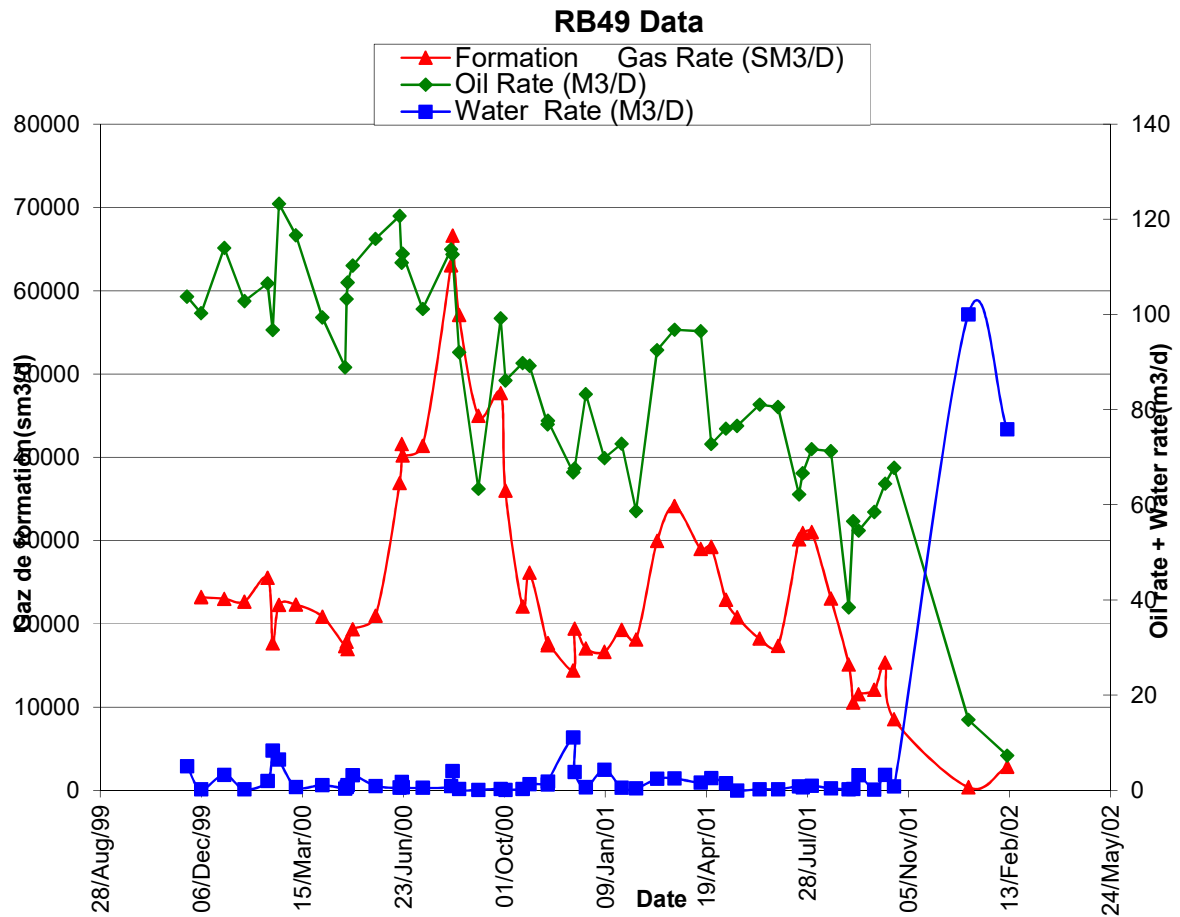


Figure IV.4: Courbe de production RB49 [8]

5.3 Choix Le Troisième Candidat RB 50 :

Objectif:

Le puits RB50 a été choisi comme le troisième candidat pour le projet de CTD utilisé l'installation du s de BHI, Galilée 3. Les deux puits précédents, RB74 et RB49, ont employé un ciment ordonné de 17 ppg branchent le trou ouvert au début et c'était également le plan pour RB50.

Annulation de forage CTD suite de complication de roule de forage (build up 40 degré) changement le programme en ST au lieu Side Track.-[8]

5.4 Choix quatrième candidat RB 80:

Joint est le procédé pour exécuter une voie secondaire enroulée de perçage de tuyauterie en RB bon 80 *Ce document est un supplément au plan de puits de maitre et contient l'information spécifique bonne concernant les détails de puits le plan directionnel .les schémas. Le procede.et

les impératifs techniques de ceci bien .Le but principal de ce document sera un guide de référence rapide de procède avec le détail spécifique bon.[8]

Le contact G.O.C/W.O.C:

Les observations du G.O.C aux alentours du puits RB80 montre qu'il est au environ de 2880m MD (-2716m SS-TVD), qui est placé approximativement au top du 6B, ainsi que le plan d'eau est localiser à 2964.9m MD (-2960.13m SS-TVD) approximativement au top de la zone 2.

Résulta d'aprée forage (CTD)

L'avancement du CTD a RB80 est remarquable mais le problème de démarrage de RB 80 est du a une mauvaise liaison couche troue-[8]

5.5 Choix Cinquième Candidat RB 79:**5.5.1 Objectifs De Puits RB79 :**

Fixer le whipstock

Sortir du tubage à 3031m dans 6A et.

Forer la build section à 29,4 dég / 30m à 3147m MD

Forage 3 ¼ latéral à 87 dég à 3589m

Descente 2 7/8 pre-drilled liner.

Objectifs de puits L2 :

Placer le bouchon de ciment dans L1

Coup d'envoi du ciment à la fenêtre L1

Forez la build section à 90 degrés à 3110 m à 35 degrés / 30 m de build rate

Forez 3 ¼ latéral à 3410m à 90 deg.

Descente 2 7/8 pre-drilled liner.

5.1.1 Le Contact G.O.C/W.O.C:

Les observations du G.O.C aux alentours du puits RB79 montre qu'il est au environ de 2880m MD (-3222m SS-TVD), qui est placé approximativement au top du 5B, ainsi que le plan d'eau est localiser à 2977m MD (-2812m SS-TVD) approximativement au top de la zone 2.

5.1.2 Analyse Des PLT:

L'analyse du MPLT (29 DEC 2001), montre que l'huile est produite à partir des zones 5A et zone4.

Profile du drain:

Tableau IV.3: Analyse Des PLT (RB79) Profile du drain

Azimut	80°
KOP	Top zone 5A-3079m (-2739m)
TOP 4	3025m (-2781m)
TOP 4	3048m (-2797m)
TOP 5A	3079m (-2811m)
TD (5B)	3057m (-2815m)

5.1.3 Courbe De Production RB79:

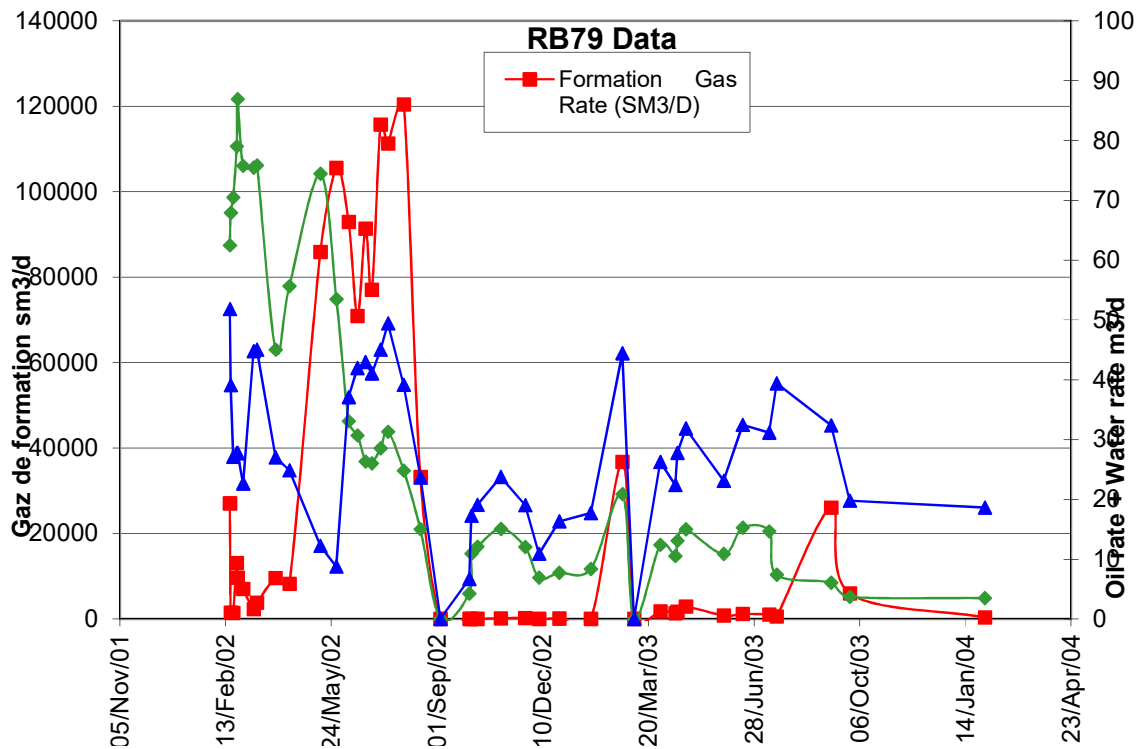


Figure IV.5: Courbe De Productionrb79-[8]

6- Interprétation des courbes de production:

Il peut être divisé en deux parties

-Short terme (après 5 ans de opération CTD) et long terme (plus de 5 ans de opération CTD)

6.1 interprétation short terme:

En analysant les courbes de production des puits précédents, nous concluons que le forage par CTD a réussi dans certains puits (RB 74, RB 79, RB 49) et échoué dans d'autres (RB 50, RB 80)

RB80 : formation faible fracture ce que rendu productivité inferieur

RB50 : annulation de forage CTD suite de complication de rôle de forage build up (40 Degr) et changement projet à ST au lieu SR.

6.2 Long terme:

La plupart des puits ont arrêté la production et une baisse significative de la production dans les puits restants, nous concluons que le forage CTD n' a pas donné de résultat dans long terme.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

L'évaluation de projet forage en CTD dans la région REB a peu de conclue

- un rapport en huile ne répond pas aux prévisions escomptées si on étalons notre analyse sur une longue durée contrairement au résultat initial. (Un seul puits actuellement en production RB 74)
- Le choix des puits RB 79, RB 80 est échoué à cause de la faible naturelle fracturation, densité relativement bonne dans la zone de RB74.
- Les unités de CTD de faire un buildup avec un angle 40°.
- La complétion et l'intégrité ils sont les premiers critères de candidatures des puits.

RECOMMANDATIONS

- Le choix de puits doit se faire en analyse le risque de l'échec selon:
- Les contacts WOC /GOC (mis à jour ou log de saturation).
- Le réseau de fractures naturelles dans la zone.
- L'état de complétion l'intégrité de puits.
- Eviter de faire un forage latéral dans tell réservoir comme celui de REB (réservoir épais).
- Eviter les puits de flanc de réservoir (nécessitant un buildup élevé).
- Faire une étude économique pour statuer sur la rentabilité de puits

Références

REFERENCES:

- [1]. “ Zoltán E. HEINEMANN and Dr. Georg Mittermeir” Natural Fractured Reservoir Engineering Tehran February 2014.
- [2]. Mourer Engineering inc., «PROJECT TO DEVELOP AND EVALUATE COILED-TUBING AND SLIM-HOLE TECHNOLOGY », Houston, 1998.
- [3]. Forage dirigé (Ingénierie et méthodes) (E.N.S.P.M)
- [4]. J.P. Szezuka., " Forage dirigé : ingénierie et méthodes", 3ème édition, ENSPM 2005
- [5].Document IAP,"Forage dirigé et UBD : Drilling, production et réservoir engineering", 2008..
- [6].Coiled tubing applications drilling & completion application (Dr Ted G .Byrom)
- [7]. Rhourde El Baguel fracture seminar Characterisation and modelling of natural fractures (Juin 2001)
- [8] .Document REB SH: Rhourde El Baguel
- [9]. Coiled tubing services catalog Dowell schlumberger)
- [10]. J.P.NGUYEN, Drilling Oil and Gas Field Development Techniques, Ed. Technip, Paris, 1982.
- [11]. Bernadette Gomez., "Introduction to CT drilling", Document schlumberger
- [12].REB CTD peer Assist Geological Overview (March 2001)