

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

N° Série :/2024

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 Académique

Présenté Par :

Fartas Laine Oussama, Rouachi Charaf Eddine

-THEME-

Le gas shut off dans le champ Gassi Touil

Soutenu le: 10 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Hadjadj Sadek

Docteur

Univ. Ouargla

Rapporteur : Daden Abdelghafour

Univ. Ouargla

Examineur : Ouazazi Mohammed

Univ. Ouargla

Remerciement

En tout premier lieu, je remercie le bon Dieu, le tout puissant, de m'avoir donné la force de mener à bien notre études

J'adresse mes vifs remerciements à mon encadreur Dr Daden Abd Elghafour et leur confiance à nous pour leurs sacrifices dans leur noble tâche de transmettre le savoir.

Ce modeste travail, n'a pu être mené à son terme sans l'apport Des ingénieurs Lakhoua Alaa Eddinee et Ahmed Abbou

Sans oublier Mohammed Bouhadja, Boughabach Tarek, Hadjadj Younes pour tous les efforts

Pour m'aide

En définitive, je remercie toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel j'ai tant consacré en y mettant aussi tout mon cœur.

Merci

Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce mémoire

A:

Mon père, mon exemple éternel, grâce à son éducation, son soutien permanent peut être fier de trouver ici le fruit de tout son effort.

Ma mère, la source de mes efforts qui a oeuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, ses sacrifices et précieux conseils.

Mes chère sœurs Hassina ,Ibtissem,Houda et Razane qui m'ont soutenu et encouragé à chaque épreuve.

Mes chers frères.Younes et Nizar

Mes amis qui sont aussi mes frères Abd ellatif, Aymen,Issam et Wail

Mes amis des études Oussama, Mohamed Taher, Abd Elfatah, Pisso, Ilyes, Aymen et Seif

Tous ceux que j'aime et que je respecte qui ont contribué pleinement à l'aboutissement et la réussite de mon parcours professionnelle.

Charaf Eddine

Dédicace

Je dédier cette mémoire:

A mes très chers parents qui n'ont jamais arrêté de me soutenir et de m'encourager durant tout mon cursus.

A mes grands parents

« Que dieux vous protège »

A ma grande famille

Mes sœur Rahma et Habiba

Mes chers frères Ammar et Aymen

Mes chères amies et mes chères collègues qu'ils sont ma dixième famille

Midoo, Rayene, Khalil, l'ensemble de Yahia, Belbali, Wail, Oussama, Akram et

Pissou et Ilyes

J'adresse mes vifs remerciements Titouh, Taher, Amir et mon binôme Rida

Pour leurs sacrifices dans leur noble tâche de transmettre le savoir.

Mon derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Fartas Laine



Sommaire

Remerciement

Dédicace

Dédicace

Liste de figures

Liste des Tableau

Liste des abréviations

Résumé

Introduction générale

Chapitre I:

Description général du champ Gassi Touil.

I-1. Introduction	1
I-2. Description de la région.....	1
I-3. Historique et découvertes dans la région Gassi-Touil	2
I-4. La carte stratigraphique de champ.....	4
I-5. Les réservoirs de GTL	5
I-6. Les centres de production de la région de Gassi Touil:.....	7
I-7. Conclusion	8

Chapitre II:

Méthodes de détection du problème (Percée de gaz).

II-1. Introduction	9
II-2. Well test.....	10
II-2.3. Les équipements de l'opération well test	12
II-2.5. Les données fournis par well test pour les puits étudié	14
II-3. PLT (Production Logging Tool)	16
II-3.1. Utilisation de PLT	16
II-3.2. Les outils du PLT	18
A. La Télémétrie	18
B. Gradiomanomètre (Mesure de Pression)	18
C. Détecteurs du joint CCL (Casing Collar Locator).....	19
D. Thermomètre:	19

E. Centralisateur.....	19
F. Outil du Gamma-ray.....	20
G. Débitmètre en ligne (In-line spinner)	20
H. Caliper (diametreur)	21
I. Outils de débitmètre (spinner).....	21
J. Fluide densité sensor	21
II-2.4. Conclusion.....	23

Chapitre III:

Les techniques d’application de gas shut off.

III-1. Introduction.....	25
III-2.La solution utilisée dans le cas percée de gaz.....	25
III-2.2.2. Les avantages et les inconvénients de gas shut off	26
III-2.2.3. Solution mécaniques	26
➤ Les avantages de la solution mécanique.....	26
➤ Les inconvénients de la solution mécanique	27
III-2.2.4. Les méthodes mécaniques pour l’application gas shut off.....	27
A. Casing patch	27
• L’ancrage d’un casing patch.....	28
B. Flex patch:	29
C. Expandable liner.....	29
• L’ancrage d’un Expandable Liner	30
D. Les SES Patches (Saltel Expandable Steel Patches)	31
E. Bridge Plug.....	33
F. Side Track.....	34
G. G- Re-completion de puits avec LCP ou mixed liner.....	34
H. La Complétion intelligente	35
I. La complétion semi intelligent (complétion sélective).....	36
• Equipement de la complétion semi intelligent :	37
III-2.2.5. Solution chimique	37
➤ Les avantages de la solution chimique	38
➤ Les inconvénients de la solution chimique.....	38

III-2.2.6. Les méthodes chimique pour l'application gas shut off.....	38
A. Gels d'étanchéité	38
B. Squeeze Cementing	39
III-3. Conclusion	40

Chapitre IV:

L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

IV-1. Introduction.....	41
IV-2. Les locations des puits dans le champ (GT-22, GT-30)	41
IV-3. Puits Gt-22	42
IV-3.1. Analyse des donnés PLT GT-22	43
IV-3.2. La reprise de puits.....	44
IV-3.3. L'amélioration de la production par le gas shut off dans le puits GT-22	49
IV-4. Gt-30.....	49
IV-4.1. Analyse des donnés PLT.....	50
IV-4.2. La reprise de puits.....	52
IV-4.3.L'amélioration de la production par gas shut off dans le puits GT-30	55
IV-5. Explication de la solution appliquée dans les deux puits	56
IV.6 Conclusion	59

Conclusion et recommandations

Conclusion général.....	60
Recommandations	61
Référence bibliographie	62

Liste de figures

Figure I. 1 : Carte géographique présente la région de Gassi Touil. [1]	2
Figure I. 2: Bloc de champs de la région Gassi Touil. [1]	4
Figure I. 3: Bloc de champs de la région Gassi Touil. [1]	5
Figure I. 4: Coupe géologique de réservoir région Gassi Touil. [1]	7
Figure II. 1: Principe well test. [3]	11
Figure II. 2: Test draw down. [3]	12
Figure II. 3: Test Build up. [3]	12
Figure II. 4: Séparateur mobile pour well test (oil serve).	13
Figure II. 5: Train PLT [6]	18
Figure II. 6: La télémétrie [6].....	18
Figure II. 7: CCL [6].	19
Figure II. 8: Le thermomètre. [6]	19
Figure II. 9: Centraliseur. [6]	20
Figure II. 10: Gamma ray. [6]	20
Figure II. 11: Débitmètre en ligne. [6]	20
Figure II. 12: Caliper. [6]	21
Figure II. 13 : Spinner. [6].....	21
Figure II. 14: Fluide densité sensor. [6]	21
Figure II. 15 : Interprétation de l'enregistrement de flow dans un log PLT. [7].....	22
Figure II. 16: Interprétation de l'enregistrement de flow a partie de logiciel émeraude. [1]	23
Figure III. 1: Schéma explicatif de casing patch. [11]	28
Figure III. 2: L'ancrage d'un casing patch. [19]	29
Figure III. 3: Expandable liner system. [18]	30
Figure III. 4: Les équipements de SES patch. [10]	32
Figure III. 5: L'ancrage du Saltel Expandable Steel Patches. [10].....	33
Figure III. 6: Bridge Plug. [10]	33
Figure III. 7: L'emplacement d'un Bridge Plug.	34
Figure III. 8: Side Track. [10]	34
Figure III. 9: Exemple de complétion avec LCP et mixte liner. [10].....	35
Figure III. 10: Intelligent complétion. [12]	36
Figure III. 11: Complétion sélective. [13].....	37
Figure III. 12: Solution chimique par injection de gel. [15]	39
Figure III. 13: Solution chimique par squeeze. [15].....	39
Figure IV. 1: Positionnement de puits étudié. [15]	41
Figure IV. 2: Fiche technique GT-22 avant le wok over. [4].....	42
Figure IV. 3: Les résultats de l'opération PLT GT-22. [1]	43
Figure IV. 4: Fiche technique GT-22 après workover [4].....	47
Figure IV. 5: Résultats well test après le gas shut off GT-22. [16].....	48
Figure IV. 6: La production annuelle de puits GT-22. [16]	49

Figure IV. 7: Fiche technique GT-30 avant le workover. [4].....	50
Figure IV. 8: Les résultats de l'opération PLT GT-30. [1]	51
Figure IV. 9: Fiche technique GT-30 après workover. [4].....	53
Figure IV. 10: Résultat well test après le gas shut off puits GT-30. [16].....	55
Figure IV. 11: La Production annuelle GT-30. [16].....	55
Figure IV. 12: Schéma explicatif à la solution appliquée.	58

Liste des Tableau

Tableau I. 1: Coordonnés du champ Gassi Touil. [1]	1
Tableau II. 1: Données well test GT-22 (Avant gas shut off).....	14
Tableau II. 2: Données well test GT-30 (Avant gas shut off).....	15
Tableau IV. 1: Les données de GT-22 transformé en Excel. [1].....	43
Tableau IV. 2: Donnés well test GT-22 après le gas shut off [16].....	48
Tableau IV. 3: Les données de GT-30 transformé en Excel. [1].....	51
Tableau IV. 4: Les résultats well test GT-30 après le gas shut off. [16].....	54

Liste des abréviations

PLT: Production Logging Tool

GOR: Gas Oil Ration.

SESP: Saltel Expandable Steel Patches.

EOR: Enhanced oil recovery.

GSO: Gas shut off.

LCP: liner cemented and perforated.

ECP: External casing packer.

SSD: Sliding side door.

GTL: Gassi Touil.

SCSSV: surface controlled subsurface safety valve.

SS: Sliding sleeve.

GT: Gassi Touil.

SL: Slickline.

TAGI: Trias argileux gréseux inferieur.

TAGS: Trias argileux gréseux supérieur.

Résumé

Dans le domaine de production des hydrocarbures la récupération maximum des réserves on place par la diminution de GOR , la prolongation de la durée de vie des puits producteurs et l'augmentation de bénéfice sont les butes principaux des ingénieurs de pétrole dans le monde, dans notre mémoire le but est l'étude de deux puits et l'isolation d'une zone productrice de gaz (gas shut off) dans les puits producteur d'huile dans le champ Gassi Touil (GT-22 , GT-30), ce travail est réalisé à partir de la surveillance périodique de ces puits afin de réaliser l'opération de gas shut off. On a évalué les résultats obtenus avant et après l'exécution de l'opération. Cette stratégie appliquée sur le Gassi Touil a eu des résultats positifs dans les deux puits en réduisant le rapport GOR et en augmentant le débit de pétrole.

Mots clé : production pétroliers, Gassi Touil, gas shut off, puits producteurs, GOR.

Abstract

In the hydrocarbon production domain, maximizing reserve recovery through reducing GOR, extending the lifespan of producing wells, and increasing profitability are the primary goals of petroleum engineers worldwide. In our study, the aim is to investigate two wells and isolate a gas-producing zone (gas shut off) in the oil-producing wells in the Gassi Touil field (GT-22, GT-30). This work is conducted through periodic monitoring of these wells to carry out the gas shut off operation. The results obtained before and after the execution of the operation were evaluated. This strategy implemented in Gassi Touil positive results in both wells by reducing the GOR ratio and increasing the oil flow rate.

Key words: hydrocarbon production, Gassi Touil, gas shut off, producing wells, GOR.

الملخص

في مجال إنتاج المحروقات الهيدروكربونية، تحقيق أقصى استرجاع للاحتياطيات من خلال تقليل نسبة الغاز في الزيت (GOR) ، وتمديد عمر الآبار المنتجة، وزيادة الربحية هي الأهداف الرئيسية للمهندسين البترولييين في جميع أنحاء العالم. في دراستنا، الهدف هو دراسة بئرين وعزل منطقة إنتاجية للغاز (إغلاق الغاز) في الآبار المنتجة للزيت في حقل الغازي قاسي الطويل (GT-22 , GT-30) يتم تنفيذ هذا العمل من خلال المراقبة الدورية لهذه الآبار لتنفيذ عملية إغلاق الغاز. تم تقييم النتائج المحصلة قبل وبعد تنفيذ العملية. أسفرت هذه الاستراتيجية المنفذة في الحقل البترولي قاسي طويل عن نتائج إيجابية في البئرين عن طريق تقليل نسبة الغاز وزيادة معدل تدفق البترول.

كلمات مفتاحية: انتاج البترول، قاسي الطويل، إغلاق الغاز، الآبار المنتجة، نسبة الغاز في الزيت.

Introduction générale

Dans le domaine de l'industrie pétrolière, la maximisation de la production d'hydrocarbures tout en maintenant l'efficacité des puits est un défi constant. L'un des défis majeurs auxquels sont confrontés les opérateurs de puits est la gestion efficace du gaz associé, qui peut compromettre la production de pétrole et présenter des risques opérationnels. Parmi les solutions de ses problèmes on a le gas shut off, cela poser le problème est que cette technique est efficace pour l'amélioration de la production dans les champs pétroliers comme Gassi Touil ?

Le "gas shut off", ou l'isolation des zones productrices de gaz dans les puits de pétrole, est une stratégie cruciale pour optimiser la production et prolonger la durée de vie des puits. Cette technique implique l'arrêt ou la réduction du flux de gaz dans les puits de pétrole afin de maximiser la production de pétrole brut.

Dans le cadre de ce mémoire, nous nous pencherons sur l'application du "gas shut off" dans le champ pétrolier de Gassi Touil. Ce champ, situé dans le sud de l'Algérie, est réputé pour ses vastes réserves d'hydrocarbures et sa contribution significative à l'économie nationale.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier l'efficacité du "gas shut off" dans l'isolation des zones productrices de gaz dans les puits de pétrole du champ de Gassi Touil. Nous évaluerons les avantages de cette technique en termes de maximisation de la production de pétrole, de réduction des risques opérationnels et de prolongation de la durée de vie des puits.

Pour ce faire, nous commencerons par une revue de la littérature par la description de champ puis les méthodes de détection de problème et la surveillance de puits, les méthodes d'application. Ensuite, nous décrirons notre méthodologie de recherche, y compris les données collectées, les outils et les techniques utilisés pour évaluer l'efficacité du "gas shut off" dans les puits de pétrole de Gassi Touil.

Enfin, nous analyserons les résultats de notre étude et discuterons de leurs implications pour l'industrie pétrolière, en mettant en évidence les avantages potentiels du "gas shut off" dans l'optimisation de la production d'hydrocarbures et la gestion efficace des puits de pétrole.

Chapitre I:
Description général du champ Gassi Touil.

I-1. Introduction

Gassi Touil est un grand champ de gaz naturel situé dans la région désertique du Sahara du Grand Erg oriental en Algérie, dans la commune de Hassi Messaoud. Il s'agit d'une partie isolée du bassin de Berkine, lui-même une région du bassin de Ghadamès qui s'étend jusqu'en Tunisie. La surface du sol est dominée par de vastes champs de dunes de sable. La production de la région est d'environ 120 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour et 20 millions de tonnes de pétrole brut par ans.

I-2. Description de la région

La région de Gassi Touil se situe sur la bordure Sud du bassin Nord orientale (Triasique) et à l'Ouest du bassin de Berkine. L'esquisse structurale établie par (Sonatrach), fait ressortir les éléments structuraux majeurs qui caractérisent cette partie de la plateforme saharienne:

- A l'Est le bassin de Berkine qui d'après ces caractères sédimentaires et structuraux peut être classé comme bassin intra-cratonique ou un sous bassin, à l'échelle de la plateforme saharienne (in BEICIP, 1990). Structuralement, ce bassin est marqué par une très nette opposition entre son domaine occidental fortement structuré où les accidents présentent des rejets très importants (500m) et son centre où la déformation est plus faible.
- A l'Ouest par la mole Agui El Biod-H vaste unité structurale qui forme (ALIEV & al, 1971) un système de grandes zones de horsts et de grabens et se prolonge vers l'Est par la cyclise Est Algérienne (province orientale). [1].

Tableau I. 1: Coordonnés du champ Gassi Touil. [1]

Sommet	Longitude EST	Latitude NORD
1	6°27'00''	30°30'00''
2	6° 33'00''	30°30'00''
3	6° 33'00''	30°27'00''
4	6° 35'00''	30°27'00''
5	6° 35'00''	30°16'00''
6	6°27'00''	30°16'00''

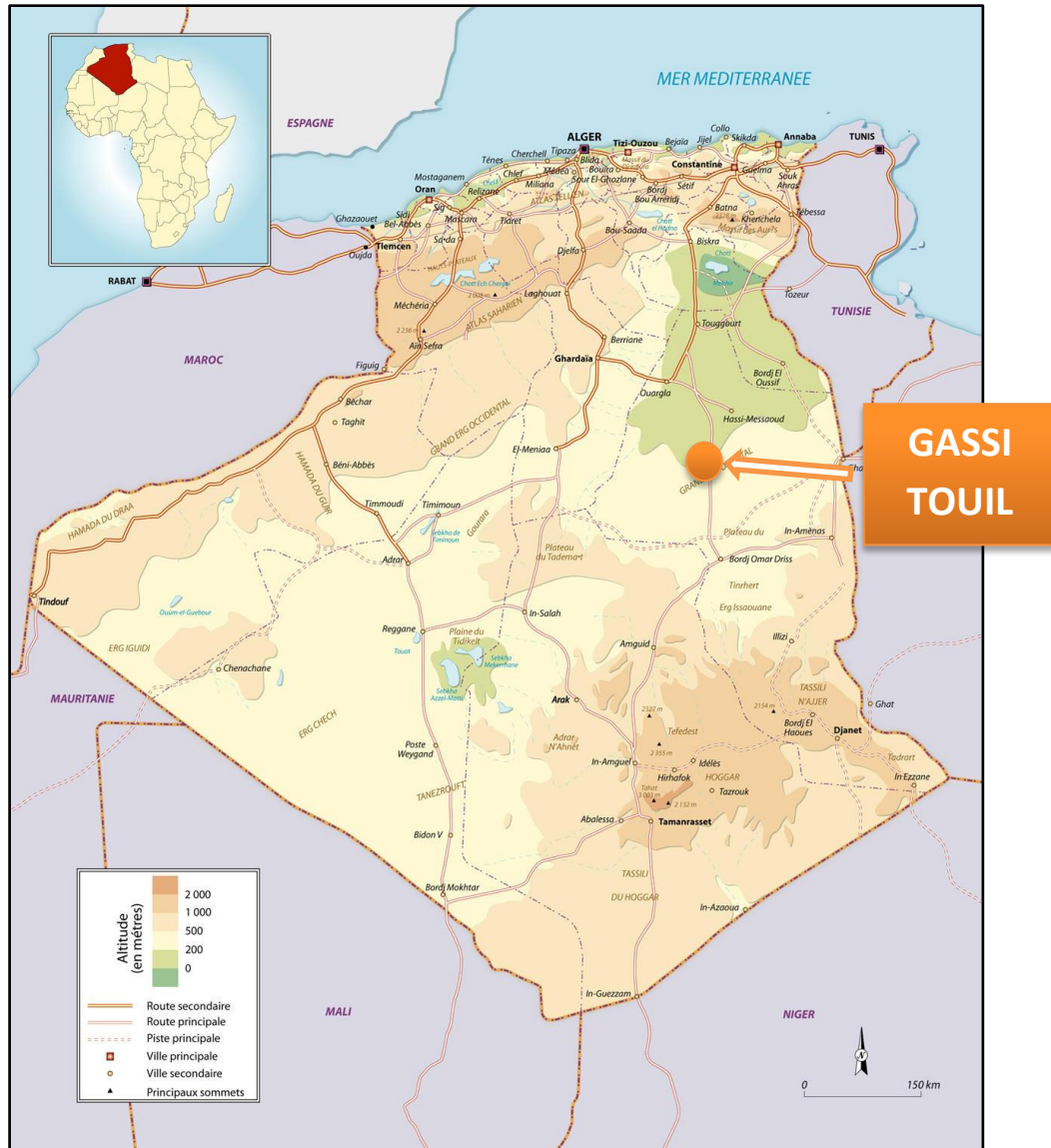


Figure I. 1 : Carte géographique présente la région de Gassi Touil. [1]

I-3. Historique et découvertes dans la région Gassi-Touil

Le début des travaux au niveau de Gassi Touil est enclenché par la découverte de la structure de Nezla Sud en 1958, suite au forage réalisé après une interprétation structurale sur des données de sismique réflexion (2D).

Les succès de NZ1 et NZ2(1960) ont mis en évidence une importante cumulation de gaz et ce dans deux niveaux du Trias (TAGS et TAGI).

Chapitre I:Description général du champ Gassi Touil.

Parallèlement, sur la structure de Hassi Touareg (TG1 en1960) du gaz avait été rencontré au TAGS. Trois autres sondages implantés à Hassi Touareg (TG2, TG3 en 1960 et TG4 en 1961) ont Confirmé l'accumulation du gaz dans le Trias argileux gréseux supérieur, par contre l'argilo gréseux inférieur s'est révélé aquifère.

En1961, après les résultats positifs sur Nezla et Hassi Touareg et la découverte de la structure de Gassi-Touil par la sismique réflexion, GT-1 fut implanté sur le top de la structure. Il rencontre du gaz avec un fort débit sur les deux niveaux du Trias (TAGS et TAGI). Il fut suivi de GT-3 en 1962 (TAGS=gaz, TAGI=gaz et huile), GT4 en 1964 (TAGS=gaz, Trias Carbonaté=huile sur 6 m, TAGI sur toute sa hauteur).

Cette découverte donna un élan pour l'exploration dans la région. En 1963-1964, deux structures débitèrent des hydrocarbures, au niveau du puits HC -101 (TAGS gaz et huile) et TOU-1 (TAGS gaz, TAGI gaz). Ils furent suivis en 1964 par HCW-1 (TAGS gaz, TAGI eau salée).

En 1978, un sondage REK-1 implanté sur le top de la structure de Rhourde El Khelf qui a été mis en évidence suite à une interprétation à la base d'une sismique réflexion (2D), ce dernier est productif du gaz au niveau du TAGI

La région de Gassi Touil abrite plusieurs zones pétrolières importantes, dont

- ✓ **NEZLA Nord** découvert en 1958, indiquant la présence de l'huile et de gaz.
- ✓ **NEZLA Sud** découvert en 1958, a montré la présence de gaz.
- ✓ **Hassi Touareg Nord** découvert en 1959, indiquant la présence de gaz.
- ✓ **Hassi Touareg Sud** découvert en 1959, indiquant la présence de gaz.
- ✓ **Gassi Touil** découvert en 1961, indiquant la présence d'huile et gaz.
- ✓ **Hassi Chergui Nord** découvert en 1962, indiquant la présence d'huile.
- ✓ **Hassi Chergui Sud** découvert en 1962, indiquant la présence d'huile.
- ✓ **Brides** découverte en 1958, indiquant la présence de gaz sec.
- ✓ **Toual** découvert en 1958, indiquant la présence de gaz et condensât.
- ✓ **Rhourde khelef** découvert en 1959.
- ✓ **Gassi adem** découvert en 1967. [1]

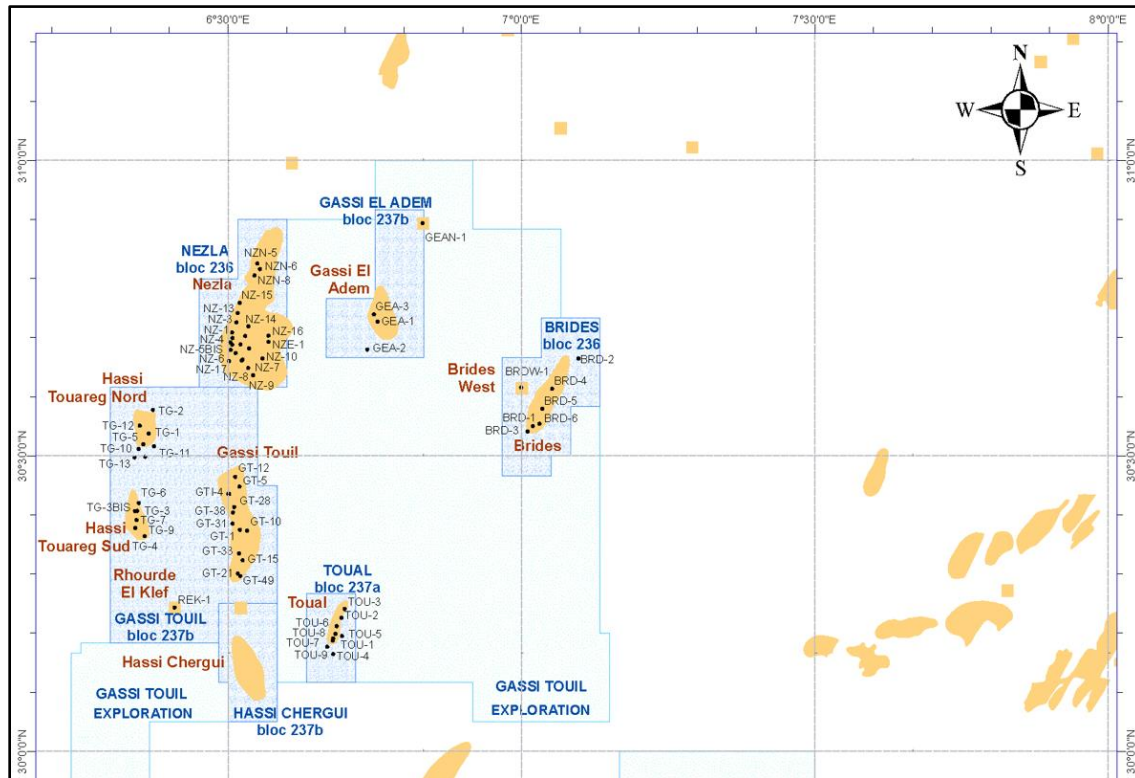


Figure I. 2: Bloc de champs de la région Gassi Touil. [1]

I-4. La carte stratigraphique de champ

La géologie de la région de Gassi Touil est complexe et variée. La région est riche en hydrocarbures et en autres ressources minérales. L'exploitation de ces ressources a eu un impact environnemental significatif qui doit être géré de manière durable.

Chapitre I:Description général du champ Gassi Touil.

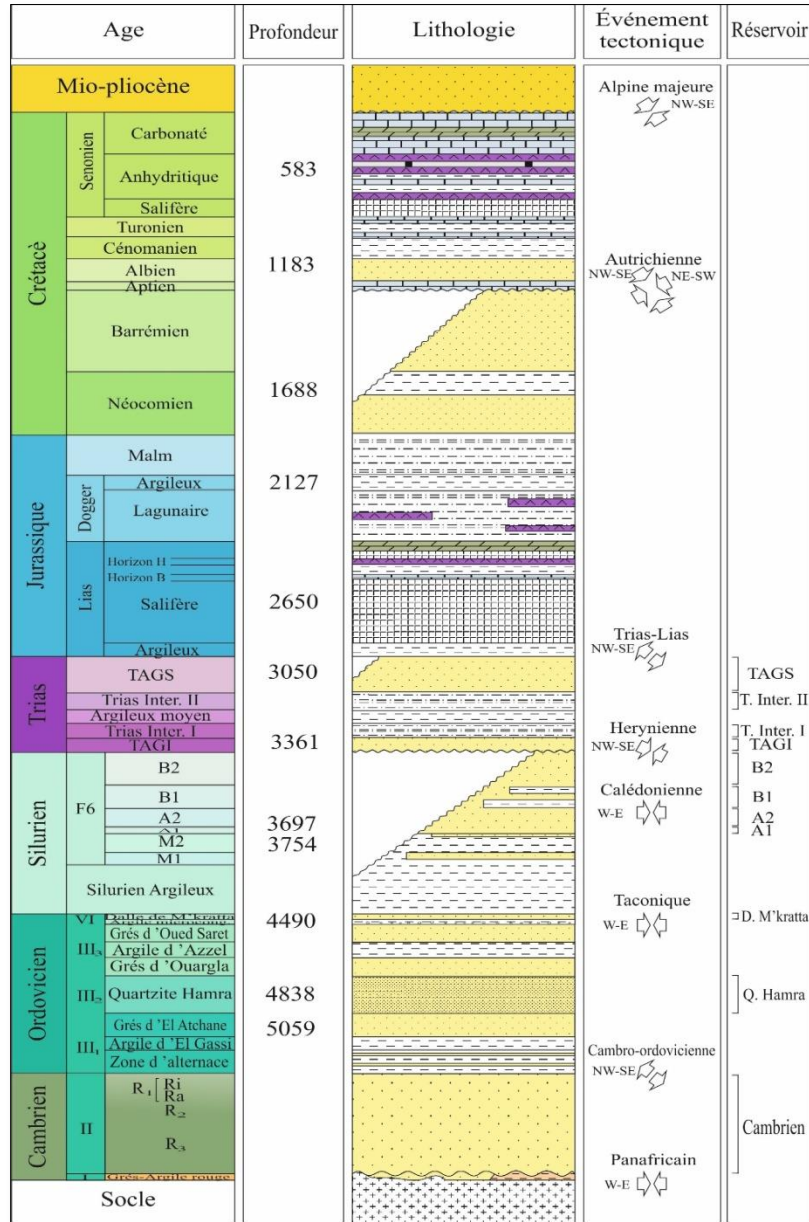


Figure I. 3: Bloc de champs de la région Gassi Touil. [1]

I-5. Les réservoirs de GTL

Le réservoir est formé par le complexe argileux gréseux des trias qui présente trois horizons producteurs, séparé par des couches d'argiles discontinues plus ou moins imperméables, de sorte qu'ils se comportent comme des gisements indépendants ;

- **TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)**

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au Sud-Ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le Sud-Est sur le haut de Maouar et disparaît à l'Ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le Nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4). Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss - Rhourde Chouff -Hassi Chergui Gassi Touil - Rhourde Adra - Brides.

- **Trias carbonaté - Trias intermédiaire**

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

- **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial se développant sur l'ensemble du bassin - Carbonifère d'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. La couverture principale de ce réservoir est constituée par une épaisse couche d'évaporite (sel et anhydrites) du trias salifère. [1]

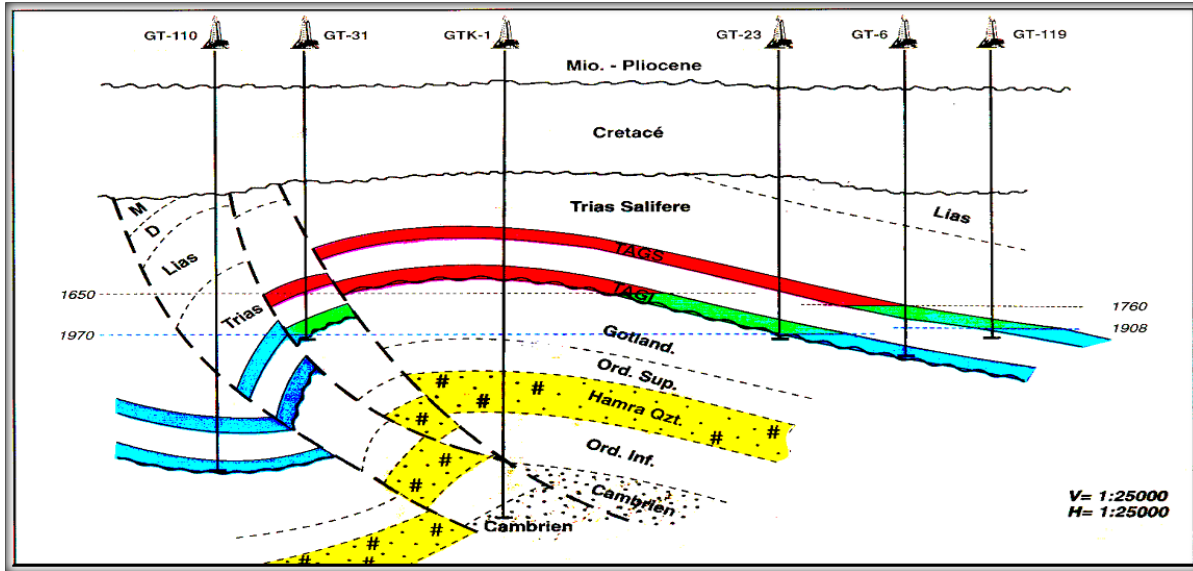


Figure I. 4: Coupe géologique de réservoir région Gassi Touil. [1]

I-6. Les centres de production de la région de Gassi Touil:

La région de GASSI TOUIL est composée essentiellement de deux stations de production des hydrocarbures ; l'une est une unité de traitement de brut (CP) et l'autre est une unité de production du gaz (CPF).

- **Le CP (Centre de production de brut)**

L'usine (C.P) de Gassi Touil a été mise en production en 1965. La superficie du champ s'étend sur 120 km² et compte 60 puits producteurs, 6 puits injecteurs et 11 puits secs ou abandonnés. La totalité de la production de brut de la région de Gassi Touil est acheminée vers le centre de production.

- **Le CPF (Centre de production de gaz)**

Les installations de Surface du CPF Gassi Touil permettront la collecte, le traitement et l'exportation des volumes de gaz extraits des gisements de gaz naturel de la région de Gassi Touil, grâce à 54 puits, dont 30 sont déjà opérationnelles (existants). Les principaux objectifs des installations de Surface du CPF de Gassi Touil sont de produire du gaz brut afin d'en extraire du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), du condensat et du gaz résiduaire (principalement du méthane).

Il assure une production journalière de :

- **11 .106 Sm³/jour** de gaz traité.
- **1047,144 - 1113,1 tonnes /jour** de GPL.
- **1644,89 - 1644 ,26 tonnes /jour** de condensats.

Le projet du CPF est basé sur les installations suivantes :_Le Réseau de collecte de gaz reliant tous les puits à l'usine ; gisements, ainsi que du GPL, du condensat et des Gaz Résiduaire. [1]

I-7. Conclusion

La région de Gassi Touil est un centre important de production d'hydrocarbures dans le Sahara algérien, caractérisée par des paysages désertiques, des ressources pétrolières et gazières abondantes, et un climat extrême. Donc, c'est une région riche en pétrole et en gaz naturel. Elle abrite plusieurs champs pétroliers et gaziers majeurs, exploités par la compagnie nationale algérienne Sonatrach ainsi que par des compagnies pétrolières internationales. Ces ressources en hydrocarbures jouent un rôle crucial dans l'économie de l'Algérie.

Chapitre II:

Méthodes de détection du problème (Percée de gaz).

II-1. Introduction

L'exploitation d'un gisement de pétrole est constituée d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse. Le liquide contient une certaine quantité de gas dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface. Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée dans sa partie supérieure par une zone (gas-cap) contenant du gas, et dans sa partie inférieure par une zone aquifère contenant de l'eau. Dès qu'un forage met en communication de ce gisement avec la surface de la terre, la pression va expulser le pétrole et le gas vers la surface. Il existe trois types principaux de leur exploitation :

- **Récupération primaire**

Les hydrocarbures remontent en surface grâce à l'énergie naturelle du réservoir. Les mécanismes impliqués comprennent l'expansion du gaz, l'expansion du gaz dissous dans l'huile, et le déplacement de l'eau naturelle qui pousse le pétrole vers la base du puits. Le taux de récupération pendant cette phase est généralement de 5 à 15%, voire de 25 à 30%¹.

- **Récupération secondaire**

Lorsque la pression du réservoir diminue et devient insuffisante pour forcer le pétrole à remonter à la surface, les méthodes de récupération secondaire sont utilisées. Ces méthodes consistent à fournir de l'énergie externe au réservoir en injectant des fluides pour augmenter la pression du réservoir. Les techniques de récupération secondaire augmentent la pression du réservoir par l'injection d'eau, l'extraction par injection de gaz, et l'injection du gaz de formation.

Lorsqu'un puits d'huile à écoulement libre cesse de couler ou n'est pas en mesure de fournir la quantité requise à la surface l'énergie supplémentaire est complétée soit par des moyens mécaniques, soit par injection de gaz comprimé (Artificiel lifting application).

L'application par pompage: une pompe mise en place dans le tubing sans packer d'isolation avec le tubing généralement

L'application par gaz lift : Allègement du poids de colonne par Gas Lift. Injection de gaz à débit contrôlé et continu le plus au fond du puits. Le gaz lift consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Ce gaz qui réduit la densité de la colonne de fluide dans le tubing, nécessite une conduite de la surface jusqu'au point d'injection.

- **Récupération tertiaire ou Récupération Assistée des Hydrocarbures (RAH)**

Cette méthode est utilisée pour augmenter la quantité d'hydrocarbures extraits d'un gisement pétrolier. Elle intervient souvent après les phases de récupération primaire et secondaire. Les méthodes de RAH comprennent l'injection thermique de vapeur d'eau pour chauffer le pétrole et le fluidifier, l'injection d'autres gaz (gaz naturel, azote ou CO₂) qui se dilatent dans le réservoir et y maintiennent la pression, et l'injection chimique de viscosifiants et de tensio-actifs qui réduisent la fraction de pétrole piégée et améliorent son balayage dans le puits. [2]

L'objectif de cette étude est basé essentiellement sur l'amélioration de la production par le gas shut off, et pour fait cette technique il est nécessaire de fait la surveillance de puits avec les opérations suivantes :

- ❖ **Well test.**
- ❖ **PLT (Production Logging Tool)**

II-2. Well test

L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et pour prédire la future production sous de divers modes des fonctionnements. Par les essais des puits qui sont l'une des techniques les plus répondus dans le domaine pétrolier; c'est un outil très essentiel pour caractériser le réservoir et évaluer ses performances. Les essais de puits donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs dynamiques tels que la pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité et des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production.

II-2.1. Principe de fonctionnement

Test de puits : Une perturbation dans un réservoir.

- On perturbe le réservoir : entrée
- On observe la réponse : sortie
- Nous déduisons la nature possible du système. [3]

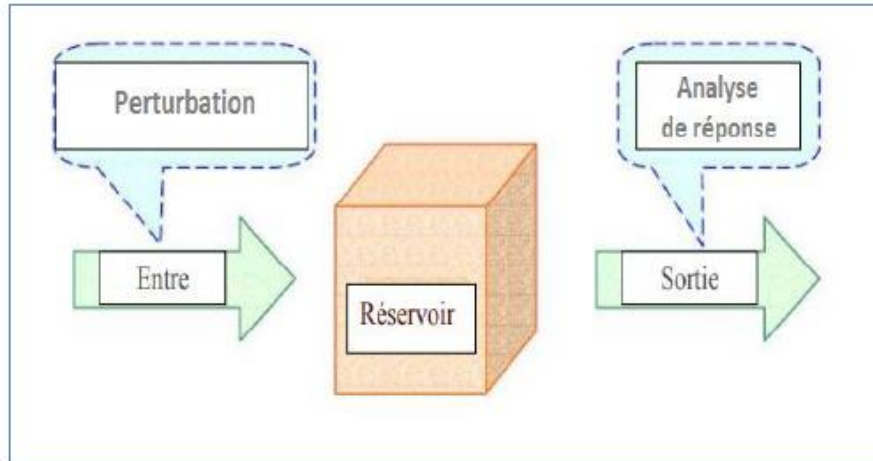


Figure II. 1: Principe well test. [3]

II-2.2. Les principaux objectifs d'un essai de puits

- Evaluer les caractéristiques pétro physiques du réservoir.
- Evaluer l'indice de productivité pour le puits.

$$I_p = \frac{Q}{\Delta P} \rightarrow Q = I_p \cdot \Delta P \rightarrow \left\{ \frac{m^3}{j. bars} \right\}$$

- Déterminer le rayon de drainage de chaque puits pour évaluer le nombre adéquat de puits à forer dans le réservoir.
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production (complétion ou stimulation).
- Déterminer l'endommagement de puits « skin ».
- Déterminer la nature et les caractéristiques des fluides produits.
- Estimer les réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.
- obtenir des échantillons adaptés à l'analyse PVT. [3]

II-2. 3. Type de teste de puits

Ils existent plusieurs types des essais de puits qui différent selon la nature du puits et le but recherché à travers l'essai de puits. Les plus courant sont les tests de remonté de pression Build-Up et les tests en débit Draw Down. [3]

➤ Test en débit (DRAWDOWN)

Un test en débit consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant q avec enregistrement de pression au fond

Le résultat d'analyse nous permet d'avoir :

- La perméabilité moyenne.
- Le rayon de drainage.
- Le skin (endommagement) [3]

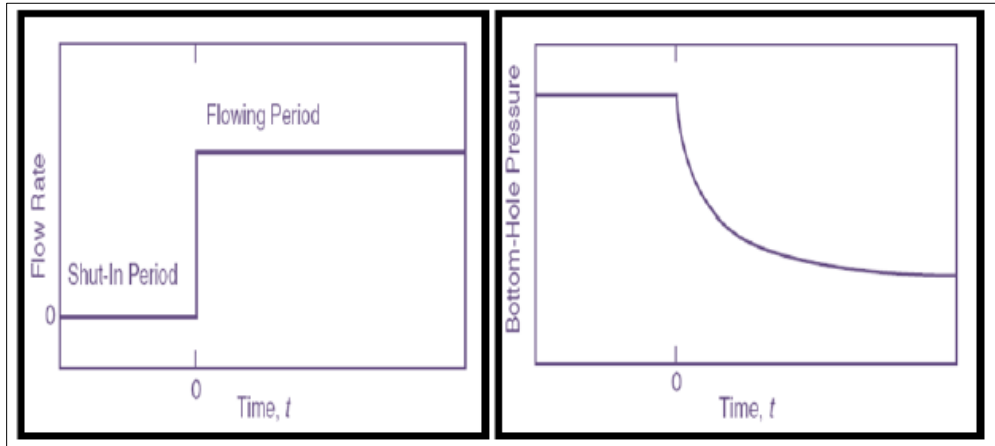


Figure II. 2: Test draw down. [3]

➤ Test remontée de pression (BUILD UP)

C'est le type de test le plus utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression. [3]

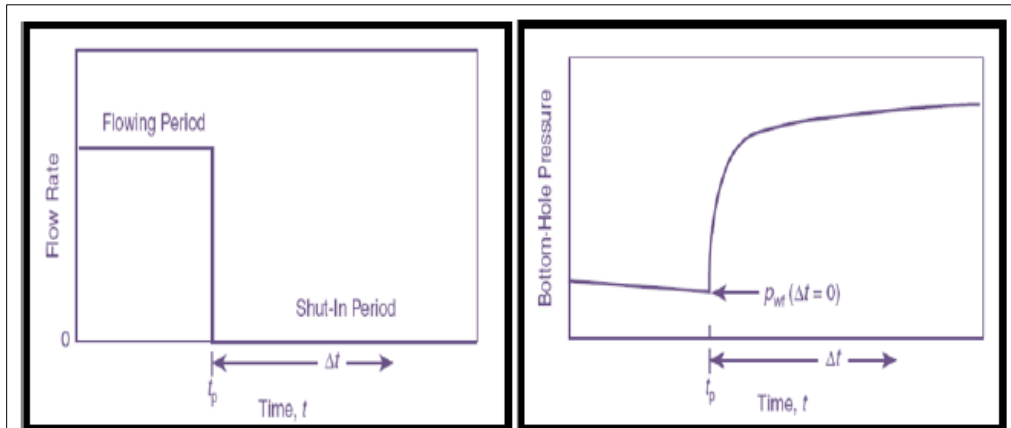


Figure II. 3: Test Build up. [3]

II-2.3. Les équipements de l'opération well test

L'équipement de surface doit permettre en particulier

- De supporter les pressions en tête et d'assurer la sécurité en surface.

Chapitre II: Méthodes de détection du problème (Percée de gaz).

- De maintenir un (ou des) débit(s) compatible(s) avec la capacité des installations et le programme de test.
- De récupérer des échantillons.
- Le cas échéant, de mesurer le débit de l'air contenu dans la garniture au début du test et poussé par le débit de l'effluent venant du fond du trou.
- De séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau.
- De connaître les conditions de débit, de séparation, de comptage et d'échantillonnage.
- De stocker ou brûler l'effluent. [16]

Parmi les équipements de de base en surface on a :

Une tête de contrôle (tête d'éruption)

Elle est équipée entre autres d'une vanne de sécurité, et permet en particulier d'orienter l'effluent vers les installations de surface et de fermer le puits en tête en cas de nécessité. [16]

Un manifold de duses

Il permet de régler le débit du puits et d'abaisser la pression de l'effluent de manière à être en-dessous de la pression de service des équipements en aval. [16]

Un séparateur:

Il permet de séparer les différents fluides (gaz, huile et eau éventuellement) et par là même, et permet le comptage et l'échantillonnage de chacun de ces fluides séparément. [16]



Figure II. 4: Séparateur mobile pour well test (oil serve).

Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur

Dans le cas d'une huile, et tout particulièrement d'une huile visqueuse, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile. Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates. [16]

Un bac de stockage

A certains moments du test, on y envoie l'huile sortant du séparateur. Cela permet d'étalonner le ou les compteurs huile, de prendre en compte certains phénomènes tels que le dégazage de l'huile en aval du séparateur ou la décantation supplémentaire d'eau qui est encore dispersée (en émulsion) dans l'huile à la sortie huile du séparateur.

Un bassin et une torche à gaz ou des brûleurs

Ils permettent d'évacuer les fluides produits. [16]

Un système d'arrêt d'urgence ESD (Emergency Shut Down)

Il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin. [16]

Des échantillonneurs

Ils permettent de prélever des échantillons des différents fluides produits. Ils sont spécifiques à chacun des fluides. [16]

Une cabine laboratoire

On y regroupe en particulier toutes les mesures et enregistrements fait en surface. Elle peut être équipée d'un mini-laboratoire PVT. [16]

II-2.5. Les données fournis par well test pour les puits étudié

Voici un exemple des données obtenue par l'opération well test dans les puits GT-22 et GT-30. [16]

Puits GT-22

Tableau II. 1: Données well test GT-22 (Avant gas shut off).

Puits GT-22		le 27/10/2021	
Paramètre	Unité	valeur	
Duse		/64 40	
Pr Tbg	Psig	950	
Pr Aval duse	Psig	680	
Pr Séparation	Psig	540	
Bac		R3	
Gaz Total	m3	363 884	
Gaz Lift	m 3/jrs	0	

Chapitre II: Méthodes de détection du problème (Percée de gaz).

Salinité de brut	mg/l	
Salinité Eau	gr/l	
BSW Echantillon	%	
Injection d'eau BSB	m3/jrs	0
Durée du test	hrs	20
Débit d'huile	m3/jrs	17.4
Débit de gaz Gisement	m3/jrs	363884
Débit d'eau Gisement	m3/jrs	1.6
GOR Gisement	m3/m3	20 903
BSW	%	8.42

Puits Gt-30

Tableau II. 2: Données well test GT-30 (Avant gas shut off).

Puits GT-30		le 10/03/2021	
Paramètre	Unité	valeur	
Duse		/64 40	
Pr Tbg	Psig	1150	
Pr Aval duse	Psig	550	
Pr Séparation	Psig	360	
Bac		R3	
Gaz Total	m3	202028	
Gaz Lift	m 3/jrs	0	
Salinité de brut	mg/l		
Salinité Eau	gr/l		
BSW Echantillon	%		
Injection d'eau BSB	m3/jrs	0	
Durée du test	hrs	20	
Débit d'huile	m3/jrs	39.8	
Débit de gaz Gisement	m3/jrs	202028	
Débit d'eau Gisement	m3/jrs	0.1	

GOR Gisement	m3/m3	5064
BSW	%	0.25

On observe que le rapport GOR est élevé dans les deux puits GT-22 avec un GOR 20 903, et GT-30 avec un GOR 5064, donc il est obligatoire de fait les logs de production pour connaître les zones productrices de gaz et l'isoler pour la meilleur production d'huile.

II-3. PLT (Production Logging Tool)

Les diagraphies de production : un outil fiable pour optimiser la production et résoudre les problèmes ; donc En quoi consistent les diagraphies de production ? Il s'agit d'opérations réalisées dans un puits en production pour mesurer leurs paramètres (débit, température, densité et pression) pour en optimiser l'exploitation. Elles constituent un moyen fiable pour améliorer la production et résoudre de nombreux problèmes rencontrés.

II-3.1. Utilisation de PLT

PLT fournissent des informations acquissent pendant la production du puits, donc dans un tubing sous pression, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle de hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre tel qu'ils pouvaient descendre dans les tubings de production. Ces outils sont simples (débitmètre, Gradiomanomètre...etc.), soit combinés comme Production Logging Tools (PLT). Permis les principaux usages du PLT, on peut citer :

➤ **L'évaluation du réservoir**

Le PLT est utilisé pour évaluer le réservoir de point de vue suivant :

- Connaissance des réserves.
- Augmenter le potentiel des puits durant la vie du réservoir en recherchant les intervalles qui ne participent pas à la production.
- Estimation de la production en fonction de la pression de fond.
- Mesurer les débits d'effluents de chaque intervalle (connaissance des réserves).
- Connaissance de l'indice de productivité durant la vie du réservoir.

- Suivre le progrès de la déplétion.
- La connaissance du pendage des couches.
- La connaissance de la nature et les propriétés pétro-physiques du réservoir (la lithologie, la porosité et la saturation (eau, huile et gaz)), en fonction de la profondeur.
- Le suivi permanent de la performance du réservoir en utilisant (le profil de débit, les essais des puits, l'efficacité de la complétion) [5].

➤ **L'évaluation d'un traitement du puits**

Pour les différents traitements effectués dans le puits, le PLT est utilisé pour déterminer le profil d'écoulement et indice de productivité ou injectivité pour les différentes zones aux voisinages du puits avant et après la stimulation.

➤ **Le diagnostic des problèmes du puits**

Parmi ces défauts on cite :

- Les venues d'eau et de gaz
- Les problèmes mécaniques, et les fuites au (tubing, tubage et packer) due au mauvaise cimentation.
- Les intervalles responsables de venus des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).
- Les écoulements derrière le tubage

➤ **L'évaluation de la performance de la complétion**

- Des nouveaux puits
- Des puits d'injection
- Des puits recomplétés. [5]

➤ **Autres usages**

- La connaissance du puits (le diamètre du puits, l'inclinaison de puits, cimentation des tubages et la liaison couche- trou).
- La comparaison entre plusieurs puits par les corrélations qui mettent en évidence les variations de profondeur, d'épaisseur et de faciès.
- Donne des informations concernant les projets d'accroissances de la récupération d'huile.

- Identification des limites du réservoir pour développer le gisement.

Donc, les diagraphies de production fournissent une multitude d'informations essentielles pour la surveillance, le diagnostic, l'optimisation et la gestion des puits de production.

II-3.2. Les outils du PLT

Comprend tous les modules et capteurs nécessaires pour réaliser une évaluation complète des performances des puits de production de pétrole et des puits d'injection d'eau.

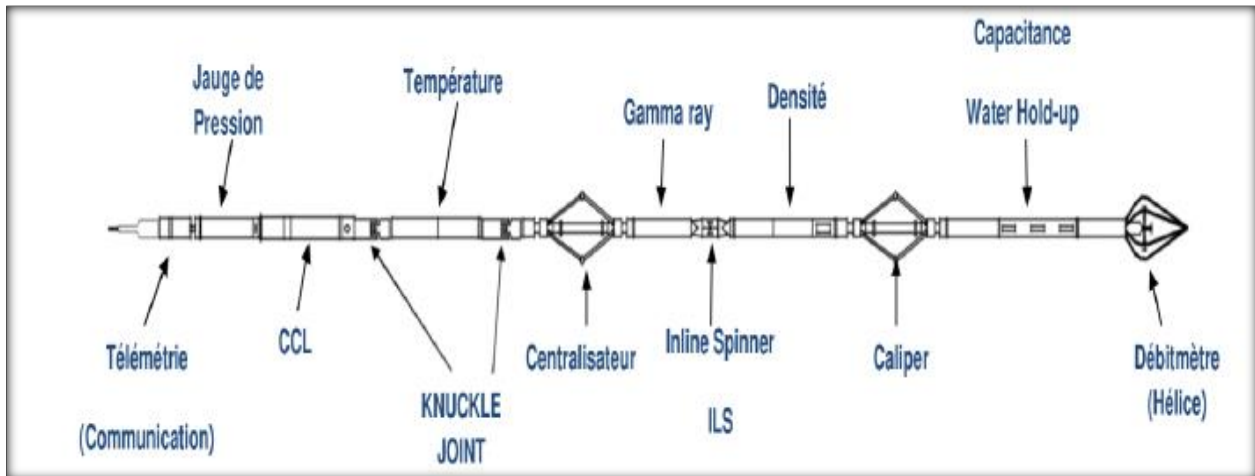


Figure II. 5: Train PLT [6]

A. La Télémétrie

Elle est généralement utilisée par Wireline, elle transmise les données à partir du fond de puits jusqu' à système d'acquisition en temps réel. La télémétrie contient des multi-fiches connecteurs qui permettent la communication avec des différents outils du PLT. [6]



Figure II. 6: La télémétrie [6]

B. Gradiomanomètre (Mesure de Pression)

Le manomètre comporte des jauges de contrainte à quartz à cristaux-piézoélectriques, pouvant fonctionner à des températures de plus de 150°C et à des pressions de fond 20 000 psi. En effet, cet outil indique la pression de fond de puits quand il est ferme ou sous pression, ainsi

que la variation de pression avec le changement de débit. Cela peut fournir des informations importantes sur la productivité de puits et la performance de réservoir. [6]

C. Détecteurs du joint CCL (Casing Collar Locator)

Utilisé pour positionner les joints entre les casings, cet outil répond aux changements dans le volume du métal comme les raccords du casing ou tubing ainsi qu'aux perforations. [6]



Figure II. 7: CCL [6].

D. Thermomètre:

Elle consiste à utiliser un thermomètre combiné avec un outil PLT qui mesure la température à chaque instant en remonté ou en descente, ces résultats sont utilisés pour :

- La localisation des zones de production ou d'injection.
- Localiser les venues de gaz.
- Les mouvements des fluides derrière le tubage. [6]



Figure II. 8: Le thermomètre. [6]

E. Centralisateur

Le centralisateur est un dispositif mécanique qui centralise une chaîne d'outil de diaggraphie dans les puits verticaux et déviés. Il est exécuté pendant la descente ou la remontée des outils.

Le centralisateur utilisé dans les diaggraphies de production est positionné dans n'importe quelle position dans la chaîne d'outils, sauf sous l'outil (PTF) (flux de température et de

pression). Pour augmenter la stabilité des outils, on utilise souvent deux centraliseurs à rouleaux dans un train, le premier est positionné en haut et l'autre près du fond. [6]



Figure II. 9: Centraliseur. [6]

F. Outil du Gamma-ray

L'outil du gamma ray détecte la radioactivité naturelle des roches due à l'existence des éléments radioactifs. Les principaux éléments radioactifs responsables de ce Phénomène sont: Potassium (^{40}K), Thorium (^{232}Th) et Uranium (^{238}U). L'outil est utilisé pour la:

- Corrélation de profondeur.
- Détermination de la lithologie.
- Localisation des perforations. [6]



Figure II. 10: Gamma ray. [6]

G. Débitmètre en ligne (In-line spinner)

Le débitmètre *in-line* est un débitmètre de faible dimension qui peut être exécuté en combinaison avec d'autres outils de diagrapie de production (Fig. 8). Il peut être utilisé dans le cas où les hélices en plein diamètre deviennent moins efficaces en raison de restriction de fond de puits. Le débitmètre *in-line* permet de donner un profil de production dans le tubing ou le casing, même dans le cas d'un effet de venue d'un fluide de grande vitesse à partir de perforation. Il est également idéal de sauvegarder les autres hélices qui pourraient être endommagés en raison de l'environnement de forage. [6]



Figure II. 11: Débitmètre en ligne. [6]

H. Caliper (diamètreur)

Est un outil de fond, qui est utilisé pour mesurer le diamètre intérieur du puits. Il est composé de trois capteurs reliés à trois bras également espacés. Il fournit une mesure de diamètre du puits en fonction de la profondeur. Ces mesures permettent aux opérateurs de recueillir des informations concernant l'état de puits. Les données de l'outil indiquent la présence de restrictions et leurs diamètres intérieurs. L'outil est conçu pour passer dans les grands et les petits diamètres de haut vers le bas. [6]



Figure II. 12: Caliper. [6]

I. Outils de débitmètre (spinner)

Le débitmètre comporte une hélice (spinner) très sensible, qui est en contact avec le fluide. La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface et le transforme en évolution par seconde « RPS ». La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide. Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée Seuil au-dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner. [6]



Figure II. 13 : Spinner. [6]

J. Fluide densité sensor

Différents fluides ont des densités différentes, donc en mesurant la densité, le type de un fluide ou un mélange de fluides peut être identifié. Plusieurs techniques sont utilisées pour déterminer densité du fluide. [6]



Figure II. 14: Fluide densité sensor. [6]

II-3.3 Principe de mesure par débitmètre

La connaissance du débit total au fond permet de déterminer par proportionnalité le débit de chaque couche. Dans le cas pratique le débit de fond n'est pas connu. Pour le déterminer on se base sur la formule suivante :

$$Q = V \times S$$

Q : C'est le débit en mètre cube par jours

V : C'est la vitesse de l'hélice en mètre par seconde.

S : C'est la section du tubage en pouce

- Le débit est obtenu en multipliant la vitesse du fluide obtenue par la section du tubage.
- Le diamètre intérieur du tubage et la viscosité du fluide doivent être connus.
- Les corrections à l'aide d'abaques construits expérimentalement donnent la vitesse moyenne du fluide. [7]

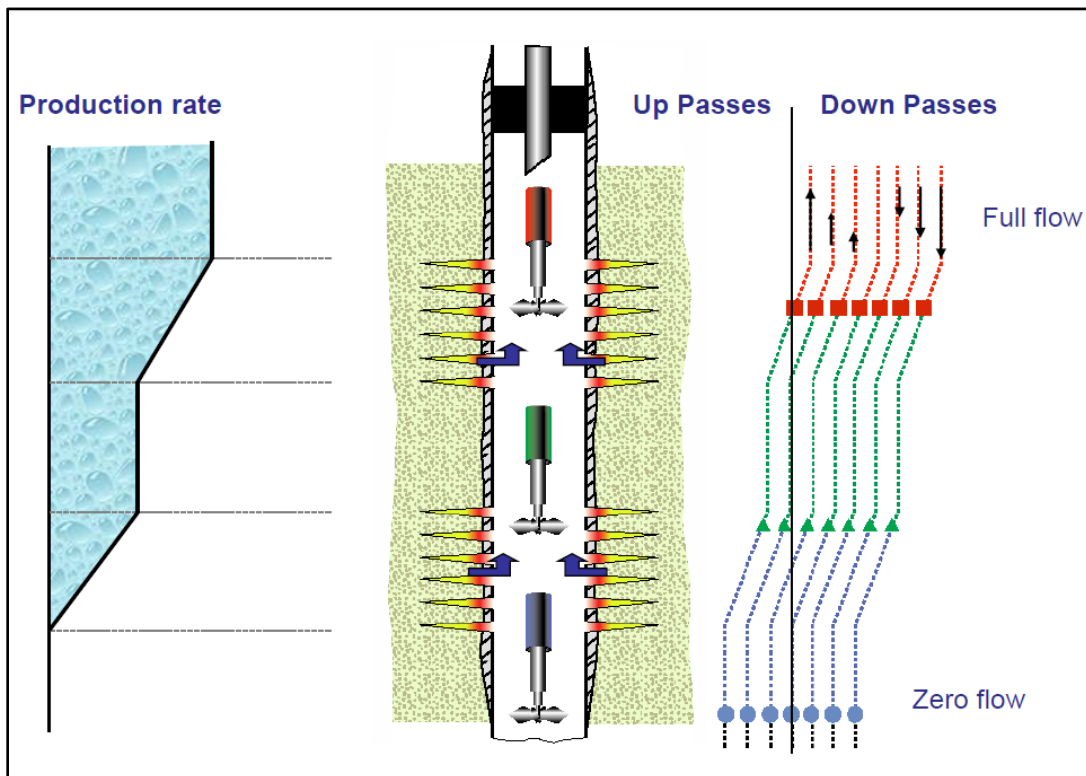


Figure II. 15 : Interprétation de l'enregistrement de flow dans un log PLT. [7]

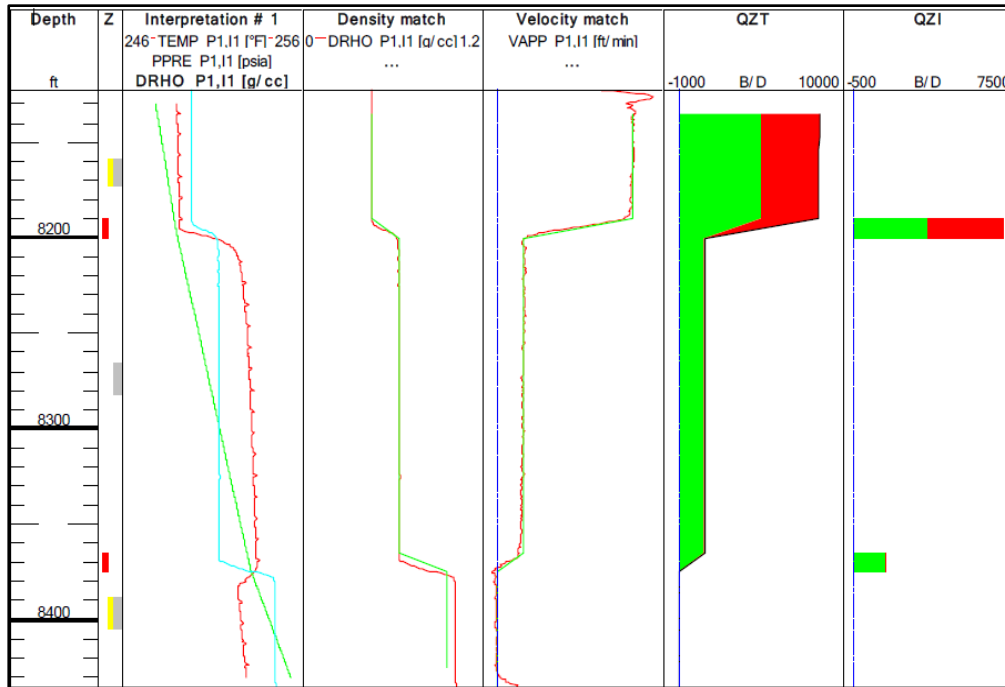


Figure II. 16: Interprétation de l'enregistrement de flow a partie de logiciel émeraude. [1]

II-2.4. Conclusion

Les tests de puits (well tests) et les outils de production Logging (diagraphie de production) sont tous deux des méthodes cruciales pour évaluer la performance des puits pétroliers, d'où Les tests de puits impliquent généralement la mesure du débit et de la pression du fluide de production à la surface pendant une période de temps définie. Les PLT sont utilisés pour évaluer le débit de fluide et les propriétés du fluide (comme la composition et la saturation) à différents niveaux de profondeur dans le puits. Ils aident à identifier les zones de production et les zones de non-production dans le puits. En combinant les données de la diagraphie de production et des tests de puits, les opérateurs peuvent obtenir une image complète de la performance du puits et détecter les problèmes pour fait une opération dans des profondeurs préciser.

Chapitre III:

Les techniques d'application de gas shut off.

III-1. Introduction

Le champ de Gassi Touil connus plusieurs problèmes de la production parmi lui il y a les percées de gaz qui peuvent se produire initialement par des fissures dus à un taux de production élevé, ou part des chemins préférentiels selon la perméabilité de la couche, et suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problème. On constate que il y a une source majeure qui cause ces percées et c'est l'injection de gaz dans le réservoir pour un balayage important d'huile ou le gaz injecté va former un chemin préférentiel direct vers le puits producteurs par conséquence donc le GOR augmente. [4]

Dans ce chapitre on explique les solutions possibles pour ce problème par l'application de gas shut off.

III-2. La solution utilisée dans le cas percée de gaz

III.2.1. Pour les puits injecteurs

Certaines solutions utilisées comme les premiers remèdes au niveau des puits injecteurs qui sont les suivants :

- Réduire le débit d'injection de gaz (cette réduction doit être étudiée).
- Fermer le puits injecteur qui a un impact direct sur le potentiel des puits voisins.
- Obturer les drains les plus perméables afin de permettre au gaz de passer à travers les drains moins perméables, pour obtenir un balayage efficace.

Les solutions précédentes ont donné de mauvais résultats en raison de :

- La fermeture des puits injecteurs, réduit le GOR des puits en percée, mais influence négativement sur les autres puits en arrêtant l'alimentation.
- L'effet de digitation du gaz limite l'efficacité de balayage en particulier dans les intervalles moins perméables. [8]

III-2.2. Pour les puits producteurs l'application de gas shut off

III-2.2.1 Définition de gas shut off

C'est une technique de contrôle de fluide indésirables dans les puits pétrolier producteurs afin d'arrêter la venue de gaz à partir des intervalles bien déterminées, de façon mécanique et chimique pour augmenter la récupération de l'huile. [8]

III-2.2.2. Les avantages et les inconvénients de gas shut off

L'application de la technique de "gas shut off" dans les puits pétroliers présente plusieurs avantages et inconvénients telle que:

Les avantages

- **Efficacité** : Cette technique permet d'isoler une zone d'injection qui a causé le phénomène de percée de gaz dans les puits producteurs.
- **Rentabilité** : Les coûts de mise en place et d'entretien de cette technique peuvent être compensés par l'efficacité de l'opération. [9]

Inconvénients

- **Réduction du diamètre du puits** : L'application de cette technique peut réduire le diamètre du puits, ce qui peut limiter l'intervention avec certains outils.
- **Coûts** : Le déploiement de structures spécialisées pour l'exploitation du gaz naturel sous sa forme liquéfiée (GNL) est nécessaire, ce qui peut entraîner des coûts importants.
- **Risques** : Il existe des risques majeurs liés à l'exploitation du GNL, notamment en cas de fuite ou de déversement de GNL à l'air libre. [9]

III-2.2.3. Solution mécaniques

Consiste en un système utilisant des composants et des principes mécaniques pour empêcher le gaz et pour résoudre le problème, elle a plusieurs avantages et inconvénients:

➤ Les avantages de la solution mécanique

Les avantages de la solution mécanique pour l'application de gas shut-off dans les puits pétroliers sont multiples parmi ces :

- **Isolation efficace:** Les solutions mécaniques comme le casing patch peuvent isoler de manière efficace les zones problématiques qui causent la percée de gaz.
- **Restauration de l'intégrité du puits:** Elles permettent de restaurer l'intégrité du puits et de reprendre la production d'hydrocarbures.
- **Adaptabilité:** Ces méthodes peuvent être adaptées à différentes situations et types de puits. [9]

➤ Les inconvénients de la solution mécanique

- **Complexité de mise en œuvre:** La mise en place de solutions mécaniques peut être complexe et nécessiter une expertise technique spécifique¹.
- **Coût:** Le coût de ces interventions peut être élevé, surtout si elles nécessitent des équipements spécialisés ou des opérations de forage supplémentaires.
- **Risques opérationnels:** Comme toute intervention mécanique, il existe des risques associés à l'opération, qui peuvent inclure des dommages supplémentaires au puits. [9]

III-2.2.4. Les méthodes mécaniques pour l'application gas shut off

A. Casing patch

Le casing patch est un système d'outils de fond de trou utilisé pour réparer les colliers, les dommages au tubage, les fuites et également comme solution de sauvegarde du ciment. Un correctif de boîtier est utilisé comme mesure corrective temporaire jusqu'à ce qu'une opération de reconditionnement puisse être planifiée. Lorsqu'un puits épuisé s'approche de la fin de la production viable, le casing patch peut être un moyen économique de remettre le puits en production.

L'ancrage électrique d'un casing patch se fait à l'aide de l'opération wire line et plus utilisé dans les puits complétés avec un liner cimenté et perforé. [10]

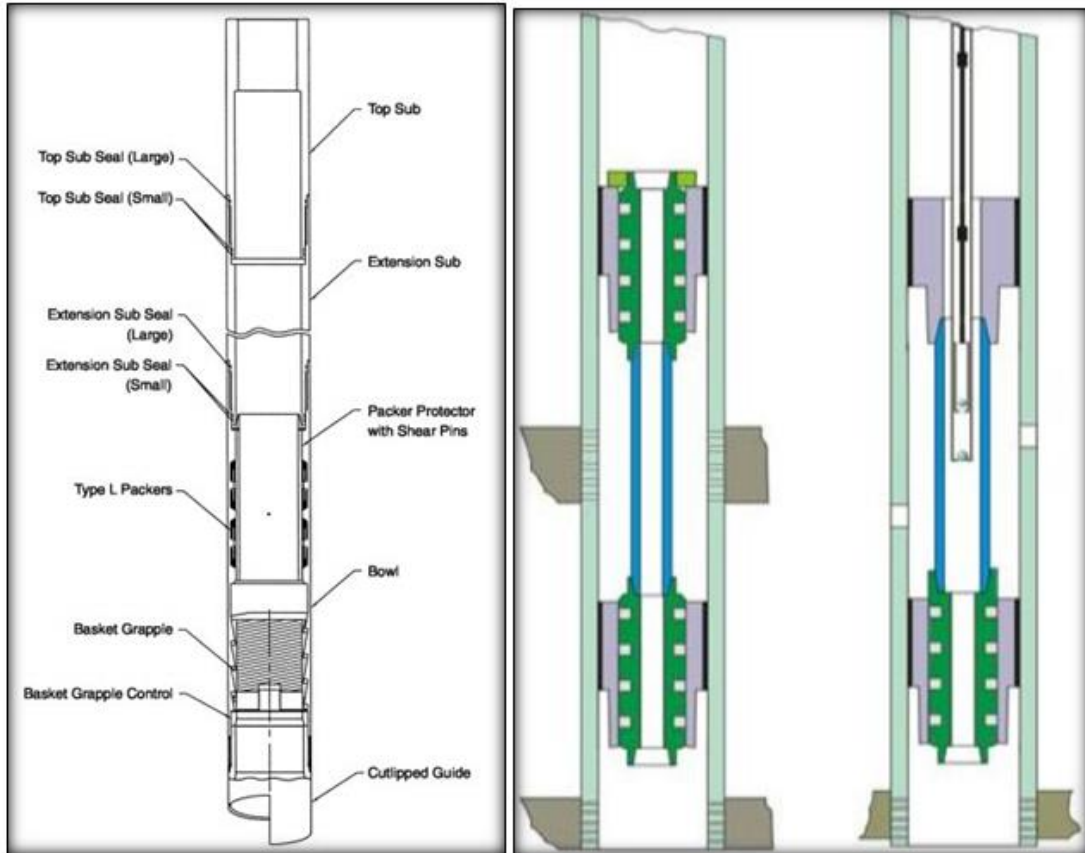


Figure III. 1: Schéma explicatif de casing patch. [11]

- **L'ancrage d'un casing patch**

1- La descente d'un casing patch au niveau de zones productrices de gazes où endommagé suivi à l'opération wire line via un outil de packer gonflable à haute pression.

2- L'outil de packer gonflable est ensuite gonflé jusqu'à la pression de consigne, provoquant l'expansion radiale du patch pour former un joint étanche contre le tubage du puits.

3- L'outil de packer est ensuite dégonflé et déplacé vers le haut du trou de forage sur une distance prédéterminée, et l'étape 2 est répétée (comme décrit ci-dessus).

4- Une fois le patch interne complètement installé sur la zone de tubage endommagée, l'outil de packer peut être dégonflé et retiré du trou de forage. [19]

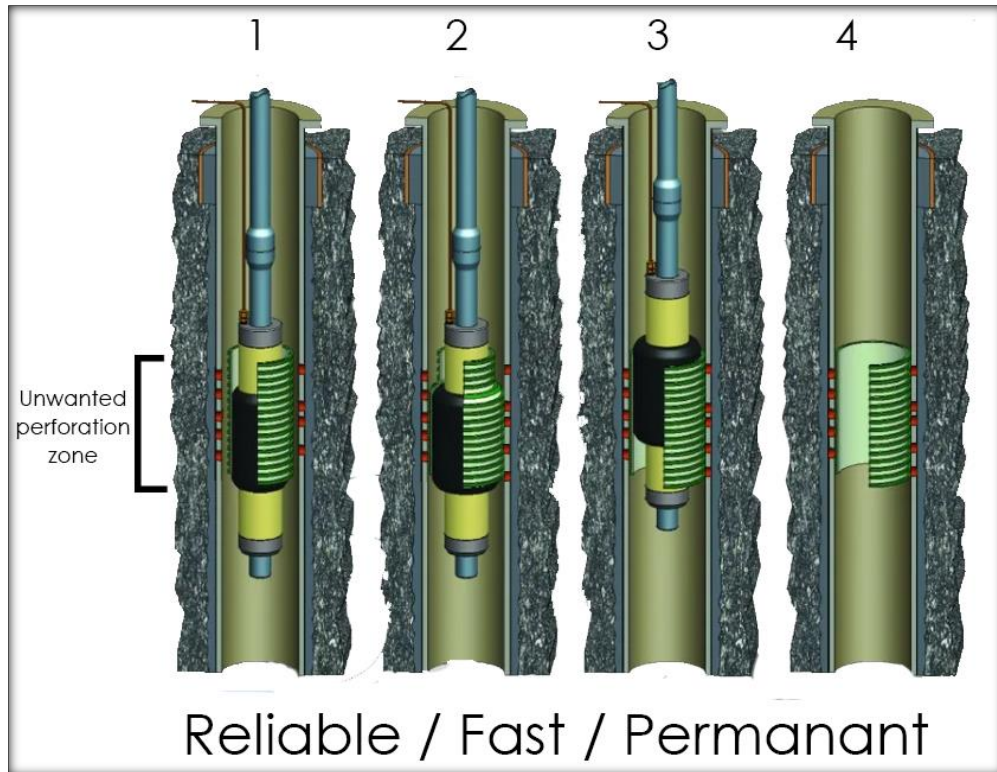


Figure III. 2: L'ancrage d'un casing patch. [19]

B. Flex patch:

Le Flex Patch est un dispositif mécanique qui sert à être déployé à l'intérieur du tubage du puits en utilisant un packer gonflable sous haute pression. Le patch se propage de manière radiale pour créer un joint hermétique contre le tubage. Elle permet de réparer les zones endommagées ou d'isoler des zones non productives, telles que celles produisant du gaz indésirable. Ce dispositif est conçu pour supporter des pressions bien supérieures à 500 Psi. [10]

C. Expandable liner

C'est un casing qui adhère au liner d'autre façon il s'agit d'un tube métallique flexible et extensible qui est inséré dans le puits de pétrole pour isoler la zone de production de gaz et empêcher les fuites potentielles, cette technique réduit le diamètre, mais son avantage est qu'il résiste à une haute P ($P=5000$ psi). Il renforce la structure du puits de pétrole, surtout dans les zones fragiles ou endommagées. Cela aide à éviter les effondrements de puits et les percées de gaz qui pourraient se produire pendant la production pétroliers. L'expansion du liner crée un joint étanche autour de la section défavorable. [10]

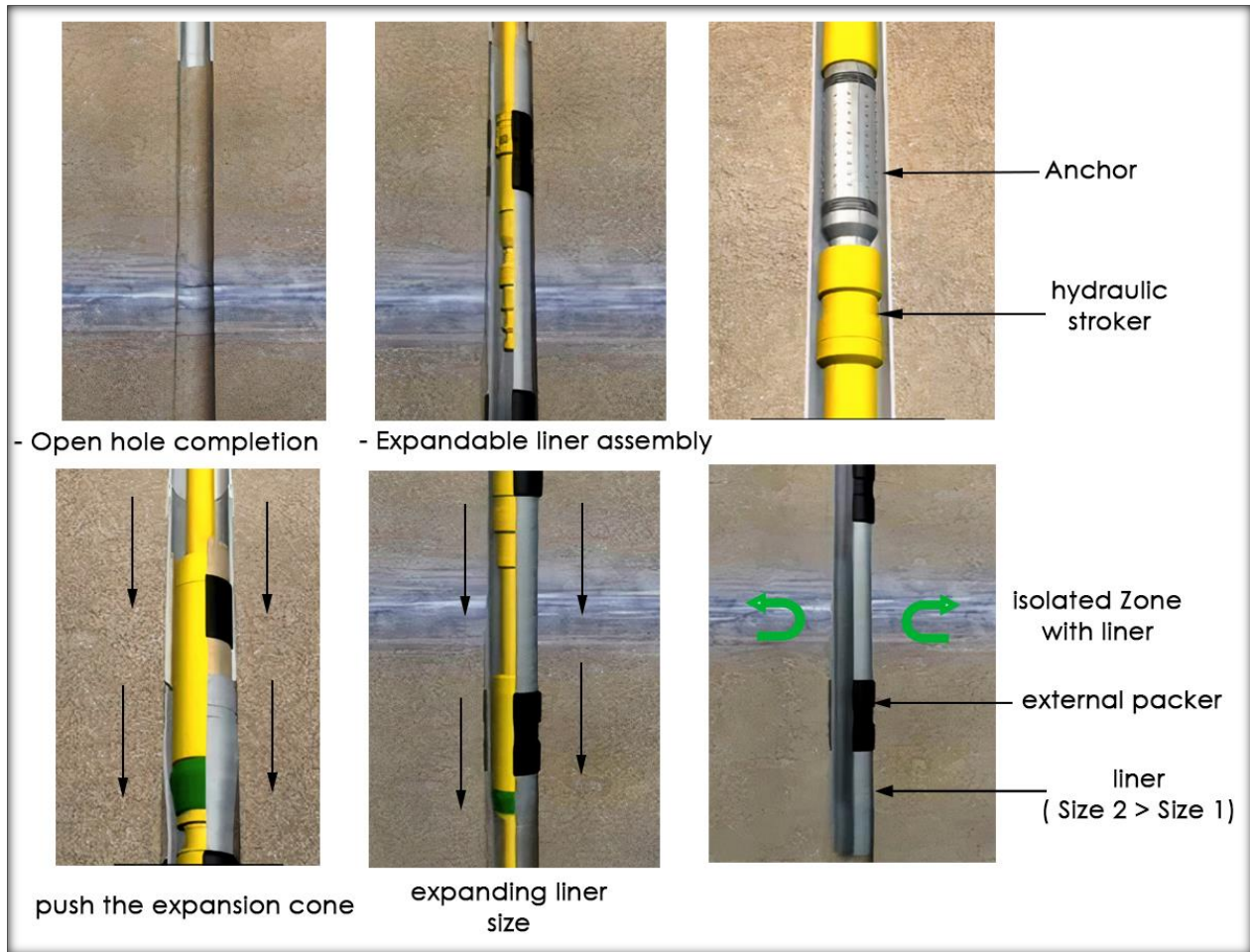


Figure III. 3: Expandable liner system. [18]

- **L'ancrage d'un Expandable Liner**

Expandable Liner fournit une isolation zonale pour la gestion des trous ouverts pendant la production pétroliers. En cas de contingence, un sabot de tubage en retrait est installé sur le tubage intermédiaire. Le système Line EQ est localisé et expansé dans ce sabot en retrait, permettant à l'opérateur d'atteindre la profondeur de tubage prévue avec la taille de liner d'origine. L'installation d'un Expandable Liner dans le trou ouvert à travers la section défavorable, isolant la zone avec des packer externes.

Une fois que l'ensemble atteint la profondeur de réglage et que les équipements de fond se positionnent dans le sabot en retrait, l'ancre est activée hydrauliquement, permettant à hydraulique stroker de pousser le cône d'expansion à travers le hanger du liner expansible. Le hanger du liner est expansé lors du premier coup, et l'outil de déploiement se désolidarise de l'ensemble expansible. [18]

Une fois que le coup a atteint toute sa longueur, l'ancre est relâchée en diminuant la pression, et la chaîne est abaissée pour réinitialiser le système. L'ancre est réactivée avec la pression hydraulique, permettant à l'outil de pousser à nouveau le cône d'expansion à travers le liner expansible pour un nouveau cycle. Ce processus de cycle est répété, l'expansion continue jusqu'à ce que toute la longueur du liner soit étendue.

Le sabot de guidage est maintenant récupéré du puits, ainsi que les outils d'expansion. L'opérateur peut alors reprendre les opérations production et maintenir la taille de tubage d'origine jusqu'à la profondeur souhaitée.

D. Les SES Patches (Saltel Expandable Steel Patches)

C'est une des nouvelles technologies de l'Expandable liner, les SESP sont des tubulaires qui adhèrent sur le liner ou le casing en gonflant le packer gonflable, ces SESP sont de différentes longueurs qui répondent au besoin des clients (peut varier de 6 m à 36m). Ils sont caractérisés par:

- Choix de matériaux pour la peau extérieure afin d'assurer une bonne étanchéité.
- Capacité à se fixer dans n'importe quel diamètre à l'intérieur de sa gamme.
- Option de poser un patch secondaire en dessous d'un patch précédent.

Ces techniques visent à :

- Réparer les gaines ou les tubages endommagés est crucial pour éviter les fuites et garantir la continuité de l'écoulement des ressources.
- Boucher les perforations obsolètes ou non désirées aide à maintenir l'intégrité de la pression et à éviter la contamination de l'environnement environnant.
- Etablir une barrière fiable dans l'espace annulaire est essentiel pour prévenir la migration des gaz, ce qui peut entraîner des risques pour la sécurité et des pertes de ressources.
- Garantissez la longue durée de vie du puits.
- Arrêter la production de gaz, eau et le sable. [10]

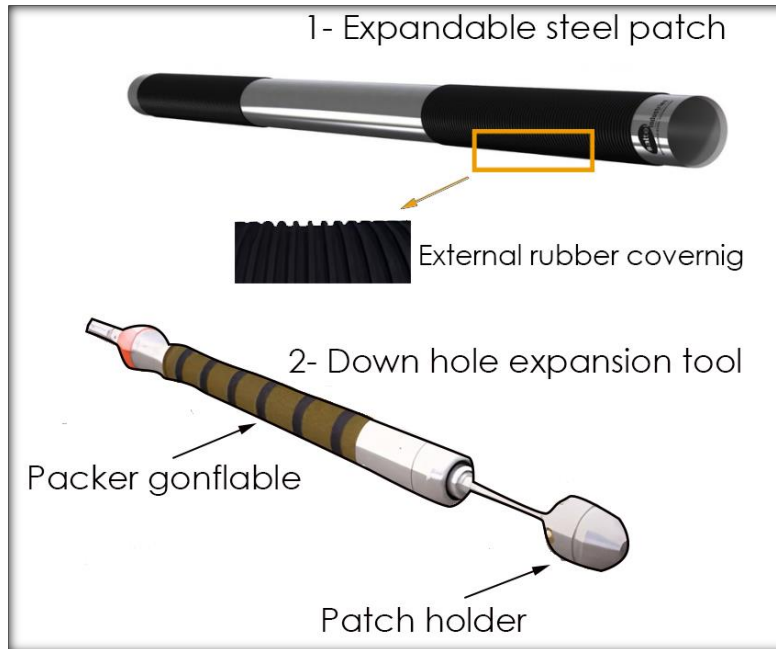


Figure III. 4: Les équipements de SES patch. [10]

L'ancrage de SES Patch se fait par le même principe que les casing patch d'où Down hole expansion tool équipé à l'intérieur de l'expandable steel patch, pour l'expansion de leur diamètre à l'aide de packer gonflable à haute pression appliqué.

1. l'ensemble des équipement descendu au profondeur demandé .
2. L'application de pression pour le fonctionnement du packer et l'expansion de diamètre pour l'installation dans les zones défavorables, d'une façon progressive dans différents profondeurs.
3. l'installation du Expandable steel patch et la rémonte du Down Hole Expansion Tool avec un isolement totale de ces zones. [10]

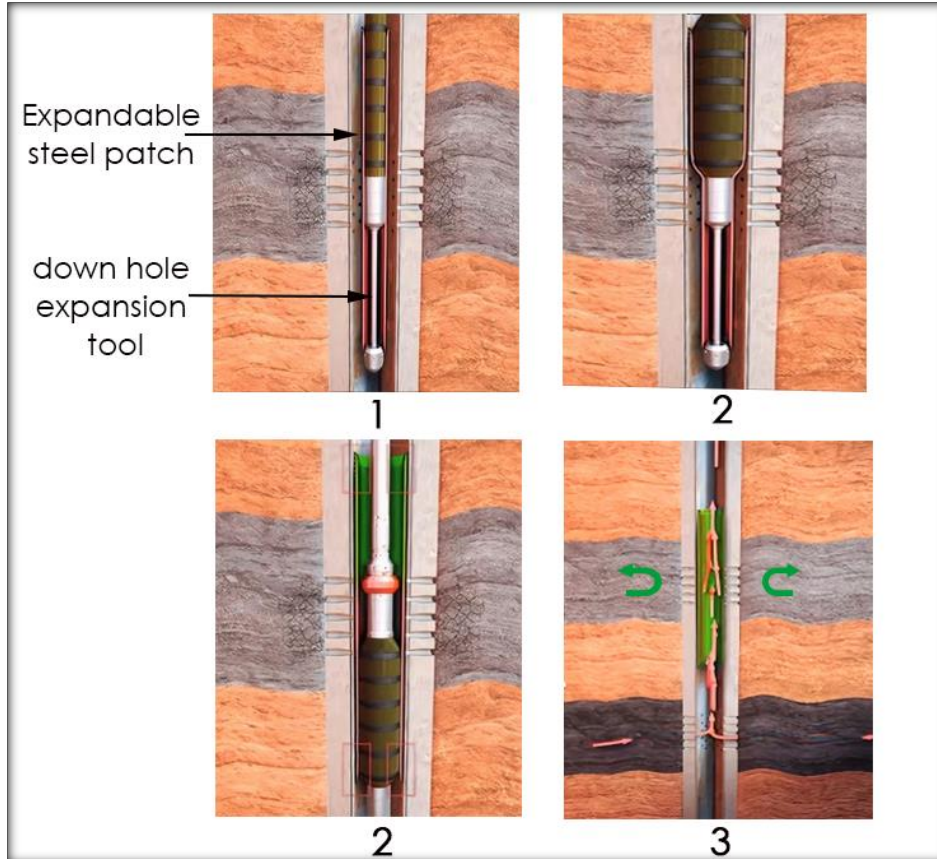


Figure III. 5: L'ancrage du Saltel Expandable Steel Patches. [10]

E. Bridge Plug

Des bouchons temporaires ou permanents sont placés dans le puits pour isoler la zone gazière contrôler les flux de fluides, ou préparer le puits pour des interventions supplémentaires. Ils peuvent être utilisés en combinaison avec d'autres techniques pour un contrôle plus efficace du flux de gaz. [10]

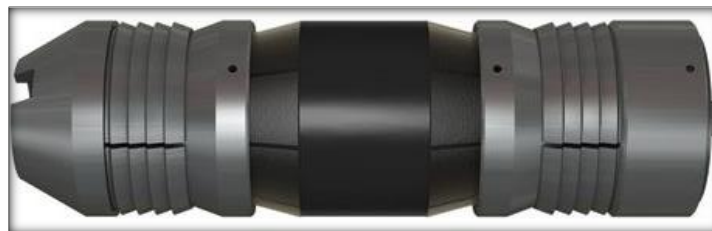


Figure III. 6: Bridge Plug. [10]

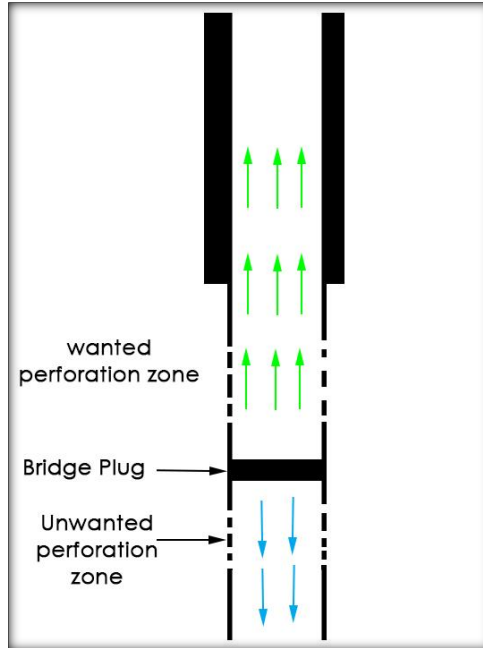


Figure III. 7: L'emplacement d'un Bridge Plug.

F. Side Track

Une technique de déviation qui permet de créer un nouveau chemin dans le puits, contournant une section problématique. Le forage d'un nouveau trou latéral à partir du puits existant permet d'accéder à une nouvelle zone du réservoir ou de contourner un obstacle. [10]

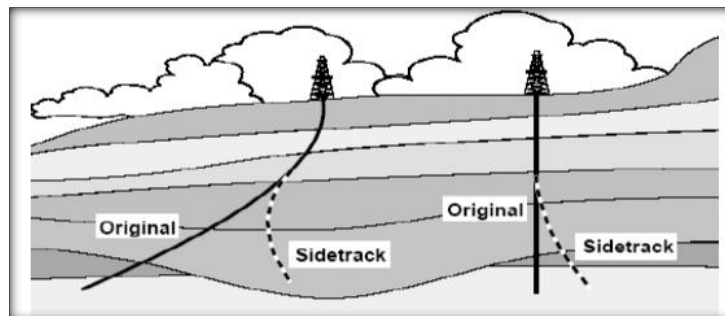


Figure III. 8: Side Track. [10]

G. G- Re-completion de puits avec LCP ou mixed liner

Un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt. Permet d'isoler les gazières et gérer la circulation de fluide de réservoir et la sélectivité de la production. [10]

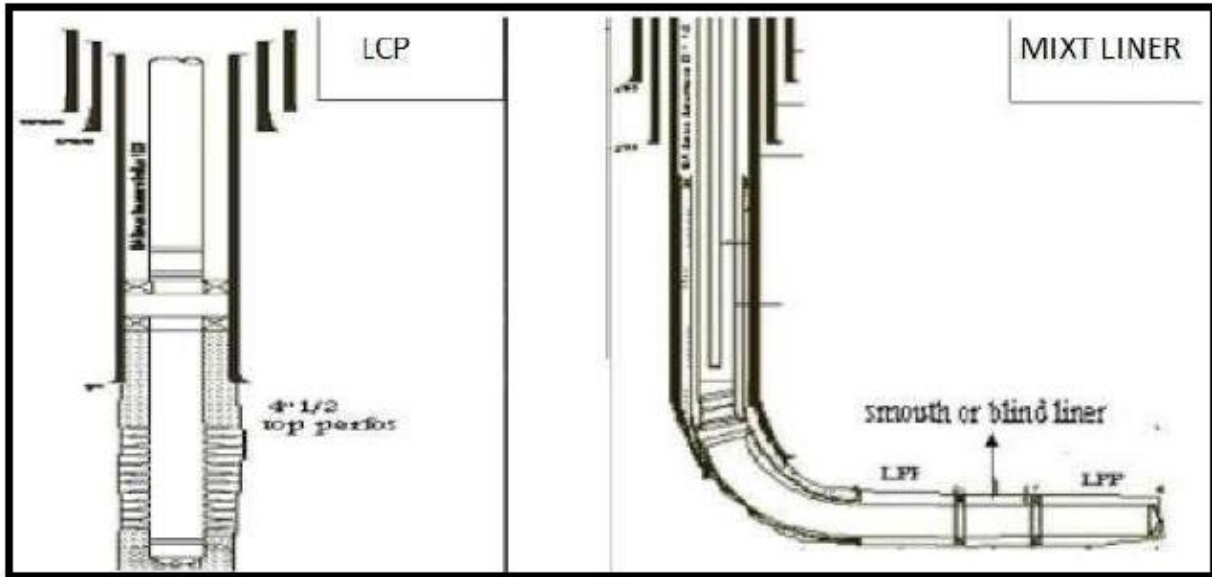


Figure III. 9: Exemple de complétion avec LCP et mixte liner. [10]

H. La Complétion intelligente

Ces complétions sont une nouvelle génération de complétions simples. choix multiples, appelées ainsi à cause de leurs instruments d'enregistrement mesurant les pressions, températures et débits mais aussi du fait que les vannes de circulation conventionnelles sont remplacées par des vannes de fond réglables, opérées à partir de la surface, ajustant le débit de chaque zone à l'intérieur d'une seule colonne de production.

Actuellement, la nouvelle technologie de la complétion qui a pour principe révolutionnaire la présence de capteurs de fond et des vannes commandées à distance solidaire au tubing de production. Cet instrument permet de surveiller et de contrôler chaque segment de puits et peut être utilisé pour maximiser la récupération de l'huile et minimiser la production des fluides indésirables (gaz, eau). [12]

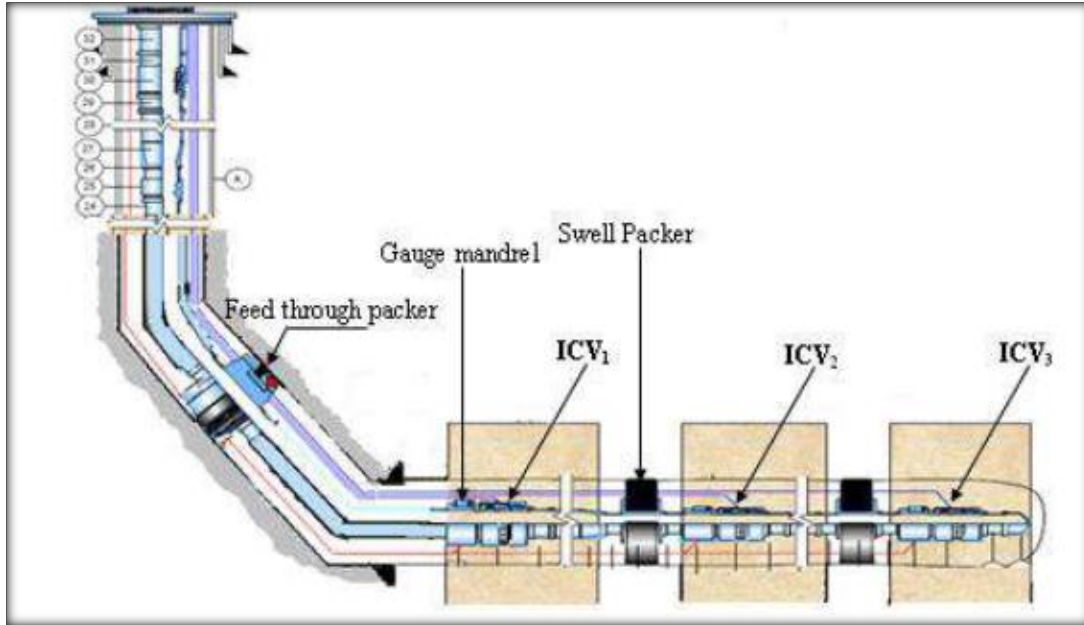


Figure III. 10: Intelligent complétion. [12]

I. La complétion semi intelligente (complétion sélective)

Ce type de complétion est réalisé avec un seul train de tubing et plusieurs Swell packers isolant les zones de production. Il est possible d'exploiter l'une des zones de production en opérant des Shifting Sleeves ou des Sliding Side Door et en installant des bouchons obturateurs à l'aide des techniques en surface.

Une complétion semi-intelligente a été proposée pour équiper le puits initialement laisser en open hole en guise de retarder et/ou réduire l'évolution du GOR et améliorer la production. [13]

Elle est généralement appliquée dans les cas suivants:

- Réservoirs complexes Compartimentés, stratifiés, hétérogènes, multiples.
- Architecture complexe des puits Horizontaux, multilatéraux.
- Mécanismes complexes de récupération Secondaire, tertiaire, EOR.
- Environnements difficiles Offshore, Deep water. [14]

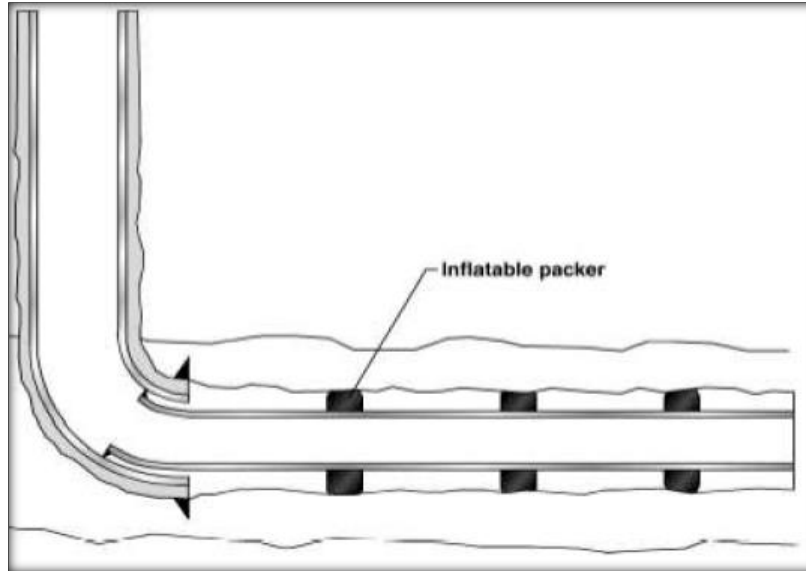


Figure III. 11: Complétion sélective. [13]

Equipement de la complétion semi intelligent : se compose essentiellement de :

- **Vanne de circulation**

Ce type de dispositif de circulation, très utilisé, est plus connu sous le terme de SSD ou SS (pour Sliding Side Door ou Sliding Sleeve). Elles sont placées entre deux packers de façon à faire produire ou à isoler une zone. [13]

- **Packer de terrain ou ECP**

Les packers ECP sont des outils avec des possibilités d'expansion permettant à un élément flexible d'élastomère de s'ancrer à l'espace annulaire ou entre le casing et l'open hole. Une fois gonflé avec la boue, le ciment ou le fluide visqueux, l'élément se conforme pratiquement à n'importe quelle irrégularité rendant ce packer idéal pour des applications en open hole. [13]

III-2.2.5. Solution chimique

Les traitements chimiques nécessitent un placement précis du fluide, et comprennent l'injection de polymère/gel, différents types de systèmes de gel, des réticulant organiques, des réticulant métalliques et une combinaison de ceux-ci en tant que solution pour améliorer l'efficacité de l'inondation sont nécessaires dans les réservoirs hétérogènes pour réduire la production d'eau et améliorer la récupération du pétrole. [15]

Elle a plusieurs avantages et inconvénients:

➤ Les avantages de la solution chimique

- **Efficacité:** Les solutions chimiques peuvent aider à déstabiliser les particules chargées dans la solution, ce qui peut faciliter la réduction du poids de la colonne de liquide dans le puits¹.
- **Accélération du processus:** L'utilisation de solutions chimiques peut accélérer le temps nécessaire pour que les solides se déposent d'eux-mêmes, réduisant ainsi le temps de rétention global du processus².
- **Élimination des particules fines:** La coagulation chimique peut aider à la sédimentation de particules colloïdales plus fines et de contaminants minéraux. [15]

➤ Les inconvénients de la solution chimique

- **Risques environnementaux:** Certaines solutions chimiques peuvent être nocives pour l'environnement ou présenter des risques pour la santé humaine.
- **Gestion et stockage:** La gestion et le stockage de ces produits chimiques peuvent nécessiter des précautions spéciales.
- **Consommation d'eau:** L'utilisation de solutions chimiques dans le processus de coupure de gaz nécessite de grandes quantités d'eau.
- Changement des caractéristiques de la roche réservoir qui a un effet sur les fluides en place. [15]

III-2.2.6. Les méthodes chimique pour l'application gas shut off

A. Gels d'étanchéité

Les gels d'étanchéité bloquent l'écoulement de l'eau. Ils concurrencent le ciment ou les packers. Les gels de polymère ont été largement utilisés pour réduire la production de gaz.

Les gels sont destinés à bloquer les pores de la matrice et les fractures des zones productrices de gaz. Les systèmes de gel de polymère conçus pour les réservoirs conventionnels fracturés sont généralement partiellement réticulés lors de la mise en place et ont une viscosité initiale élevée. Ceci est fait pour réduire la fuite de gel dans la matrice. L'utilisation de solutions chimiques pour l'application de coupure de gaz (gas shut off) dans les puits pétroliers présente plusieurs avantages et inconvénients. [15]

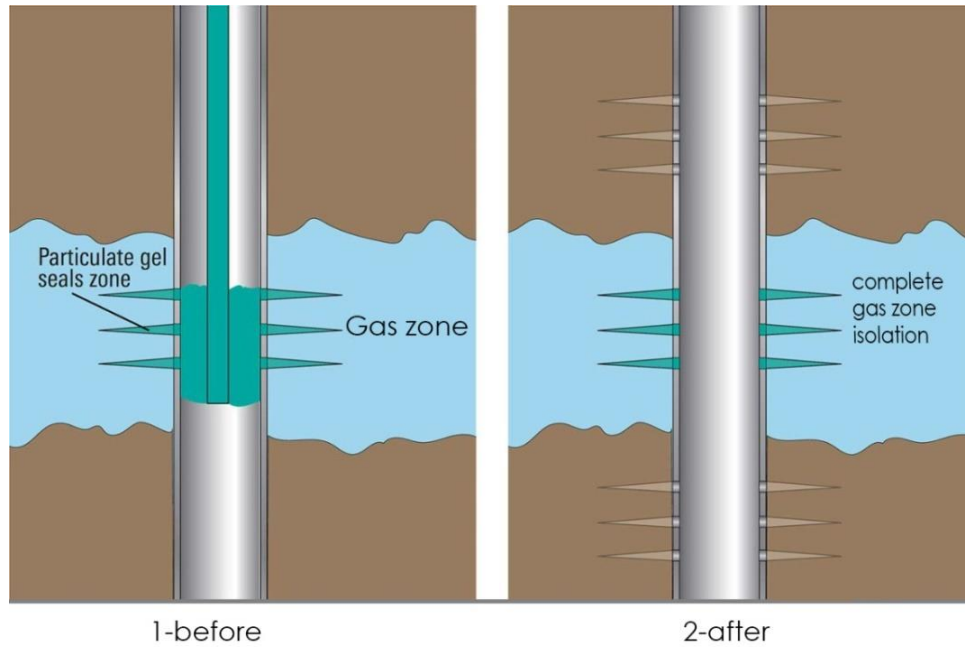


Figure III. 12: Solution chimique par injection de gel. [15]

B. Squeeze Cementing

Injection de ciment complémentaire, à travers les orifices des perforations dans les tubages, pour:

- Isoler une couche des zones adjacentes dans le but de limiter la proportion d'eau ou gaz accompagnant la production d'huile.
- Consolider ou réparer la cimentation primaire de ces tubages.
- Obturer une couche productrice épuisée.[15]

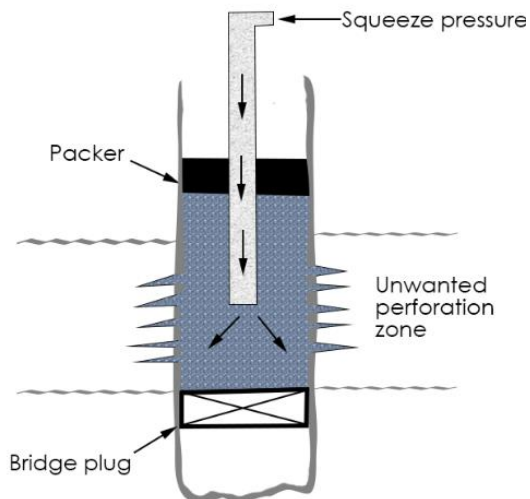


Figure III. 13: Solution chimique par squeeze. [15]

III-3. Conclusion

Dans ce chapitre nous aperçus la technique du Gas Shut-Off (GSO), qui vise la résolution du problème de venue de gas et les conséquences induites par cette dernière. Le GSO est décidé et mis en point après une large étude bien précise se basant sur l'étude de logs (PLT), origine de venue, ... etc. Cette technique présente des types variant par le degré de gravité de la situation. D'où le GSO est un moyen important pour l'amélioration de la production du puits et sa préservation, et en passant a connus comment elle est utilisée dans la région Gassi Touil dans le chapitre resté.

Chapitre IV:

L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

IV-1. Introduction

Durant notre stage dans le champ de Gassi Touil nous avons choisi deux puits candidats à l'étude à partir de critères suivants:

- **La fiabilité et la disponibilité de données.**
- **Les puits montrent une production excessive de gaz**
- **Disponibilité du data pétro-physique, géologique de réservoir exploité.**
- **Simplicité de complétion des puits choisis.**

IV-2. Les locations des puits dans le champ (GT-22, GT-30)

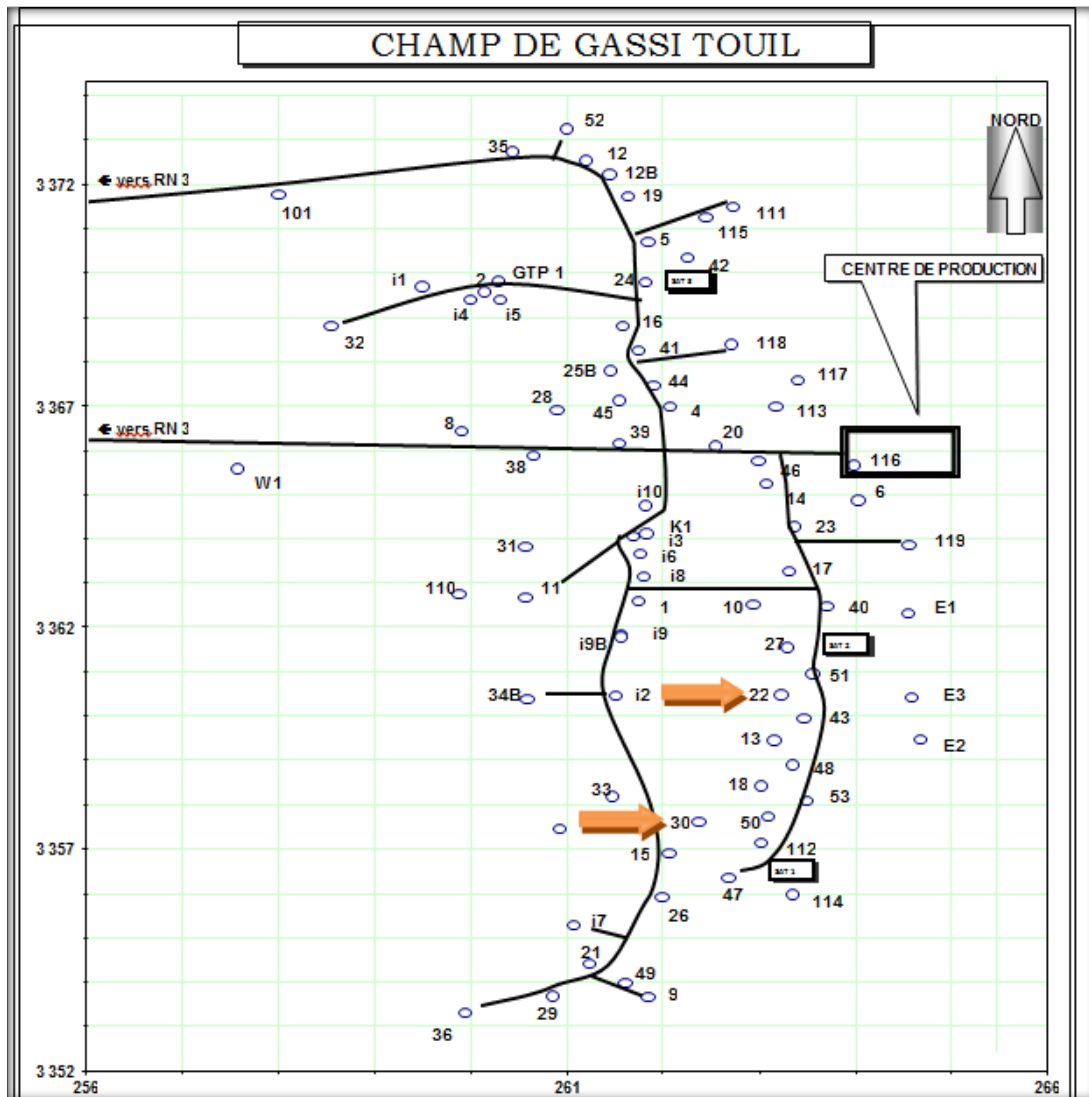


Figure IV. 1: Positionnement de puits étudié. [15]

IV-3. Puits Gt-22

Le puits GT-22 a été foré à partir de 25/06/1965 jusqu'à 27/07/1965. Sur le flanc Est de la structure de Gassi Touil avec une profondeur de 2620.50 m, de manière à traverser le réservoir inférieur du Trias dans la zone à huile. [4]

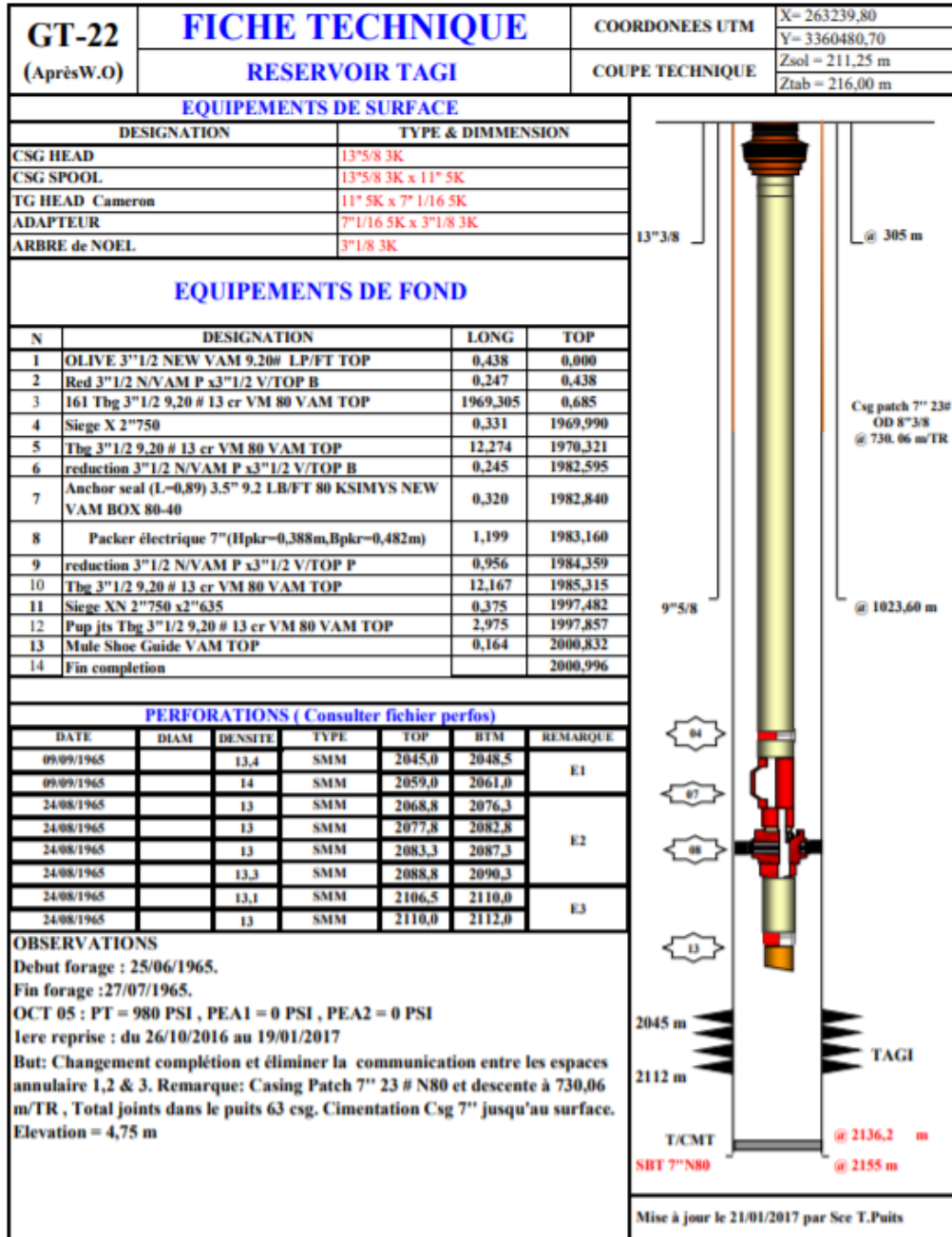


Figure IV. 2: Fiche technique GT-22 avant le wok over. [4]

IV-3.1. Analyse des données PLT GT-22

La réduction de la production d'huile dans ce puits et l'augmentation de rapport GOR (20903) exige la surveillance avec PLT pour déterminer les zones productrice de gaz, et donner les résultats suivant :

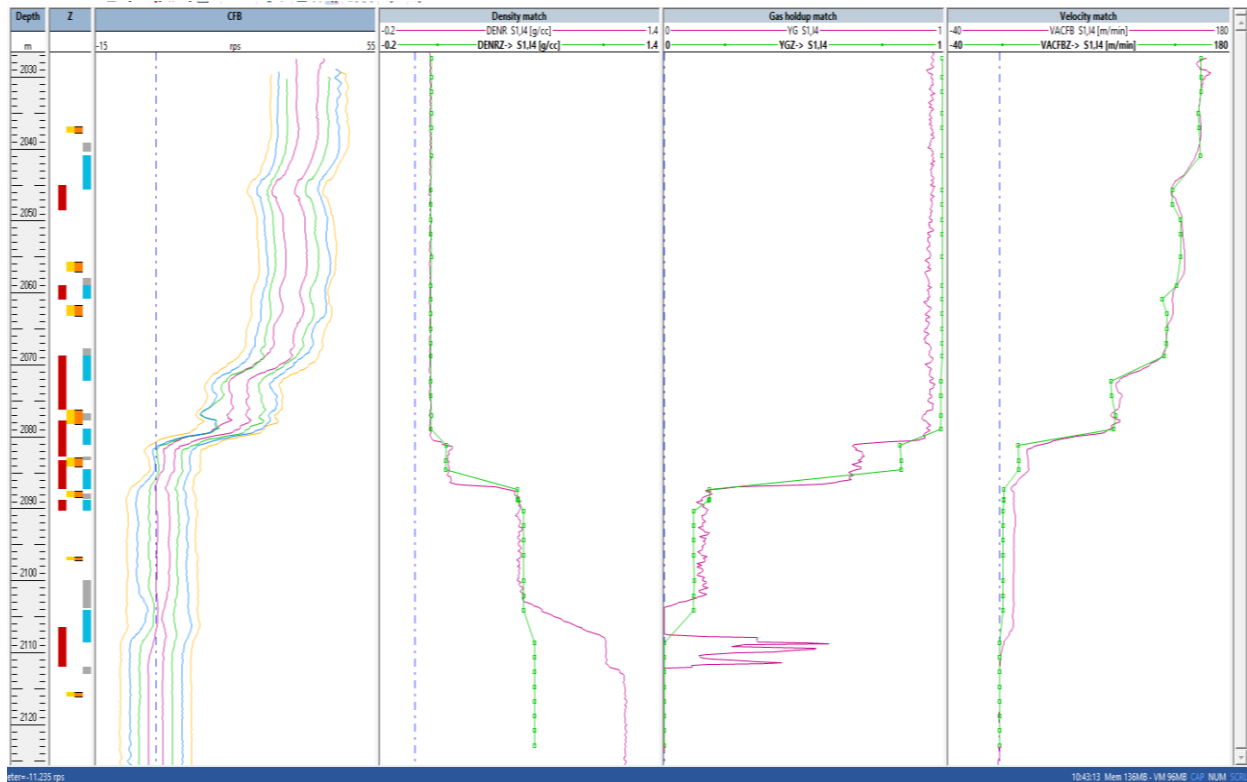


Figure IV. 3: Les résultats de l'opération PLT GT-22. [1]

Tableau IV. 1: Les données de GT-22 transformé en Excel. [1]

Inflow Zones	Top perf	Bottom Perf	Calculated Gas Rate (Sm3/j)	Calculated Oil Rate (Sm3/j)
Inflow Zone 6	2045	2048,5	38144	0
Inflow Zone 5	2059	2061	31240	0
Inflow Zone 4	2068,8	2076,3	100734	0
Inflow Zone 3	2077,8	2087,3	190320	0
Inflow Zone 2	2088,8	2090,3	29768	0
Inflow Zone 1	2106,5	2112	5147	16
Total			395 353,00	16,08

Les diagraphies détaillées pour représenter les formations géologiques traversées par un trou de forage

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

L'interprétation quantitative du PLT montre la contribution des séries comme suit:

- Les logs de pression (QP) enregistrés au cours de l'opération de PLT sur le puits GT-22, sont quasi-similaires, reflétant la stabilité de ce puits.
- D'après les enregistrements des logs de production, nous constatons l'existence de six (06) zones de production à différents débits dans le :
 - Deux zones à faible production de gaz, comprise entre 2106.5 et 2112.0m (zone 1), aussi 2088.8 et 2090 (zone 2), et un débit moyen de 5147 et 29768 m^3 successivement.
 - Deux zones à moyenne production de gaz, située entre 2059 et 2061m (zone 5), aussi 2045 et 2048m (zone 6), avec un débit 31240 et 38144 m^3 successivement.
 - Deux zones à fort production de gaz située entre 2077 et 2087 m (zone 3) aussi 2068 et 2076 (zone 4) avec un débit 190320 et 100734 m^3 successivement
 - La zone 1 est productrice d'huile avec un débit de 16 m^3 , et l'absence d'huile dans les autres zones.

On conclure que l'opération Gas shut off sera nécessaire pour les Zone 6, 5, 4 & 3 De 2045-2087,3 par l'opération workover et l'ancrage packer à la côte 2088 m

IV-3.2. La reprise de puits

L'objectif principal de la reprise du puits GT-22 pour réduire les venues de gaz par l'isolation des perforations productrices de gaz entre deux packer (gaz shutt-off).

PUITS : GT-22

APPAREIL : ENAFOR 34

DEBUT DE REPRISE : 10/03/2022.

FIN DE REPRISE : 20/04/2022.

Journée du 11/04/2022

- Suite opération électrique : Ancrage Packer électrique 7" 23-32# à la côte 2100m.
- Rig down équipements HESP.
- Assemblage Anchor Seal et descente à la côte 2104,2 m (Top Packer 7").

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

- Teste Packer électrique 7" 23-32# en traction et en compression 10T ok
- Teste en pression 500psi 10min (ok) et 1000psi négatif.
- Désencrage Anchor Seal et remontée avec déblocage joint/joint.
- Déblocage tige carré.
- Suite remontée Anchor Seal avec déblocage joint/joint.
- Dégerbage 5 lgs DC 4"3/4 soit 15 DC.
- Récupération Wear Bushing 7".
- Rig up clé automatique WEATHERFORD. [4]

Journée du 15/04/2022

- Suite descente Tubing 4"1/2 N-VAM 12,60# N80 de 2076,981m à 2105m Top Packer électrique 7" 23-32#.
- Ajustage colonne Tubing 4"1/2.
- Opération SL : Descente GC 97mm, recalage sur siège "BX1" à 1676m/Cc soit 1673,91m/Ct + Descente et pose plug PX sur siège "BX1".
- Montage et Test ligne de pompage OILSERVE à 5000 psi avec chart ok.
- Test colonne Tubing 4"1/2 12,60# N80 N-VAM à 5000 psi /30 min avec chart ok.
- Opération SL : Remonter plug PX et descente le même plug et pose sur siège "BX2" 2094,84m/Cc soit 2094,61m/Ct
- Encrage Packer MHR 7" 23-32# à 5000 psi / 30min (OK) avec test en traction 10T.
- Siégé olive sur Tubing Head en compression de 3T.
- Vissage pointeaux et Test EA 4"1/2 X 7" à 1500 psi avec chart (OK).
- Démontage ligne de pompage (OILSERVE).
- Dégerbage tige de manœuvre et vissage BPV sur olive. [4]

Rapport final de complétion

La complétion d'un puits n'est vraiment terminée que lorsque le rapport final est écrit.

Ce rapport doit comporter, entre autres

- L'identification du puits,
- Les objectifs,

- Les faits marquants (y compris les incidents) et les résultats obtenus,
- L'état final du puits,
- Le détail des opérations.

En ce qui concerne l'état final du puits, il faut fournir une coupe technique détaillée précisant en particulier

Les équipements mis en place, leur cote et leurs caractéristiques (diamètre nominal, drift, éventuellement diamètre extérieur, masse nominale, type filetage, et le cas échéant valeur de cisaillement des anneaux ou goupilles servant lors des équipement du puits ou autres renseignements spécifiques) ;

- Les caractéristiques du fluide d'annulaire.
- Les "anomalies" (présence d'un poisson wire line, . . .).
- Le détail des opérations, lui, précise.
- La chronologie des opérations et la valeur des principaux paramètres (cote d'ancrage du packer, pression de test, . . .).
- Toutes les "anomalies" observées et tous les changements effectués par rapport au programme initial de complétion.

Ces divers renseignements sont très précieux d'une part pour adapter en conséquence le programme de complétion des puits suivants, et, d'autre part, en cas de problème ou ultérieure sur ce puits. Il ne faut pas oublier qu'un incident qui peut paraître anodin sur le moment, peut-être plus tard la clé permettant de comprendre ou de résoudre un problème survenant plusieurs années après. [4]

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

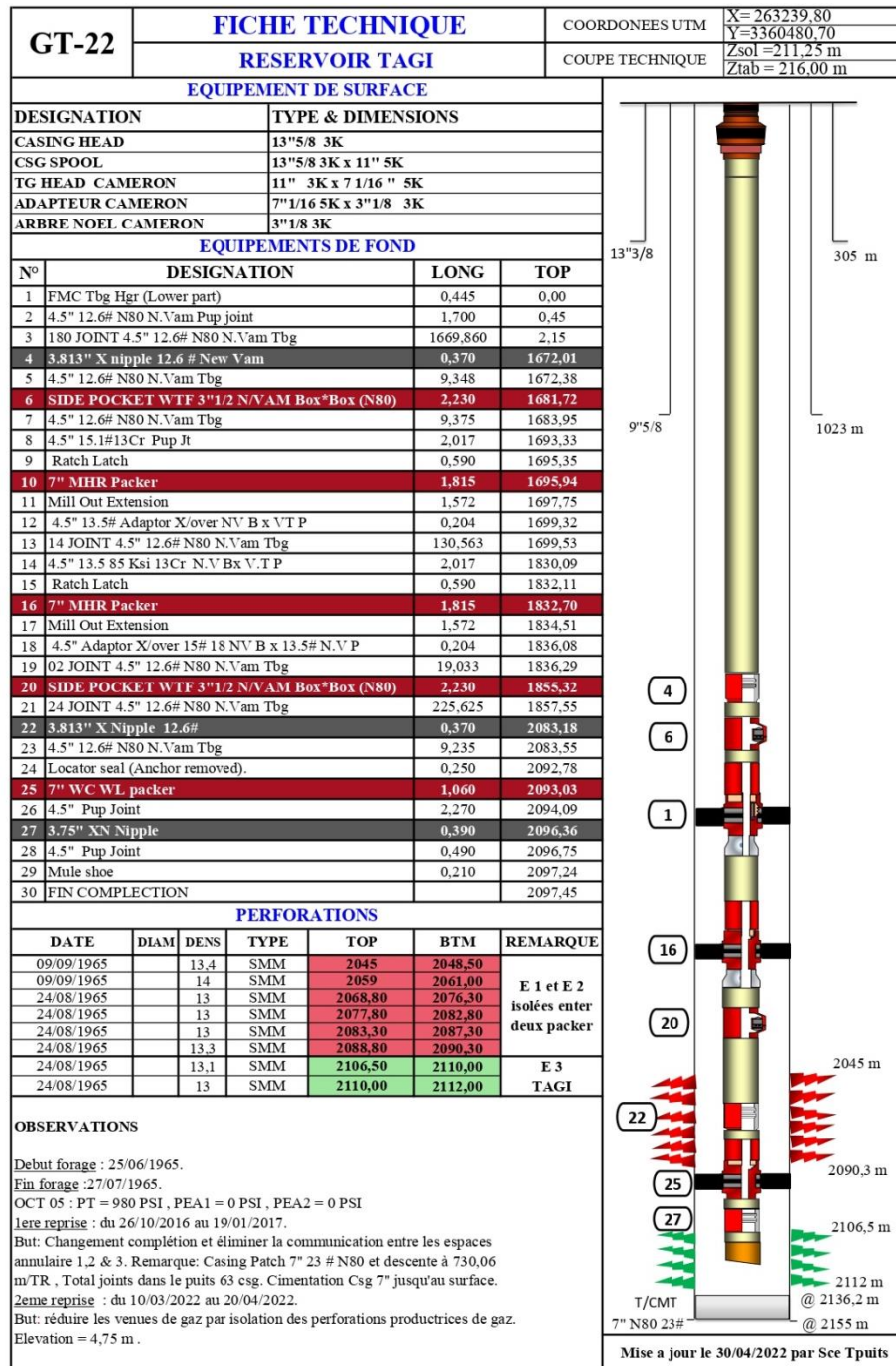


Figure IV. 4: Fiche technique GT-22 après workover [4]

L'efficacité de l'opération sera valider à partir de résultat well test où on remarque que le rapport GOR et diminuer jusqu'à 2 117 donc les zones productrices d'huile seront isoler sur les zones de gaz selon le tableau suivant:

Tableau IV. 2: Données well test GT-22 après le gas shut off [16]

DATE : 14/05/2022		Puits :GT22
Duse	/64	40
Pr.Tbg	Psig	500
Pr Aval duse	Psig	280
Pr Separation	Psig	140
Bac	R3	
Gaz Total	m3	163 627
Gaz Lift	m3/j	0
Salinite Brut	mg/l	
Salinite Eau	gr/l	
BSW Echantillon	%	
Injection d'eau BSB	m3/j	
Duree du test	hrs	20
Debit d'huile	m3/j	77.2
Debit de gaz Gisement	m3/j	163 627
Debit d'eau Gisement	m3/j	0.6
GOR Gisement	m3/m3	2 117
BSW	%	0.77

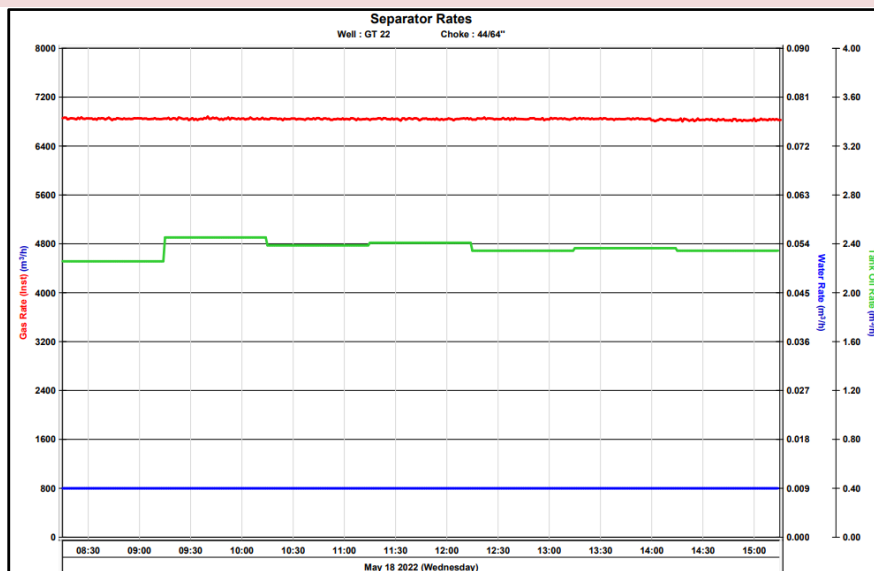


Figure IV. 5: Résultats well test après le gas shut off GT-22. [16]

IV-3.3. L'amélioration de la production par le gas shut off dans le puits GT-22

Le graphe suivant représente la production annuelle avants et après l'application de gas shut off où on remarque qu'il y a une augmentation de la production phase huile suivi par un shut de production de gaz donc l'opération est réussie au niveau de ce puits (GT-22).

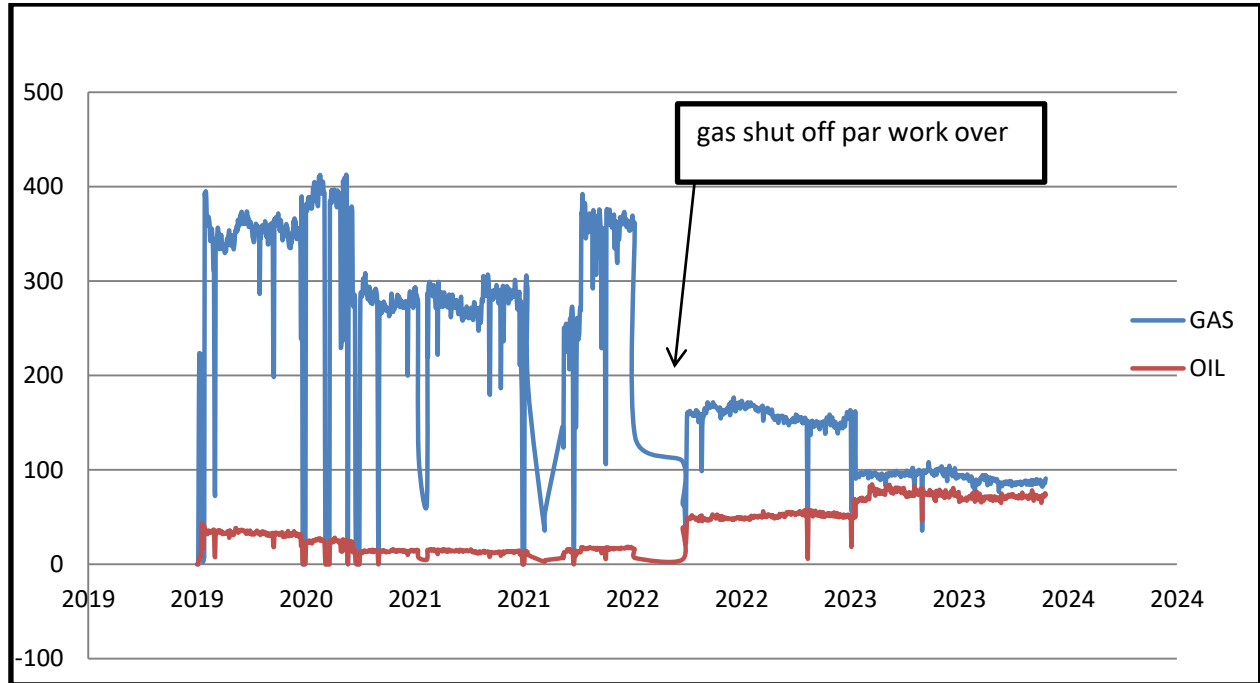


Figure IV. 6: La production annuelle de puits GT-22. [16]

IV-4. Gt-30

Fore en 29/10/1965 aux 08/12/1965 par Appareil COSIFOR – NATIONAL 80 B dans le cadre du développement du réservoir TAGI sur le flanc sud-ouest de la structure de Gassi Touil.

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

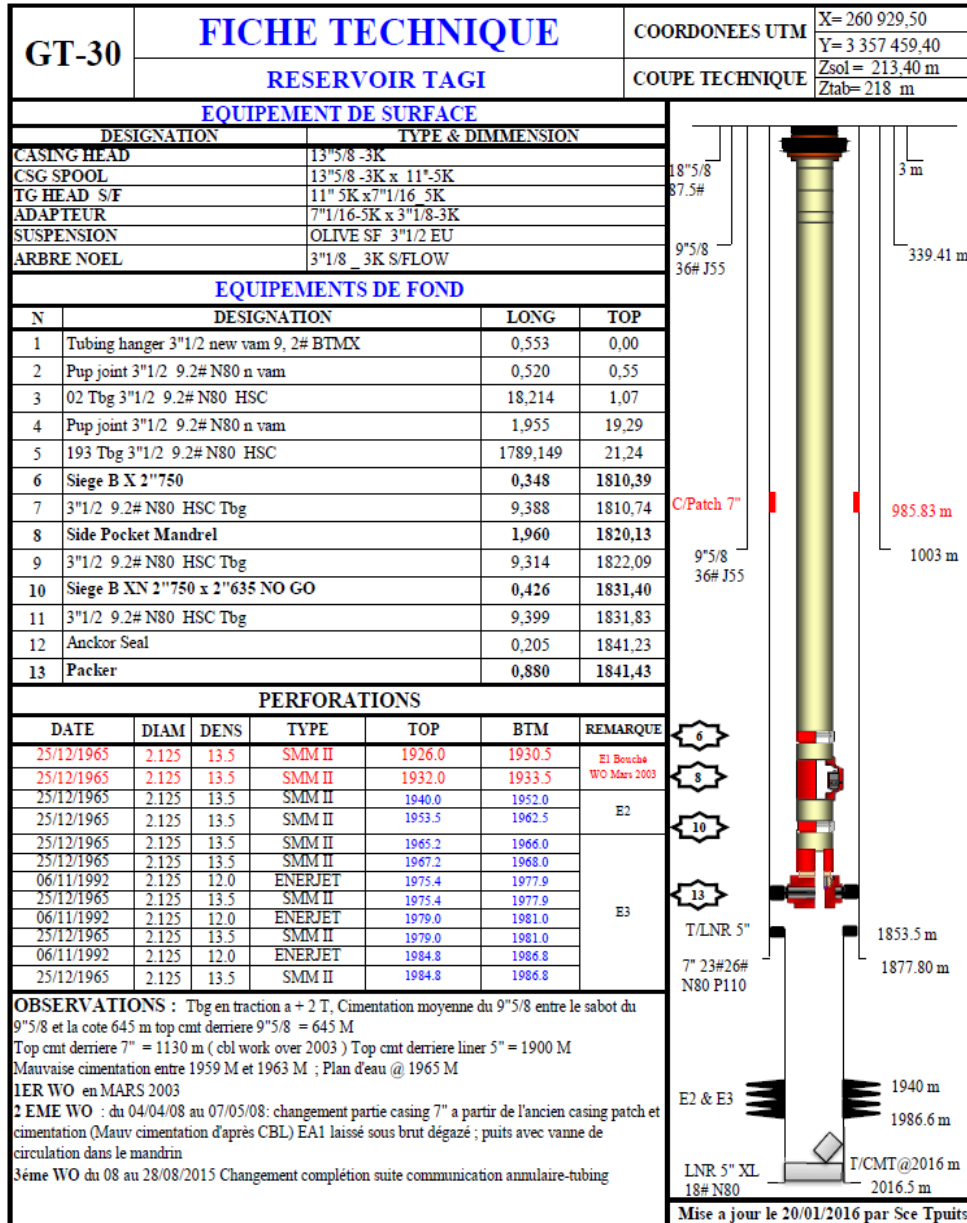


Figure IV. 7: Fiche technique GT-30 avant le workover. [4]

IV-4.1. Analyse des données PLT

La réduction de la production d'huile dans ce puits et l'augmentation de rapport GOR (20903) exige la surveillance avec PLT pour déterminer les zones productrice de gaz, et donner les résultats suivant :

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

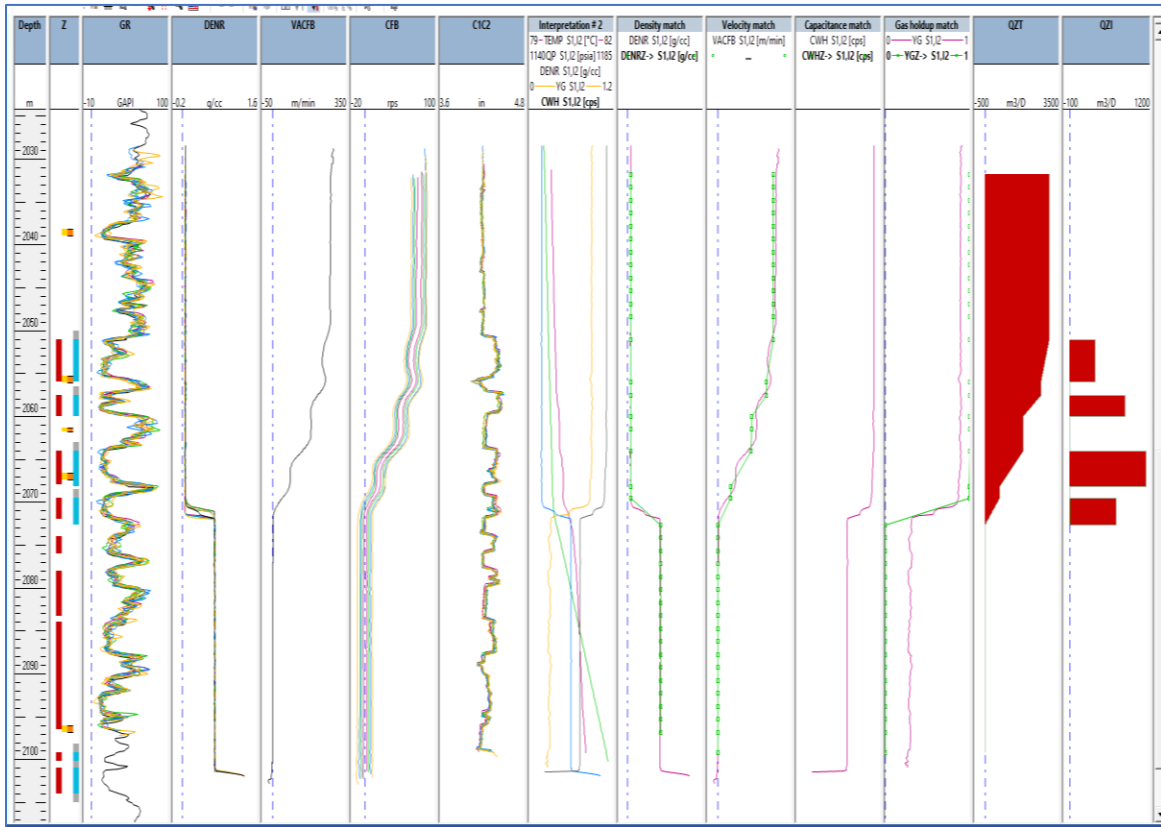


Figure IV. 8: Les résultats de l'opération PLT GT-30. [1]

Tableau IV. 3: Les données de GT-30 transformé en Excel. [1]

Inflow Zones	Top perf	Bottom Perf	Calculated Gas Rate (Sm3/j)	Calculated Oil Rate (Sm3/j)
Inflow Zone 3	1 926,0	1 930,5	52 782	0
	1 932,0	1 933,5		
Inflow Zone 2	1 940,0	1 952,0	114 003	0
Inflow Zone 1	1 953,5	1 962,5	75 026	45
No flow is Observed	1 965,2	1 966,0	-	-
	1 967,2	1 968,0		
	1 975,4	1 977,9		
	1 979,0	1 981,0		
	1 984,8	1 986,8		
Total			241 810	45

Les diagraphies détaillées pour représenter les formations géologiques traversées un puits pétroliers

L'interprétation quantitative du PLT montre la contribution des séries comme suit:

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

- Les logs de pression (QP) enregistrés au cours de l'opération de PLT sur le puits GT-30, sont quasi-similaires, reflétant la stabilité de ce puits.
- D'après les enregistrements des logs de production, nous constatons l'existence de trois (3) zones de production à différents débits dans le :
 - Deux zones moyenne production de gaz, comprise entre 1953.5 et 1962.5m (zone 1), aussi 1926 et 1936.5 (zone 3), et un débit moyen de 75026 et 52782 Sm³/J successivement.
 - Une zone à fort production de gaz, située entre 1940 et 1952 m (zone 2), avec un 114003 Sm³/J.
 - La zone 1 est productrice d'huile avec un début de 45 Sm³/J, et l'absence d'huile dans les autres zones.

On trouve que l'opération Gas shut off sera nécessaire pour les Zone 2 & 3 De 1926 – 1952 m par l'opération workover et l'ancrage packer à la côte 1953 m.

IV-4.2. La reprise de puits

Visé à changer la complétion et élimination de la communication de l'espace annulaire, repêchage des poissons du fond de puits et réduire les venues de gaz par l'isolation des perfos productrices de gaz par deux packer dans le période 08/09/2023 à 06/10/2023 par appareille ENAFOR 30. [4]

Journée du 27/09/2023

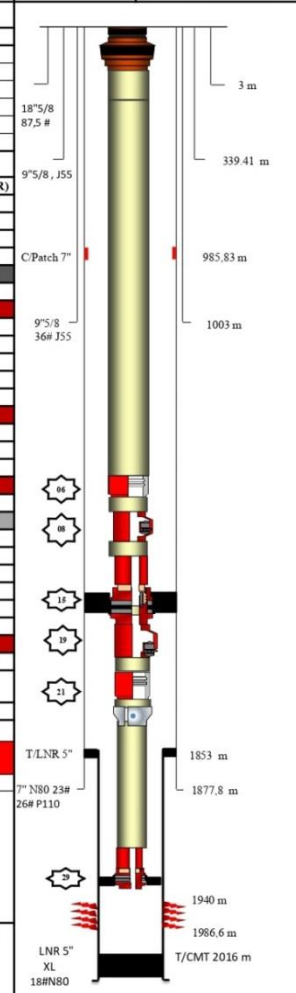
- Suite remontée taper Mill 5"3/4 au jour et désassemblage.
- Opération Logging HESP: descente Packer 5" (TEAM OIL TOOLS) et encrage à 1952,5m.
- Descente Anchor Seal 5" (TEAM OIL TOOLS) et topé Packer 5"
- Encrage Anchor Seal, test en 05 T compression + 05T en traction et test l'étanchéité à 400 psi 30min avec charte.
- Désencrage Anchor Seal et remontée DP 3"1/2 à 906 m avec déblocage jts/jts soit 36 lgs..

Journée du 28/09/2023

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

- Suite remontée Anchor Seal avec dégerbage 15 DC 4"3/4 + 10 DP 2"3/8 + 11 DC 3"1/8.
- Rig UP équipement clé automatique NSER.
- Assemblage équipement de fond (Locator Seal 2"3/8, 12 tubing 2"7/8, SIDE POCKET MONDREL, Mill Out 5", Packer hydraulique MHR 7", Ratch latch, SIDE POCKET MONDREL) + 08 tubing 3.5" 9.2# HSC soit 201,221 m
- Operation SL: contrôle tubing + passage au-dessous de Locator Seal . [4]

GT-30		FICHE TECHNIQUE				COORDONNEES UTM	
		RESERVOIR TAGI				COUPE TECHNIQUE	
						X=	260 929,50
						Y=	3 357 459,40
						Z sol=	213,4 m
						Z tab=	218 m
EQUIPEMENT DE SURFACE							
DESIGNATION		TYPE & DIMENSIONS					
CASING HEAD		13"5/8 -3K					
CSG SPOOL		13"5/8 3K x 11"-5K					
TG HEAD Stream Flow		11" - 3K x 7 1/16" - 5K					
ADAPTEUR		7"1/16 5K x 3"1/8 3K					
SUSPENSION		OLIVE SF 3"1/2 EU					
ARBRE NOEL Stream Flow		3"1/8 3K S/FLOW					
EQUIPEMENTS DE FOND							
N°	DESIGNATION	LONG	TOP (m/TH)	TOP (m/TR)			
1	TBG HANGER 7"X 3.500 N-VAM B x B 9.20#75ks	0.460	0.00	5.40			
2	PUP JTS 9.20 HSC N80	1.760	0.46				
3	PUP JTS 9.20 HSC N80	2.907	2.22				
5	188 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Jt	1773,148	5.13				
6	Siège BX 2.750 "	0.348	1778,275	1783,68			
7	01 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Jt	9.531	1778,62				
8	SIDE POCKET WEATHERFORD 3"1/2 N/VAM B*B	2.680	1788,154	1793,55			
9	01 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Jt PINxPIN	9.315	1790,83				
10	Monchon 3"1/2 N,VAM	0.217	1800,15				
11	Red3"1/2 V-top Box x3"1/2 N-vam Pin ID2",952	1.523	1800,37				
12	Red 4"1/2 V-Top PIN x3"1/2 V-top Pin ID 2",955	0.300	1801,89				
14	Ratch latch 4"1/2 Vam TOP	0.590	1802,19				
15	Paker hydraulique MHR 7"	1.810	1802,779	1808,18			
16	MILL OUT EXTENSION 5" LTC M X M	2.070	1804,59				
17	Red3"1/2 N,Vam PIN x 5" LTC Box N80	0.417	1806,66				
16	01 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Tbg Jt	9.534	1807,08				
19	SIDE POCKET WEATHERFORD 3"1/2 N/VAM B*B	2.680	1816,610	1822,01			
20	01 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Tbg Jt PINxPIN	9.350	1819,29				
21	Siège BCN 2"750 x2"635	0.419	1828,640	1834,04			
22	01 TUBING 3.5" 9.2# HSC N80 Tbg Jt	9.532	1829,06				
23	Red 2"7/8 N-vam Pms3"1/2 N,V ID 2",965	0.428	1838,59				
24	(12) 2"7/8 6.40# N-vam N80 Tbg Jt	111,211	1839,02				
26	Red2"7/8 EU Pin x 2"7/8 N-Vam Box (ID=2"7/16)	0.248	1950,23				
27	Red 2"3/8 EU Pin x2"7/8 EU Box (ID=1,900")	0.246	1950,48				
28	Locator seal 2"3/8 EU BOX(ID=1,900")	0.230	1950,72				
29	Packer Electrique 5" (HP:0,42m,LP:0,32m)	0.740	1950,954	1956,35			
30	Fin de completion		1951,69	1957,09			
PERFORATIONS							
DATE	DIAM	DENS	TYPE	TOP	BTM	REMARQUE	
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1929.0	1939.5	Profits réalisés entre 2 packers	
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1932.0	1933.5		
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1940.0	1952.0	E2-TAGI	
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1953.5	1962.5		
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1965.2	1966.0		
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1967.2	1968.0		
06/11/1992	2.125	12.0	ENERJET	1975.4	1977.9	E3-TAGI	
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1975.4	1977.9		
06/11/1992	2.125	12.0	ENERJET	1979.0	1981.0		
06/11/1992	2.125	12.0	ENERJET	1984.8	1986.8		
25/12/1965	2.125	13.5	SMM II	1984.8	1986.8		
OBSERVATIONS : Tbg en traction a + 2 T, Cimentation moyenne du 9"5/8 entre le sabot du 9"5/8 et la cote 645 m top cmt derrière 9"5/8 = 645 M							
Top cmt derrière 7" = 1130 m (cbl work over 2003) Top cmt derrière liner 5" = 1900 M							
Mauvaise cimentation entre 1959 M et 1963 M ; Plan d'eau @ 1965 M							
1ER WO en MARS 2003							
2 EME WO : du 04/04/08 au 07/05/08: changement partie casing 7" a partir de l'ancien casing patch et cimentation (Mauv cimentation d'après CBL) EA1 laissé sous brut dégazé ; puits avec vanne de circulation dans le mandrin							
3eme WO du 08 au 28/08/2015 Changement complétion suite communication annulaire-tubing							
4eme WO du 08/09/23 au 06/10/23 gaz shut-off pour réduire les venues de gaz par l'isolation des perforations productrices de gaz entre deux packers.							



18"5/8 87,5 #

3 m

339,41 m

9"5/8, J55

985,83 m

C/Patch 7"

1003 m

9"5/8 36# J55

04

06

16

09

31

1853 m

T/LNR 5"

7" N80 23# 26# P110

1877,8 m

1940 m

1986,6 m

LNR 5" XL 18#N80

T/CMT 2016 m

Mise a jour le 07/10/2023 par Sce Tpuits & reservoir

Figure IV. 9: Fiche technique GT-30 après workover. [4]

Chapitre IV: L'application de gas shut off dans le champ Gassi Touil.

L'efficacité de l'opération sera validée à partir de résultats well test où on remarque que le rapport GOR et diminuer jusqu'à 2 768 donc les zones productrices d'huile seront isolées sur les zones de gaz selon le tableau suivant:

Tableau IV. 4: Les résultats well test GT-30 après le gas shut off. [16]

Date : 30/01/2024		Puits: GT-30
Duse	/64 40	
Pr.Tbg	Psig	980
Pr Aval duse	Psig	400
Pr Separation	Psig	360
Bac	R3	
Gaz Total	m3 91 543	
Gaz Lift	m3/j	
Salinite Brut	mg/l	
Salinite Eau	gr/l	
BSW Echantillon	%	
Injection d'eau BSB	m3/j	
Duree du test	hrs	20
Debit d'huile	m3/j	33.0
Debit de gaz Gisement	m3/j	91 543
Debit d'eau Gisement	m3/j	0.2
GOR Gisement	m3/m3	2 768
BSW	%	0.60

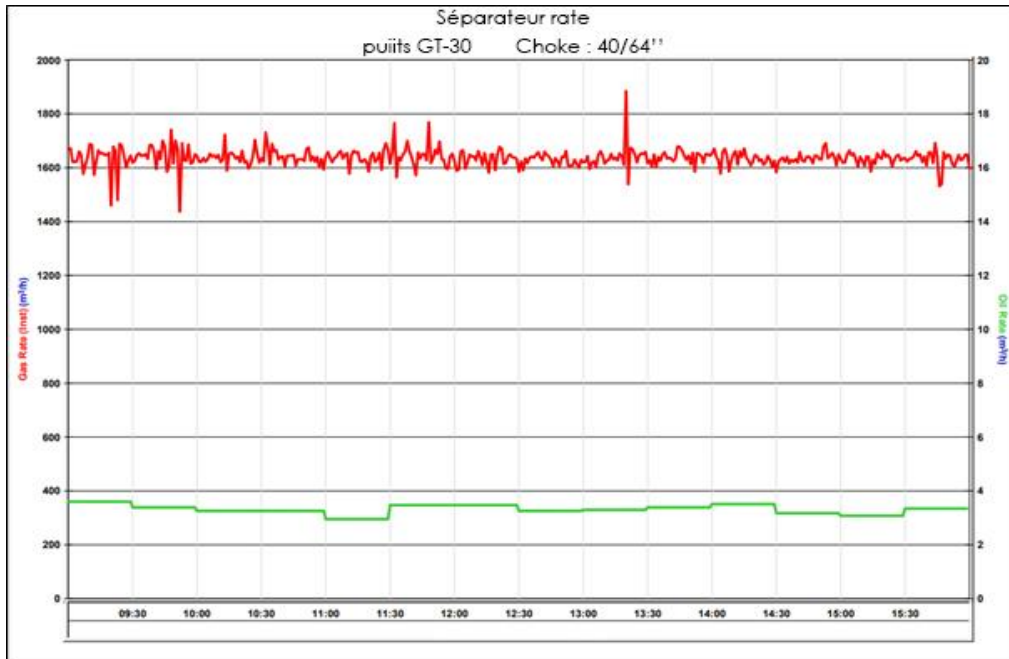


Figure IV. 10: Résultat well test après le gas shut off puits GT-30. [16]

IV-4.3.L'amélioration de la production par gas shut off dans le puits GT-30

Le graphe suivant représente la production annuelle avants et après l'application de gas shut off où on remarque qu'il y a une augmentation de la production phase huile suivi par un shut de production de gaz donc l'opération est réussie au niveau de ce puits (GT-30).

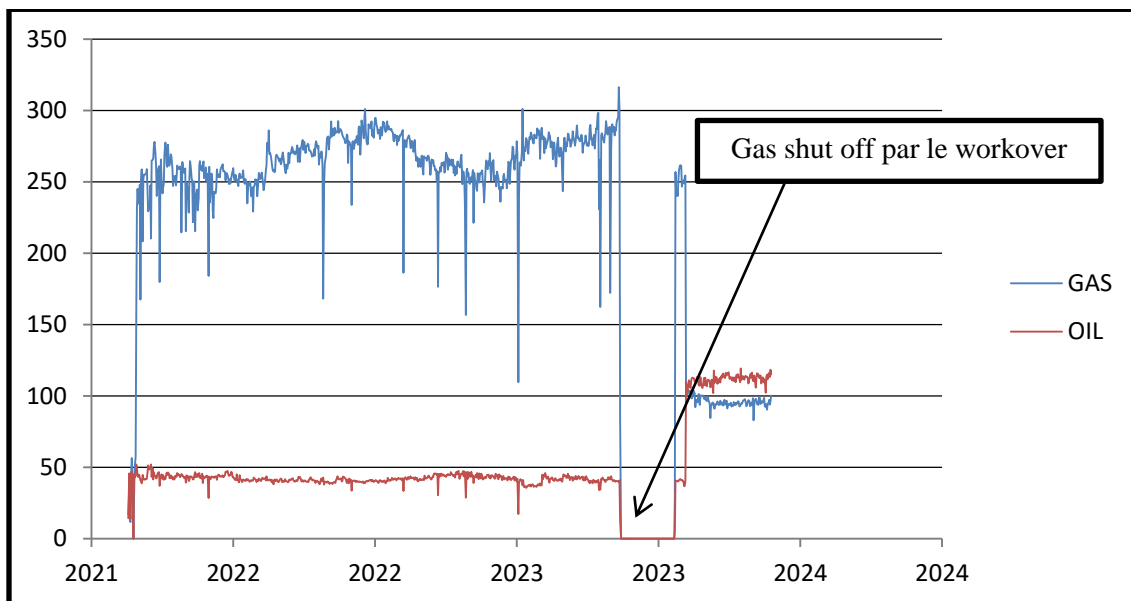


Figure IV. 11: La Production annuelle GT-30. [16]

IV-5. Explication de la solution appliquée dans les deux puits

Principales différences de mise en place de l'équipement de subsurface lorsque l'équipement comprend un packer hydraulique (descendu directement avec le tubing):

Assemblage, descente (et test en cours de descente) de l'équipement

L'assemblage se fait bien entendu au fur et à mesure et dans l'ordre de la descente. On trouvera:

- Une extension sous packer comprenant au moins un sabot de rentrée pour train de travail au câble, un ou plusieurs tubings, un siège (de type "no-go"), un ou plusieurs tubings.
- Le packer.
- De préférence, un tubing (ou un tubing court) et un siège (de type "full bore").
- Un tubing (ou un tubing court) et la vanne de circulation (avec siège intégré).
- Des tubings.

L'ensemble est descendu sans à-coups de façon à ne pas endommager le dispositif de pose du packer (en d'autres termes, ne pas entamer les vis de cisaillement qui maintiennent le packer en position rétractée).

Si, en cours de descente, des tests en pression par l'intérieur sont réalisés, il faut faire en sorte que cette pression ne s'exerce pas au niveau du packer (par exemple test uniquement de la partie au-dessus du packer en venant mettre un "bouchon" de test dans le siège situé au-dessus du packer, ou à défaut dans le siège intégré à la vanne de circulation).

Mise en place du siège pour SCSSV et fin de la descente de l'équipement:

En général, et contrairement à la procédure précédente (packer mis en place préalablement à la descente de l'équipement), il n'est pas nécessaire de faire un ajustement très précis. En effet, on ne se trouve plus confronté à l'existence de deux "points fixes" (le packer et la cote de l'olive dans la tête de suspension du tubing) préexistant à la descente du tubing.

On se contente le plus souvent de se référer uniquement au cumul de la longueur des éléments pour incorporer dans la colonne de production, et aux moments adéquats, le siège spécial pour la SCSSV puis l'olive de suspension du tubing.

Dans ce cas, à partir du moment où le siège spécial pour la SCSSV a été mis en place, on poursuit la descente de tubing en descendant simultanément la ligne de contrôle. [17]

Test partiel de la colonne de production

Une fois l'olive de suspension du tubing et le ou les tubings de manœuvre vissés, on effectue un test "global" de la colonne de production en se limitant toutefois à la portion au-dessus du packer hydraulique ("bouchon" de test dans le siège incorporé à la vanne de circulation par exemple, ou de préférence dans un siège spécifique que l'on a intégré dans la colonne au-dessus du packer lors de la descente du tubing) .

Ancrage du packer hydraulique, pose de l'olive de suspension du tubing et tests

Si cela n'a pas déjà été fait à la phase précédente, l'olive de suspension du tubing est positionnée correctement par rapport à la tête de suspension du tubing, c'est-à-dire:

- Soit posée directement dans celle-ci.
- Soit placée au-dessus d'une longueur adéquate ("slack off") en fonction de la compression que l'on désire sur le packer une fois celui-ci ancré et l'olive posée.

On procède alors à l'ancrage du packer. Pour cela, un bouchon (ou clapet étanche du haut vers le bas) est mis en place dans le siège sous le packer (d'autres dispositifs, tels une bille qui vient se poser dans un siège éjectable ou effaçable, peuvent être aussi utilisés pour cela). Puis le tubing est monté en pression par paliers jusqu'à cisaillement des vis de pose du packer et ancrage de celui-ci.

La pression de cisaillement et d'ancrage dépend des modèles et de la profondeur mais en général, elle est de l'ordre de 100 Bar. La pression est maintenue un certain temps puis purgée de façon progressive.

Avant de purger la pression, on peut continuer à monter la pression jusqu'à la pression retenue pour le test du tubing et donc tester enfin en pression la colonne de production dans son intégralité. [17]

Test partiel de la colonne de production

Une fois l'olive de suspension du tubing et le ou les tubings de manœuvre vissés, on effectue un test "global" de la colonne de production en se limitant toutefois à la portion au-dessus du packer hydraulique ("bouchon" de test dans le siège incorporé à la vanne de circulation par exemple, ou de préférence dans un siège spécifique que l'on a intégré dans la colonne au-dessus du packer lors de la descente du tubing) . [17]

Mise en place de l'arbre de Noël et mise en service du puits

Les principales phases sont dans l'ordre

- Le remplacement du BOP par l'arbre de Noël,
- Le test de la tête de production,
- Le changement des fluides dans le puits (mise en place du fluide d'annulaire et du fluide de dégorgement),
- Le dégorgement du puits.
- La mise en place de la vanne "définitive" de sécurité de subsurface pilotée depuis la surface et son test.

A partir de se mentionne au-dessus on peut dire qu'il fait une isolation des zones productrices de gaz à l'aide de deux packer entre eux en équipé une side Pocket mandral comme montre la figure suivant, le rôle de ce dernier est l'auto gaz lift dans le future en cas de nécessité.

[17]

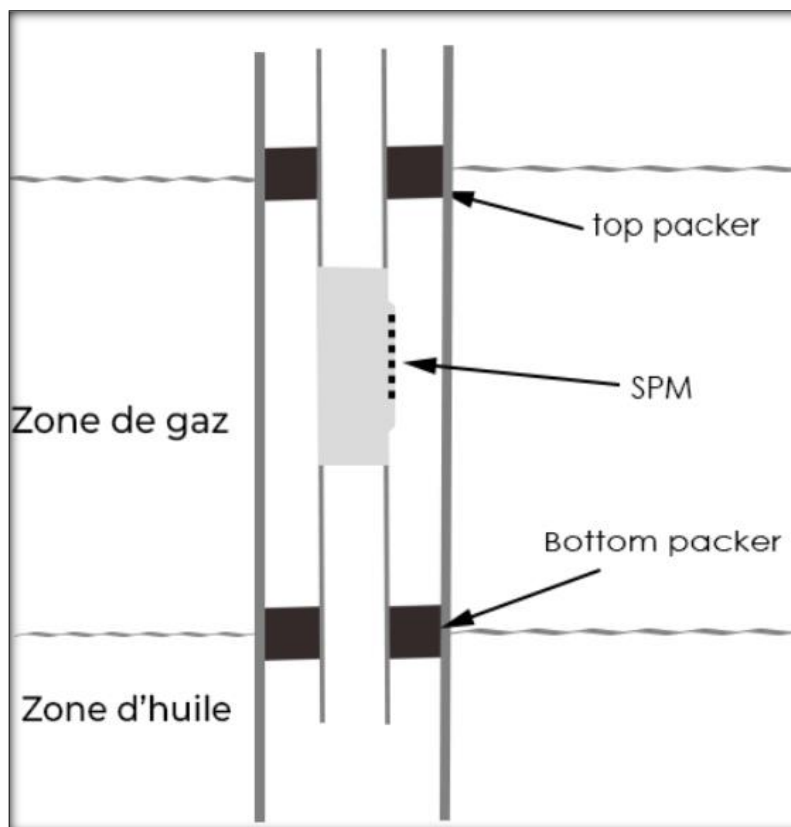


Figure IV. 12: Schéma explicatif à la solution appliquée.

IV.6 Conclusion

D'après ce que précède, on conclure que l'installation deux packer et side Pocket mandral dans les puits GT-22 et GT-30 permet de réduire le GOR 20 903m³/m³ et 5064 m³/m³ successivement avant l'application de la solution jusqu'à **2 117** m³/m³ et **2 768** m³/m³ avec une augmentation de débit d'huile dans les deux puits donc le gas shut off est reçu dans les deux cas et la production amélioré.

Conclusion et recommandations

Conclusion général

Notre étude sur l'application du "gas shut off" dans les puits de pétrole de Gassi Touil démontre l'efficacité de cette technique pour maximiser la production d'hydrocarbures, réduire les risques opérationnels et prolonger la durée de vie des puits. Nos résultats ont mis en évidence plusieurs points clés :

Tout d'abord, le rapport GOR est bien déterminée par l'intervention a well test, puis nous avons constaté que l'isolation des zones productrices de gaz dans les puits de pétrole à l'aide de la technique de (PLT) permet de déterminer les zones qui produisent un débit élevé de gaz, et de déterminer la profondeur où on doit positionner les packer d'isolation sur les puits (GT-22 et GT30), localisé dans le champ de Gassi Touil. Dans cette étude on applique les méthodes de gas shut off sur des puits ayant des GOR très élevés, aussi on a réalisé des PLT pour ces puits afin d'avoir la contribution de chaque couche et éviter les zones productrices de gaz, cette technique a permis d'optimiser les débits de production et d'augmenter les revenus générés par le champ de Gassi Touil.

Deuxièmement, notre étude a révélé que le "gas shut off" contribue à réduire les risques opérationnels associés à la production de gaz dans les puits de pétrole. En isolant les zones de production de gaz, cette technique permet de minimiser les problèmes de corrosion, d'encrassement et de sécurité liés à la manipulation du gaz sur le site.

Enfin, nous avons constaté que le "gas shut off" peut jouer un rôle crucial dans la prolongation de la durée de vie des puits de pétrole en réduisant la pression de fond dans le réservoir et en préservant les ressources hydrocarbonées. Cela offre des avantages économiques à long terme en prolongeant la phase de production rentable du champ de Gassi Touil.

Donc, notre étude confirme l'importance du "gas shut off" comme une stratégie efficace pour optimiser la production d'hydrocarbures et assurer la durabilité des opérations pétrolières dans le champ de Gassi Touil. Ces résultats ont des implications significatives pour l'industrie pétrolière, en mettant en évidence l'importance de cette technique dans la gestion efficace des puits de pétrole et la maximisation des revenus des champs pétroliers.

Recommandations

- D'après notre étude nous recommandons l'application des traitements mécanique en raison du succès obtenu dans le champ Gassi Touil.
- Une étude économique précise de rentabilité de chaque puits, pour évaluer et suivi la production, en garantie que le puits toujours produits au-dessous de sa limite économique GOR.
- Faires des autres études pour la possibilité d'application de l'un des autres solutions (mécaniques et chimiques) et l'efficacité dans le champ.
- Les puits horizontaux sont relativement plus sensibles aux percées de gaz et il est difficile d'y faire face. Nous recommandons plutôt d'opter pour des puits verticaux.
- Il est nécessaire d'intervenir avant que la percée du gaz ne se produise par une bonne étude et une enquête nécessaire sur la situation et les paramètres du réservoir à partir duquel nous produisons et des puits injecteurs et producteurs voisins pour éviter tout contact indésirable de drainage

Référence bibliographie

[1] Service geologie la région Gassi Touil.

[2] Nilsen, Jannicke. "DNV GL: Nå kan det lønne seg med flytende til oljeplattformer.

[3] Cours well test Dr Jebbas Fayçal univ kasdi Merbah Ouargla niveau master 1.

[4] Service techniques puits la région Gassi Touil.

[5] F. CHENNOUF, Y. GHETTAS, S. MILOUDI, L'utilisation des diagraphies de production (PLT) pour l'optimisation des cellules d'injection du gaz (HMD), Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.

[6] Sondex Wireline Ltd PL Presentation, August 2010.

[7] The flowmeters presentation HESP, 2012.

[8] Data Bank (sonatrach en champ HMD).

[9] Memoire yakoub said master 2 Optimisation de gas lift des puits à salinité élevée du champ HR sud UNIV Mohammed Bouguerra Boumerdas 2017.

[10] AHMED, TAREK. 2006. Reservoir engineering Handbook. 3rd Burlington. MA, USA: Gulf Professional publishing. Ed

[11] <http://midstateoiltools.com/RepairRemedialPages/TypeLPackerTypeCasingPatch.htm>

[12] Sabrina hemaimi 2016 IAP rapport fin de formation.

[13] Petro physical Evaluation for selected wells of the « Hassi Messaoud field, [13]

Algeria. 2009 Dallas, Texas, USA ».

[14] Mohamed Otmanine, Maximize Horizontal Well Oil recovery with the aid of Intelligent Completion System, Algeria. 2010 MSc thesis. Reservoir Engineering. Robert Gordon University, UK

Références bibliographie.

[15] Absorption - INRS. <https://www.inrs.fr/dms/inrs/CataloguePapier/ED/TI-ED-4262/ed4262.pdf>.

[16] Service mesure Sonatrach DP Gassi Touil rapport well test opération.

[17] Service work over Sonatrach DP Gassi Touil rapport workover.

[18] Expandable liner hunger system beaker oil tools line x expandable liner (youtube).

[19] Replacement inflatable packer PTY LTD www.ripe-packers.com packers@ripe-packers.com.