

N° Série : ...../2021

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 Professional

Présenté Par :

Sadouki Abdelkader , Khalfa Ahmed Essalih , Said Souhaib

-THEME-

**LES TECHNIQUES DEGAS – SHUT OFF  
DANS LE CHAMP HMD**

Soutenue le : / / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Hafsi Fadila	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Arbaoui Mohamed Ali	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Khebbaz Mohamed El-ghali	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

# Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah,  
le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la  
force et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à  
notre encadreur Mr. ARBAOUI MOHAMED ALI

Je remercie également les membres de jury :  
Monsieur KHEBBAZ MOHAMED EL-GHALI et HAFSI  
FADILA, d'avoir accepté de faire partie du jury  
d'évaluation de ce mémoire

Nous remercions chaleureusement tous l'équipe du  
champ HMD pour leurs aides, leurs encouragements  
et leurs conseils précieux, sans oublier de remercier du  
cœur Mr. GACI FAYCEL et Mr. LAKHCHAKCHE  
HAMZA pour leurs aides.

Enfin, grande merci à nos familles respectives et nos  
amis qui nous ont aidés.





# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail*

*Avant tous à mes chers parents*

*Abdelkhalek et Dahem Amel qui étaient toujours  
devant moi.*

*A mes chères sœurs Souhila et Ahlam, mes chères  
frères Ahmed et Abdelkader.*

*A mes chers grands parents.*

*A ma grande famille, mes amis et toutes mes  
reconnaisances.*

*A tous mes collègues d'étude.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à  
mes binômes.*

*Souhaib*



## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail*

*Avant tous à mes chers parents*

*Makhlouf et Allich Nassira qui étaient toujours  
devant moi.*

*A mes chères sœurs Anissa, Sara et Meriem, mon  
chère frère Abdelkrim.*

*A mes chers grands parents.*

*A ma grande famille, mes amis et toutes mes  
reconnaisances.*

*A tous mes collègues d'étude.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à  
mes binômes.*

*Abdelkader*



## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail*

*Avant tous à mes chers parents*

*Ahmed et Khalfa nadjat qui étaient toujours devant  
moi.*

*A ma chère sœur Ikram , mes chères frères*

*Houssam , Aymen et Akram.*

*Et A mes chers grands parents.*

*A ma grande famille, mes amis et toutes mes  
reconnaisances.*

*A tous mes collègues d'étude.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à  
mes binômes.*

*Ahmed Essalih*

# Résumé

La stimulation du réservoir par l'injection du gaz dans le champ de Hassi Messaoud à contribuer efficacement dans l'amélioration de la production des puits, mais dans la zone d'étude, après une certaine augmentation du débit de production d'huile due à l'injection du gaz, le GOR à augmenter considérablement dans les puits (MD126 et MD114).

Le but de ce mémoire est l'isolation d'une zone d'injection qui a causé le phénomène de percé de gaz dans les puits producteur, ce travail est étude les deux puits MD126 et MD114 ou on détermine la zone critique dans le deux puits (la zone gazière) à partir des données de (PLT) pour réaliser une méthode de **gas shut-off** (casing patch et side track) adéquates.

**Mots clés :** Gaz shutoff, PLT, GOR, percé de gaz .

## Abstract.

The stimulation of the reservoir by gas injection in the Hassi Messaoud field has contributed effectively in improving the production of the wells, but in the study area, after a certain increase in the rate of oil production due to gas injection, the GOR has increased considerably in the wells (MD126 and MD114).

The aim of our thesis is the isolation of an injection zone that caused the phenomenon of gas breakthrough in the producing wells, this work is studied the two wells MD126 and MD114 where we determine the critical zone in the two wells (the gas zone) from the data of (PLT) to achieve method of gas shut-off (casing patch and side track) adequate.

**Key words:** Gas shutoff PLT, GOR, gas breakthrough .

## ملخص.

تحفيز الخزان عن طريق حقن الغاز في حقل حاسي مسعود للمساهمة بشكل فعال في تحسين إنتاج الآبار، ولكن في منطقة الدراسة، بعد زيادة معينة في معدل إنتاج النفط بسبب حقن الغاز، يزداد معدل الإنتاج بشكل كبير في الآبار (MD126 و MD114).

الهدف من رسالتنا هو عزل منطقة الحقن التي تسبب ظاهرة اختراق الغاز في الآبار المنتجة، ودرس هذا العمل على البئرين MD126 و MD114 حيث نحدد المنطقة الحرجة في البئرين (منطقة الغاز) باستخدام البيانات من (PLT) لتنفيذ طريقة إيقاف الغاز (رقعة الغلاف والمسار الجانبي).

**الكلمات المفتاحية :** PLT و GOR، percé de gaz، Gas shutoff.

# Table des matières

Remercîment.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Liste des figures.....	VI
Liste des tableaux.....	XI
Liste des abréviations.....	XII
Notions et symboles.....	XIII
Introduction générale.....	1

---

## Chapitre I : GÉNÉRALITÉ SUR LA RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES

---

I.1 Introduction.....	3
I.2 Différentes méthodes de la récupération assistée.....	3
I.2.1 La récupération secondaire.....	3
I.2.2 La récupération tertiaire.....	3
I.3 Récupération secondaire.....	4
I.3.1 Injection d'eau (water flooding).....	5
I.3.2 Injection du gaz.....	5
I.4 Statistiques des puits injecteur eau et gas dans le champ HMD.....	6
I.4.1 Puits injecteur de gaz.....	6
I.4.2 Puits injecteur d'eau.....	7
I.5 Conclusion.....	7

---

## Chapitre II : APERCU GÉNÉRALE SUR LE PHÉNOMÈNE DE PERCÉE DE GAZ

---

II.1 Introduction.....	9
II.2 Aperçu général sur le phénomène de percée de gaz et ses impacts sur le potentiel des puits....	9

II.2.1	Statistiques des puits en percée de gaz dans le champ HMD.....	10
II.2.2	Les solutions utilisées.....	10
II.2.2.1	Pour les puits injecteur.....	10
II.2.2.2	Pour les puits producteurs.....	10
II.3	Les techniques appliquées pour blocage les percées du gaz au champ de HMD.....	12
II.3.2	Side Track.....	12
II.3.2.1	Définition L'opérations Side Track .....	12
II.3.2.2	Déroulement de l'opérations SIDE Track pour Gas-shut off .....	13
II.3.2	Casing patch.....	13
II.3.2.1	définition de casing patch .....	13
II.3.2.2	Déroulement de l'opérations casing patch pour Gas-shut off.....	14
II.4	La technique utilisé pour déterminer les zones en percé de gaz au champ du HMD (PLT).....	14
II.4.1	Définition de PLT.....	14
II.4.2	Les outils constituant la sonde PLT.....	15
II.4.2.1	Le débitmètre contenu (spinner) .....	15
II.4.2.2	Le manomètre.....	15
II.4.2.3	Le thermomètre .....	15
II.4.2.4	Le densimètre.....	15
II.4.2.5	Le gamma ray.....	15
II.4.3	Le déroulement de l'opération PLT.....	16
II.4.4	Principe de mesure du débitmètre contenu (spinner).....	16

---

**Chapitre III : LES ETAPES DE MODELISATION PAR PIPE SIM**

---

III.1	Introduction.....	18
III.2	Logiciel PIPE Sim.....	18
III.2.1	Définition.....	18



<b>III.2.2 Le principe de logiciel PIPE Sim .....</b>	<b>19</b>
<b>III.2.2.1 Définition de l'analyse nodale.....</b>	<b>19</b>
<b>III.2.2.2 Rappel théorique sur l'analyse nodale.....</b>	<b>19</b>
<b>III.2.2.3 Performance de Puits.....</b>	<b>20</b>
<b>III.2.2.4 Les différentes positions du nœud.....</b>	<b>21</b>
<b>III.3 Etude de puits MD26.....</b>	<b>24</b>
<b>III.4 Historique de puits MD26.....</b>	<b>25</b>
<b>III.5 Les données de puits MD26.....</b>	<b>28</b>
<b>III.6 Modélisation le MD26 par logiciel PIPE Sim.....</b>	<b>29</b>
<b>III.7 Utilisation de modèle pour le diagnostic de GOR.....</b>	<b>35</b>
<b>III.8 Conclusion.....</b>	<b>37</b>

---

**Chapitre IV : ETUDE DE CAS (MD126-MD114)**

---

<b>IV.1 Introduction.....</b>	<b>39</b>
<b>IV.2 Etude de puits MD126 .....</b>	<b>39</b>
<b>IV.2.1 Historique de puits MD126 .....</b>	<b>40</b>
<b>IV.2.2 Le PLT de puits MD126 .....</b>	<b>43</b>
<b>IV.2.3 Programme de Work-Over pour SIDE Track (Gas-shut off) de puits MD126.....</b>	<b>45</b>
<b>IV.2.4 Les résultats de SIDE Track du puits MD126.....</b>	<b>47</b>
<b>IV.2.5 Le Coût économique de sid track .....</b>	<b>47</b>
<b>IV.2.6 Conclusion .....</b>	<b>47</b>
<b>IV.3 Etude de puits MD114 .....</b>	<b>48</b>
<b>IV.3.1 Historique de puits MD114.....</b>	<b>49</b>
<b>IV.3.2 Le PLT de puits MD114 .....</b>	<b>52</b>
<b>IV.3.3 Programme de Wire line pour la descente Casing patch (Gas-shut off) de puits MD114..</b>	<b>53</b>

**IV.3.4 Les résultats de Casing patch du puits MD114 .....55**

**IV.3.5 Le Coût économique de Casing patch.....55**

**IV.3.6 Conclusion.....55**

**IV.4 Etude Comparative.....56**

**Conclusion Général.....57**

**Références bibliographiques.....58**

**Annexes**

# Liste des figures

<b>Figure I.1</b>	Stages De Développement d'un Champ Pétrolier.....	4
<b>Figure I.2</b>	injection d'eau.....	5
<b>Figure I.3</b>	injection du gaz .....	6
<b>Figure I.5</b>	Les puits injecteurs des gaz (fermée) dans champs HMD .....	6
<b>Figure I.7</b>	Les puits injecteurs de gaz (fermé) dans champs HMD .....	7
<b>Figure II.1</b>	Phénomène de percée dans un puits producteur .....	9
<b>Figure II.2</b>	Exemples d'une complétion avec un LC P et LPP .....	11
<b>Figure II.3</b>	Schéma représentative de SIDE Track.....	12
<b>Figure II.4</b>	Schéma représentative de casing patch.....	13
<b>Figure II.5</b>	Schémas représentatif des applications de PLT.....	14
<b>Figure II.6</b>	Combinaison de la sonde PLT .....	15
<b>Figure II.7</b>	Le débitmètre continu .....	16
<b>Figure III.1</b>	Schéma représentatif un modèle d'un de puits .....	18
<b>Figure III.2</b>	Les pertes de charge au cours de Production .....	20
<b>Figure III.3</b>	Les différentes positions possibles des nœuds.....	21
<b>Figure III.4</b>	Point de fonctionnement .....	23
<b>Figure III.5</b>	Positionnement du puits MD26 .....	24
<b>Figure III.6</b>	Fiche de complétion du puits MD26.....	25
<b>Figure III.7</b>	Fiche de diagrapie du puits MD26.....	26

<b>Figure III.8</b>	Graphe de l'historique de la production d'huile et de GOR .....	27
<b>Figure III.9</b>	Schéma représentatif des données PVT .....	29
<b>Figure III.10</b>	Schéma représentatif des données de réservoir .....	30
<b>Figure III.11</b>	Schéma représentatif des données de tubing de production. ....	31
<b>Figure III.12</b>	Schéma représentatif des données de test du puits .....	32
<b>Figure III.13</b>	Schéma représentatif de choix de corrélation .....	33
<b>Figure III.14</b>	Schéma représentatif d'analyse nodale de système .....	34
<b>Figure III.15</b>	Graphe représentatif de point de fonctionnement .....	34
<b>Figure III.16</b>	Schéma représentatif d'analyse nodale pour plusieurs GOR.....	35
<b>Figure III.17</b>	Graphe représentatif des résultats d'analyse nodale pour plusieurs GOR.....	36
<b>Figure IV.1</b>	Positionnement de puits MD126.....	39
<b>Figure IV.2</b>	Fiche de complétion du puits MD126 (avant SIDE Track) .....	40
<b>Figure IV.3</b>	Fiche de diaggraphie du puits MD126.....	41
<b>Figure IV.4</b>	Graphe de l'historique de la production d'huile et de GOR (avant SIDE Track) ..	42
<b>Figure IV.5</b>	Profil de production du puits MD126 .....	43
<b>Figure IV.6</b>	Fiche de complétion du puits MD126 (après SIDE Track) .....	45
<b>Figure IV.7</b>	Fiche de diaggraphie du puits MD126 avec des perforations SIDE Track.....	46
<b>Figure IV.8</b>	Graphe de l'historique de la production d'huile et le GOR (après SIDE Track) ..	47
<b>Figure IV.9</b>	Positionnement de puits MD114.....	48
<b>Figure IV.10</b>	Fiche de complétion du puits MD114 (avant Casing patch).....	48
<b>Figure IV.11</b>	Fiche de diaggraphie du puits MD114 (avant Casing patch).....	50
<b>Figure IV.12</b>	Graphe de l'historique de la production d'huile et le GOR (avant Casing patch)..	51
<b>Figure IV.13</b>	Profil de production du puits MD114 .....	52

<b>Figure IV.14</b>	Fiche de complétion du puits MD114 (après Casing patch).....	53
<b>Figure IV.15</b>	Fiche de diagraphie du puits MD114 (après Casing patch).....	54
<b>Figure IV.16</b>	Graphe de l'historique de la production d'huile et le GOR (après Casing patch) .	55

# Liste des tableaux

**Tableau IV.1** récapitulatif des résultats de PLT.....44

## Liste des abréviations

<b>WAG :</b>	L'injection alterné eau-gaz
<b>GOR :</b>	Gaz oil ration
<b>LPP :</b>	LinerPre-Perforated
<b>LCP :</b>	Liner Cemented Perforated
<b>PLT :</b>	production logging tool
<b>PVT :</b>	pression volume température
<b>HMD :</b>	Champ de Hassi Messaoud
<b>DST :</b>	Drill stem test
<b>IPR :</b>	Inflow-Performance-Relationship
<b>API :</b>	American Petroleum Institute.
<b>TPC :</b>	Tubing performance curve
<b>IPR :</b>	Inflow performance relationship
<b><math>\Delta P1</math></b>	Perte dans le milieu poreux (au niveau du réservoir).
<b><math>\Delta P2</math></b>	Perte le long de complétion.
<b><math>\Delta P3</math></b>	Perte le long des restrictions.
<b><math>\Delta P4</math></b>	Perte le long des vannes de sécurité.
<b><math>\Delta P5</math></b>	Perte dans la duse de surface.
<b><math>\Delta P6</math></b>	Perte dans les conduites de surface.
<b><math>\Delta P7</math></b>	Perte totale dans le tubing de la production.
<b><math>\Delta P8</math></b>	Perte totale dans les collectes.

## Notions et symboles

**Q :** C'est le débit en ( m<sup>3</sup>/jour)

**V :** C'est la vitesse de l'hélice en (m/s).

**S :** C'est la section du tubage en pouce.

**Q<sub>o</sub> :** Débit d'huile en ( m<sup>3</sup>/jour)

**I<sub>p</sub> :** L'indice de productivité

**P<sub>g</sub> :** Pression du gisement (kg/cm<sup>2</sup>)

**P<sub>wf</sub> :** Pression du fond (kg/cm<sup>2</sup>)

**P<sub>t</sub> :** Pression de tête (kg/cm<sup>2</sup>)

**P<sub>p</sub> :** Pression de pipe (kg/cm<sup>2</sup>)

**P<sub>g</sub> :** pression dr gisement (kg/cm<sup>2</sup>)

**P<sub>b</sub> :** pression de bulle (kg/cm<sup>2</sup>)

**d :** Densité d'huile



---

# Introduction Générale

Généralement dans n'importe quel gisement pétrolier la production diminue avec le temps suite à une déplétion naturelle (perte) d'énergie. Dans ce cas, pour maintenir la pression ou la production du champ, on fait appel à une récupération secondaire qui nécessite à injecter du gaz ou de l'eau dans le réservoir.

L'implantation des puits injecteurs de gaz ou de l'eau sera établie suite à une étude très approfondie pour une meilleure gestion du réservoir (maintien efficace).

Vu à la complexité du réservoir du point de vue structure, géologique, hétérogénéité de formation, faille...etc., l'efficacité d'injection ne sera pas satisfaisante et conduit à des problèmes qui affecteront directement le potentiel du puits en termes de la production d'huile.

Les problèmes majeurs sont comme suit :

- L'inefficacité d'injection.
- Les percées de gaz (by-pass l'huile).

L'objectif principale est déterminé les zones en percé du gaz et de résoudre ce problème au niveau du champ de Hassi Messaoud afin de récupérer le maximum d'huile.

Actuellement, le champ de Hassi Messaoud est exploité par la récupération secondaire (l'injection du gaz et d'eau), l'injection du gaz est commencée à partir de l'année 1965 et les premiers problèmes du percé du gaz est enregistré à partir l'année 2001.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres, répartis comme suit :

On commence par une introduction générale.

Dans le premier chapitre nous présentons une généralité sur la récupération des hydrocarbures.

Le deuxième chapitre est consacré à un aperçu général sur le phénomène de percée de gaz et de l'eau et les techniques appliquées pour le blocage des percées du gaz dans le champ de Hassi Messaoud.

Le troisième chapitre ce rapport a la modélisation d'un puits en percé de gaz par PIPE SIM.

Le quatrième chapitre décrit à l'étude de cas (puits MD126 -puits MD114).

L'étude termine par une conclusion générale et quelques recommandations.

---

**Chapitre I**

**GÉNÉRALITÉ SUR LA RÉCUPÉRATION  
DES HYDROCARBURES**

---

## I.1 Introduction :

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire.

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement, Encore faut-il être sûr, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance de mécanismes nature, ce qui n'est pas facile de connaître au début de la production du champ. Aussi faudra-t-il un minimum de production (1 à 2 ans de production par exemple).

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire.

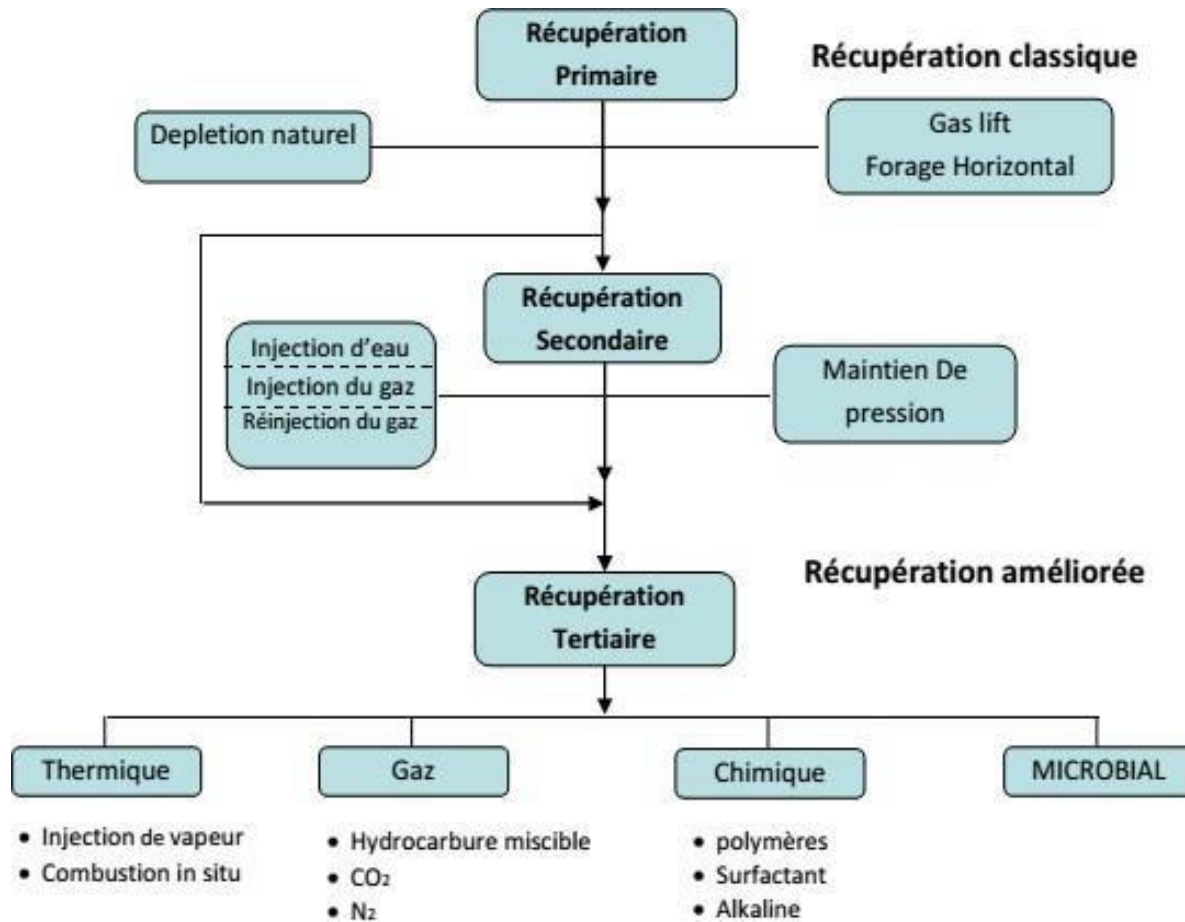
## I.2 Différentes méthodes de la récupération assistée :

### I.2.1 La récupération secondaire :

- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz : Avec un déplacement non miscible.
- L'injection alterné eau-gaz (WAG).

### I.2.2. La récupération tertiaire :

- Méthodes chimique (**polymères, microémulsion**).
- Méthodes thermiques : pour l'huile lourde (**vapeur, combustion in situ**).
- Méthode miscible (**Co<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>**).



**Figure I.1 : Stages De Développement d'un Champ Pétrolier [8].**

**I.3 Récupération secondaire :**

Au cours de la durée de vie du puits, la pression va chuter, et à un moment donné, la pression souterraine sera insuffisante pour forcer la migration du pétrole vers la surface. Les méthodes de récupération secondaire sont alors appliquées. Elles s'appuient sur la fourniture d'énergie externe dans le réservoir en d'injectant des fluides pour augmenter la pression du réservoir. Les techniques de récupération secondaire augmentent la pression du réservoir par injection d'eau, la réinjection de gaz naturel et d'extraction par injection de gaz, qui injecte de l'air, du dioxyde de carbone ou un autre gaz dans le fond d'un puits actif, ce qui réduit la densité globale de fluide dans le puits de forage. Le taux typique de récupération provenant de l'exploitation via l'injection d'eau est d'environ 30%, en fonction des propriétés du pétrole et des caractéristiques de la roche mère. En moyenne, le taux de récupération après les opérations de récupération du pétrole primaires et secondaires se situe entre 35% et 45%, Le processus d'injection nécessite de l'énergie, mais l'installation de turbines à gaz sur les plates-formes au large nécessite l'arrêt du processus d'extraction, et donc de perdre des revenus précieux. [7]

### I.3.1 Injection d'eau (water flooding) :

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, il reste le plus employée elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

- Maintenir la pression de gisement, si l'expansion de l'aquifère (ou du gaz cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée pendant la production. [6]

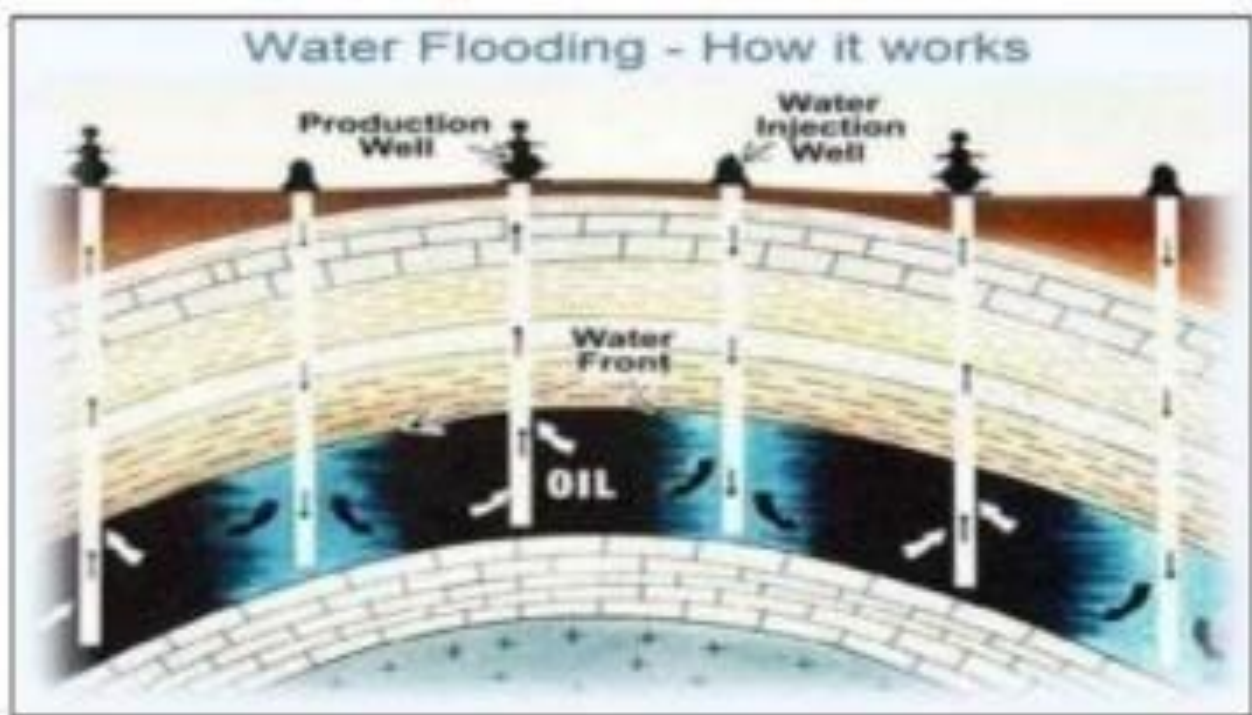


Figure I.2 : Injection d'eau [6].

### I.3.2 Injection du gaz :

Cette méthode peut parfois être envisagée concurremment à l'injection d'eau quand il y a, à proximité du gisement, une source du gaz. Le drainage par le gaz est moins efficace que celui par l'eau ; en effet, le gaz ne mouille pas la roche et se déplace simultanément à l'huile dès que sa saturation devient de l'ordre de 5% à 10 %. Cependant, les investissements sont moins importants que dans le cas d'une injection d'eau.

En effet, le nombre des puits nécessaires est moindre par suite de la grande facilité de circulation du gaz. Il y a deux types de drainage possibles :

- Injection du gaz dans un gas-cap existant.
- Injection du gaz directement dans l'huile. Le gaz injecté a alors un mouvement radial.

# Chapitre I : GÉNÉRALITÉ SUR LA RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES

En général, le gaz injecté n'est pas miscible avec l'huile. Il y a parfois miscibilité, lorsque l'huile est légère et à haute pression. Dans ce dernier cas l'injection est plus efficace, car l'efficacité au niveau microscopique est nettement améliorée [6].

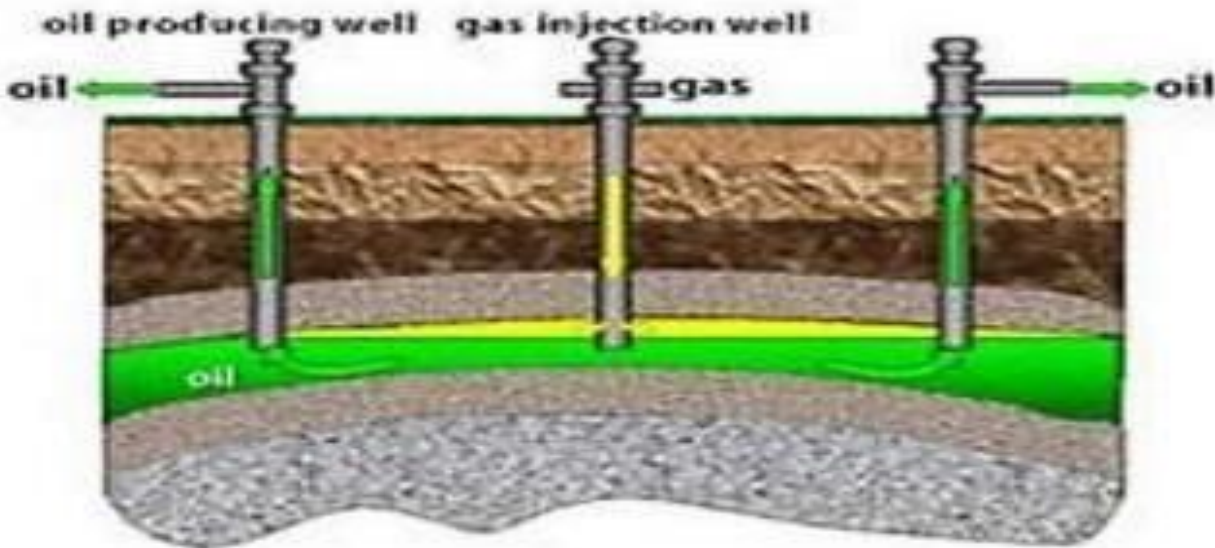


Figure I.3 : Injection du gaz [6].

## I.4 Statistiques des puits injecteur eau et gaz dans le champ HMD :

### I.4.1 Puits injecteur de gaz :

- Nombre total = 142 puits.
- Nombre PIG Ouvert = 97 puits.
- Nombre PIG fermé = 45 puits

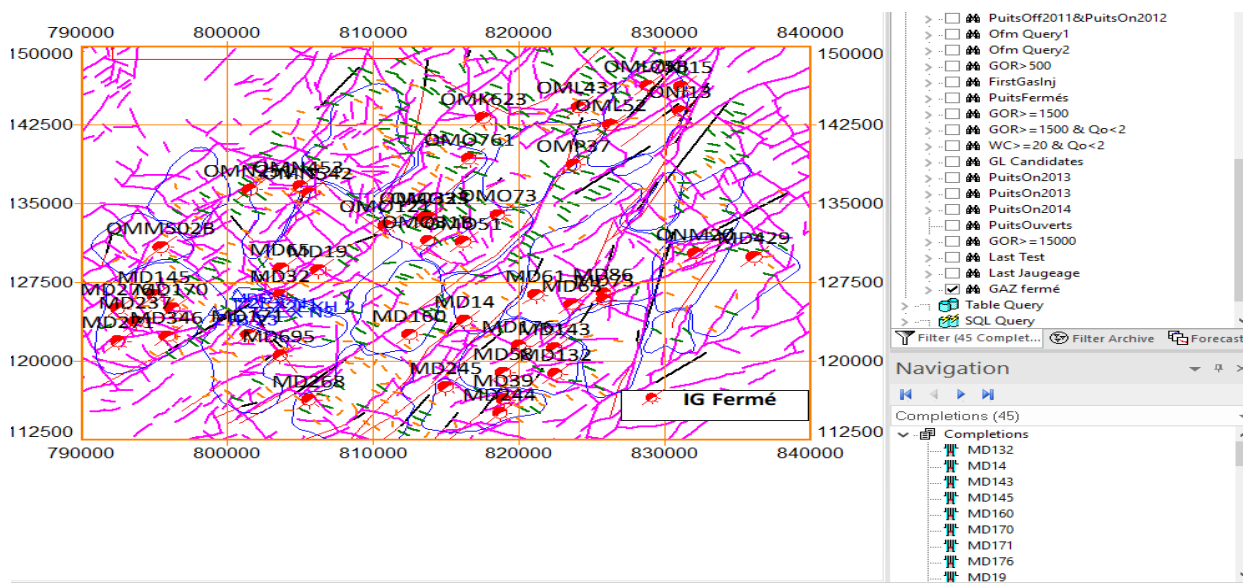


Figure I.5 : Les puits injecteurs des gaz (fermée) dans le champ HMD [2].

## I.4.2 Puits injecteur d'eau :

- Nombre total = 76 puits.
- Nombre PIG Ouvert = 50 puits.
- Nombre PIE fermé = 26 puits

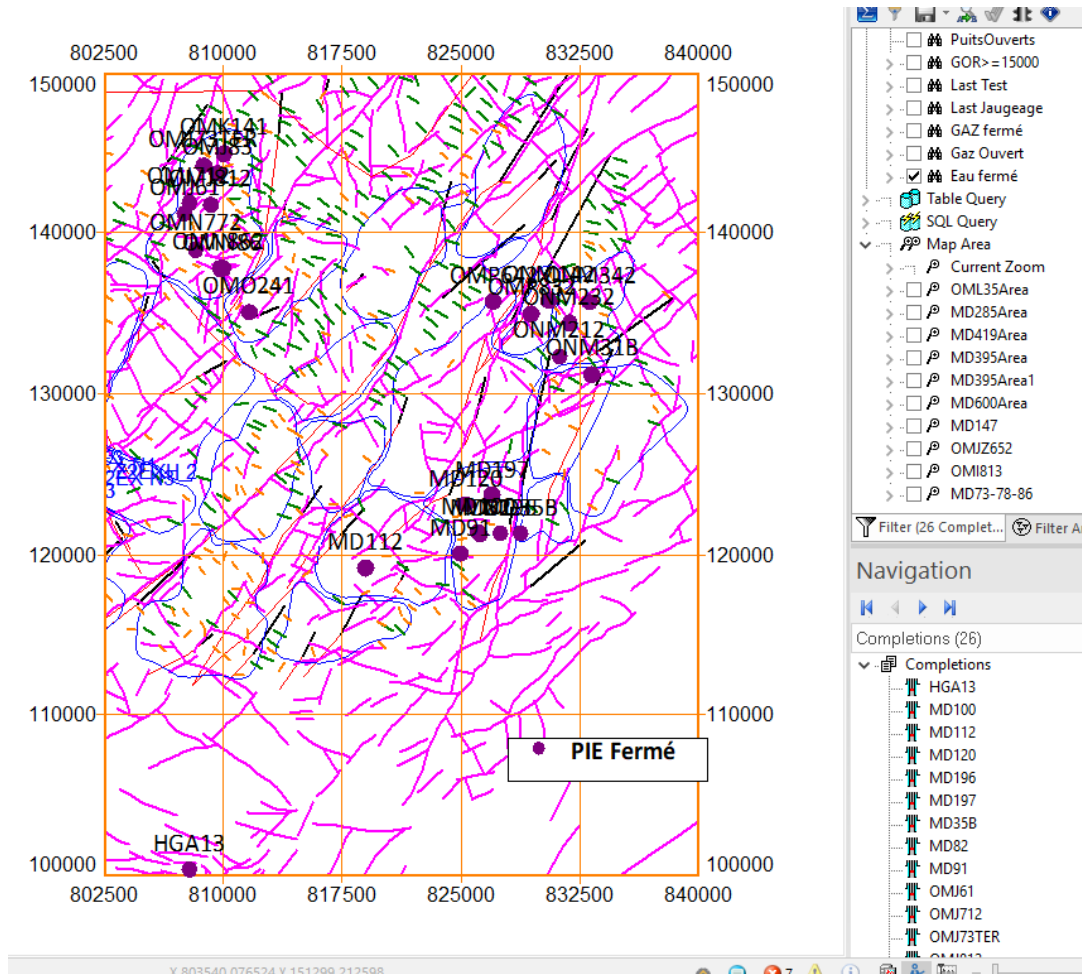


Figure I.7 : Les puits injecteurs de gaz (fermé) dans le champ HMD [2].

## I.5 Conclusion :

La récupération assistée du pétrole consiste en la mise en œuvre de diverses techniques pour augmenter la quantité de pétrole brut qui peut être extraite à partir d'un gisement de pétrole.

Les méthodes de récupération secondaire sont alors appliquées. Elles s'appuient sur la fourniture d'énergie externe dans le réservoir en d'injectant des fluides pour augmenter la pression du réservoir.

Les techniques de récupération secondaire augmentent la pression du réservoir par injection d'eau, la réinjection de gaz naturel et d'extraction par injection de gaz .

---

**Chapitre II**

**APERCU GÉNÉRAL SUR LE  
PHÉNOMÈNE DE PERCÉE DE GAZ**

---



### II.1 Introduction :

Plusieurs problèmes sont rencontrés dans les puits de champ de Hassi Messaoud comme l'endommagement, le problème de percée de gaz et /ou eau....etc.

Le problème de percée de gaz dans le champ HMD est le plus complexe par rapport aux autres problèmes, dans ce chapitre nous essayons de donner une idée sur ce problème, leurs causes et conséquences, et l'examen des solutions actuellement utilisées pour éliminer ces problèmes et leur efficacité.

### II.2 Aperçu général sur le phénomène de percée de gaz et ses impacts sur le potentiel des puits :

Les puits producteurs de pétrole dans le champ de Hassi Messaoud montrent une chute de pression du gisement (période de la fin de la récupération primaire). Sonatrach a appliqué l'injection du gaz et de l'eau, en se basant sur des puits injecteurs dans la phase de récupération secondaire, pour maintenir la pression du gisement et augmenter le taux de production.

Vu à la complexité du réservoir du point de vue structure, géologique, hétérogénéité de formation, ce type de récupération a un effet secondaire sur les puits producteurs qui se traduit par des problèmes majeurs sont comme suit :

- L'inefficacité d'injection (faible support).
- Les percées de gaz (by-pass l'huile).
- Problème de sel et de sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ) dû à la présence d'eau et l'incompatibilité de l'eau injectée avec l'eau de formation.
- Les percées d'eau (alourdir la colonne de production et affecter la production).[9]

La figure ci-dessous illustre le phénomène de la percée de gaz ou de l'eau.

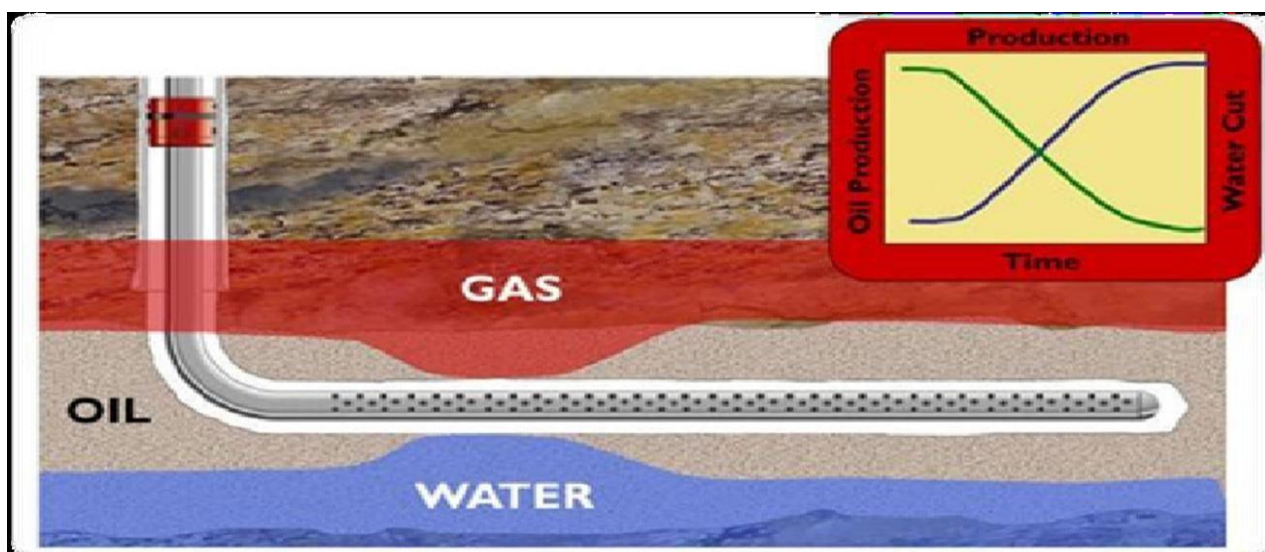


Figure II.1 : Le phénomène de percée dans un puits producteur [1].

### II.2.1 Statistiques des puits en percée de gaz dans le champ HMD :

Les puits qui ont un maintien de pression par injection de gaz présentent généralement de bonnes performances de production, avec le temps un déclin rapide de la production des puits a été observé suite à la venue de gaz.

La pression du réservoir ainsi que l'historique d'injection de gaz , confirme que le gaz produite proviennent des puits injecteurs voisins. [9]

### II.2.2 Les solutions utilisées :

Les principales solutions qui ont été adoptées pour réduire le problème de percée de gaz (Gaz Breakthrough) et d'augmenter la récupération de l'huile sont citées ci-dessous :

#### II.2.2.1 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 influe négativement sur les autres puits en arrêtant l'alimentation.
- L'effet de digitation du gaz limite l'efficacité de balayage en particuliers dans les intervalles moins perméables. [3]

#### II.2.2.2 Pour les puits producteurs :

##### ❖ Gas shut-off (arrêter le gaz) :

On fait dans les puits producteurs afin d'arrêter la venue de gaz à partir des intervalles bien déterminées, en utilisant un bouchon de gel , de polymère ou de ciment, pour arrêter l'arrivée du gaz et augmenter la récupération de l'huile.

##### ❖ Ré-compléter les puits avec un LCP ou avec un Liner mixte :

Ces techniques sont plus couramment utilisées pour résoudre les problèmes des percées dans le champ de HMD. [1]

## Chapitre II : APERCU GÉNÉRAL SUR LE PHÉNOMÈNE DE PERCÉE DE GAZ

La figure suivante montre un exemple réel de ce type de réalisation sur deux puits horizontal et vertical équipés avec un LPP et LCP respectivement. [1]

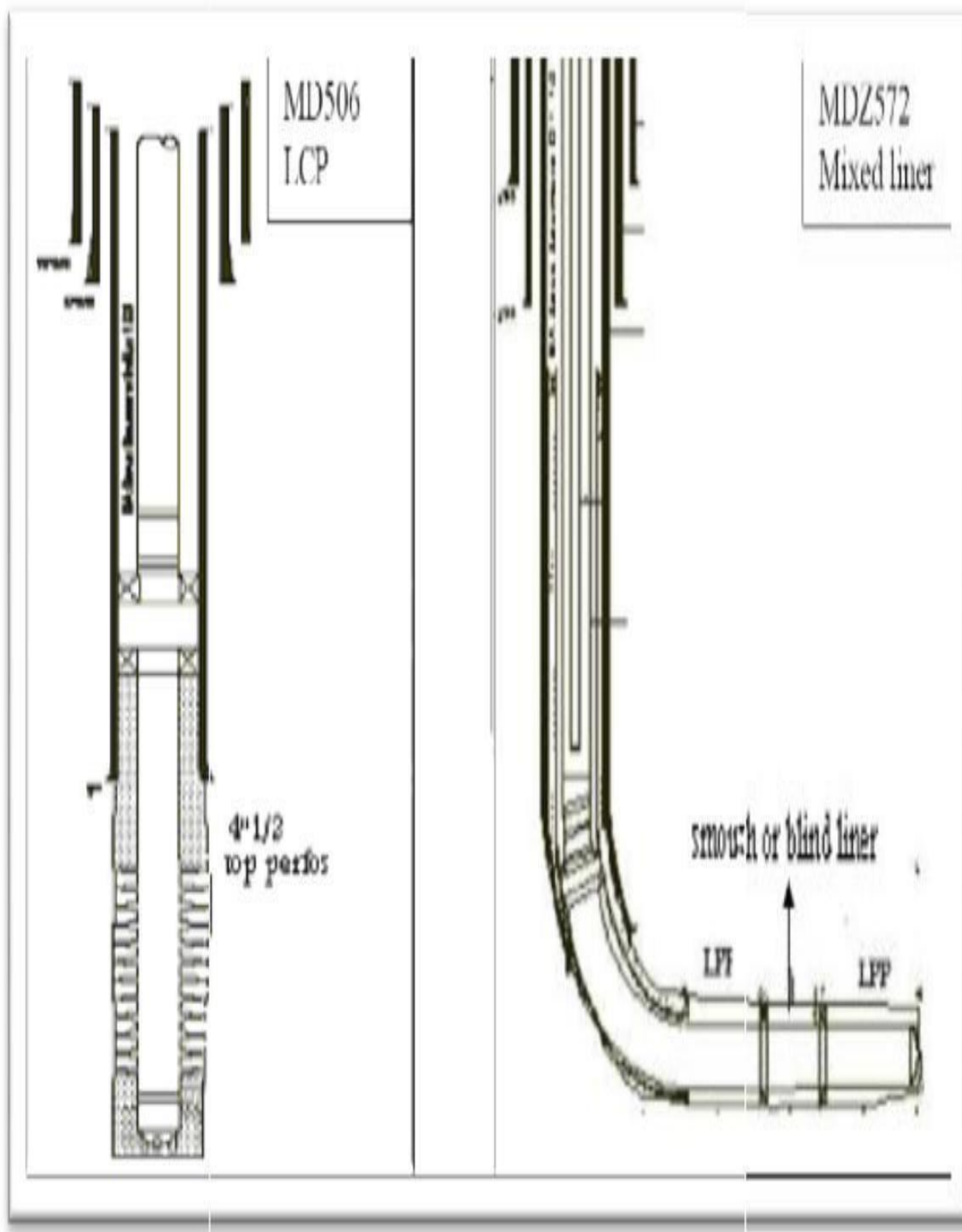


Figure II.3 : Exemples d'une complétion avec un LCP et LPP [3].

### II.3 Les techniques appliquées pour blocage des percées du gaz au champ de HMD :

Les blocages de percées de gaz au champ de Hassi Messaoud occupent des valeurs importantes par fois sa coute chère qui nécessitent des interventions Work-Over.

Généralement les techniques appliquées pour blocage les percées du gaz sont :

- **SIDE Track.**
- **Casing patch.**

#### II.3.1 Side Track :

##### II.3.1.1 Définition L'opérations Side Track :

Le SIDE Trak est reforcé seulement la partie réservoir du puits avec une faible l'inclinaison par rapport l'ancien direction de puits.

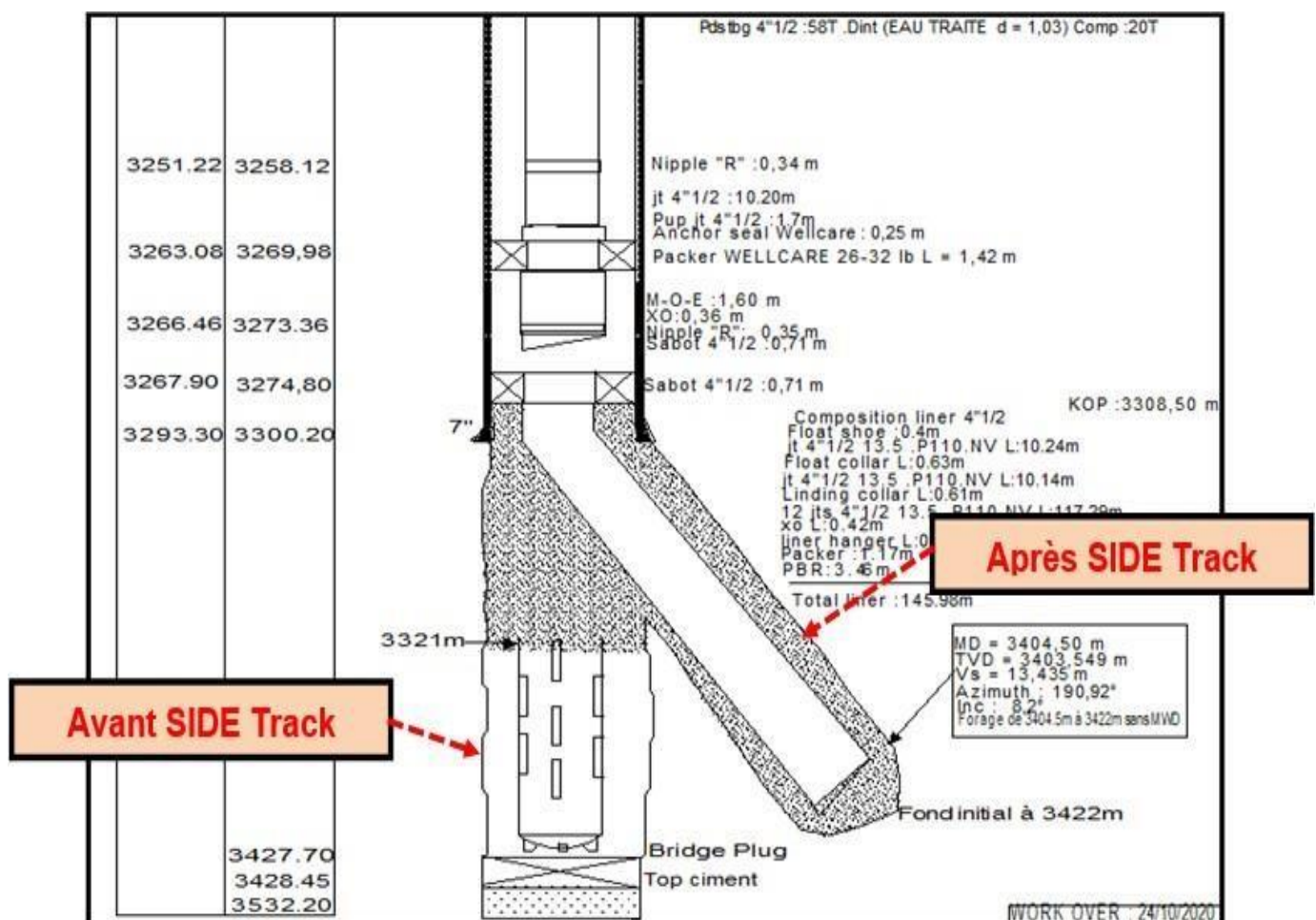


Figure II.4 : Schéma représentative de SIDE Track [2].

**Remarque :** Le Side Track généralement appliqué pour les puits complétés avec liner crepé

### II.3.1.2 Déroulement de l'opération SIDE Track pour Gas-shut off :

- Faire un PLT pour déterminer les zones (les perforations) qui en percé du gaz.
- Programmer le puits pour un Work-over pour SIDE Track.
- Complétion du puits par LCP.
- On faire des nouveaux perforations du puits seulement les zones produits l'huile. [2]

### II.3.2 Casing patch :

#### II.3.2.1 Définition de 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.

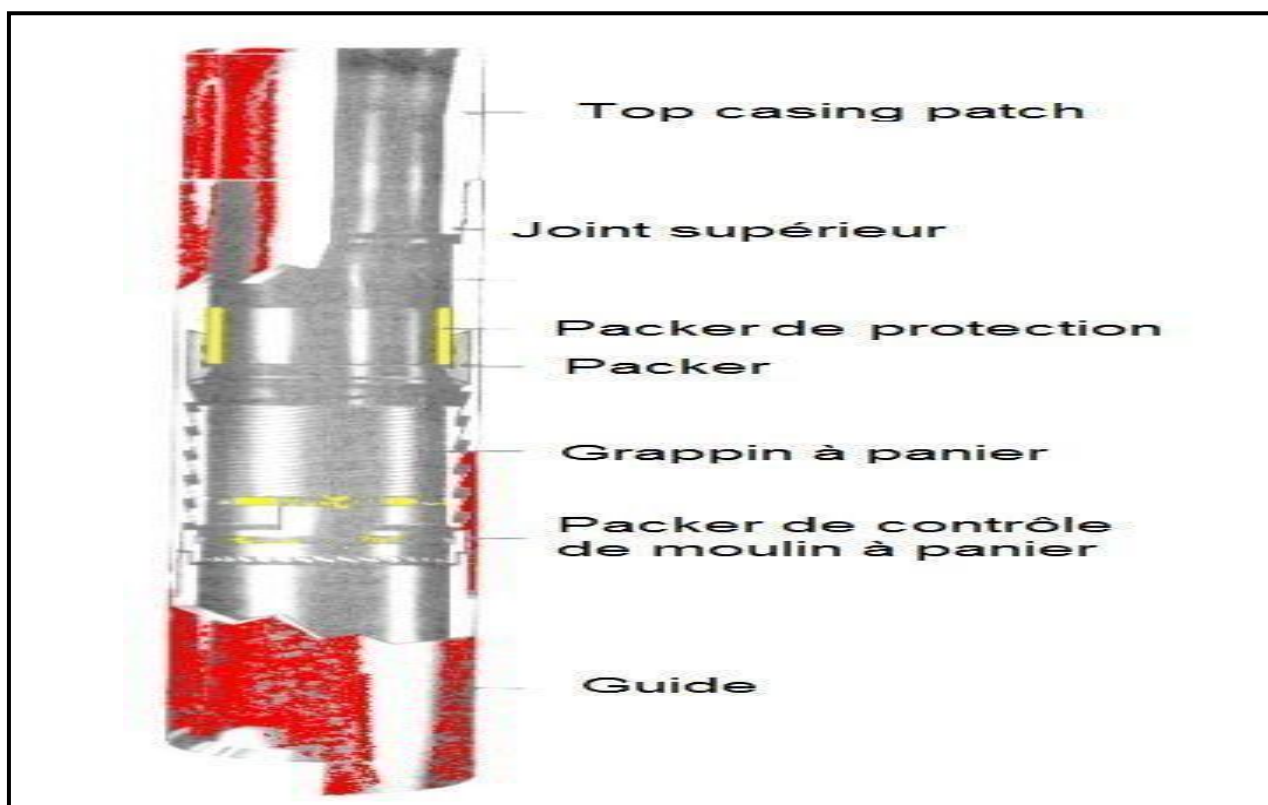


Figure II.5 Schéma représentative de casing patch [2].

**Remarque :** le casing patch généralement appliqué pour les puits complétés avec liner cimenté perforé.

### II.3.2.2 Déroulement de l'opération casing patch pour Gas-shut off :

- Faire un PLT pour déterminer les zones (les perforations) qui en percé du gaz.
- Programmer une unité de Wire Line pour descente le casing patch au niveau des perforations ciblées.
- Ancrage électrique de casing patch.

### II.4 La technique utilisé pour déterminer les zones en percé de gaz au champ du Hassi Messaoud (PLT) :

#### II.4.1 Définition de PLT :

C'est une opération qu'on fait au niveau d'un puits, dont le but de recueillir des informations sur des réservoirs superposés tel que la vitesse de l'effluent dans le puits pour chaque zone, la pression et la température.

Ces données sont utilisées pour :

- Evaluation du débit global ou partiel des plusieurs zones productives et la contribution de chaque zone dans la production.
- Diagnostiquer sur la source de l'eau.
- Diagnostiquer sur la source de gaz (forte GOR)
- Détection des cross flow :
- Détection des fuites dans le tubage c'est-à-dire recueillir des données pour le work over. [5]

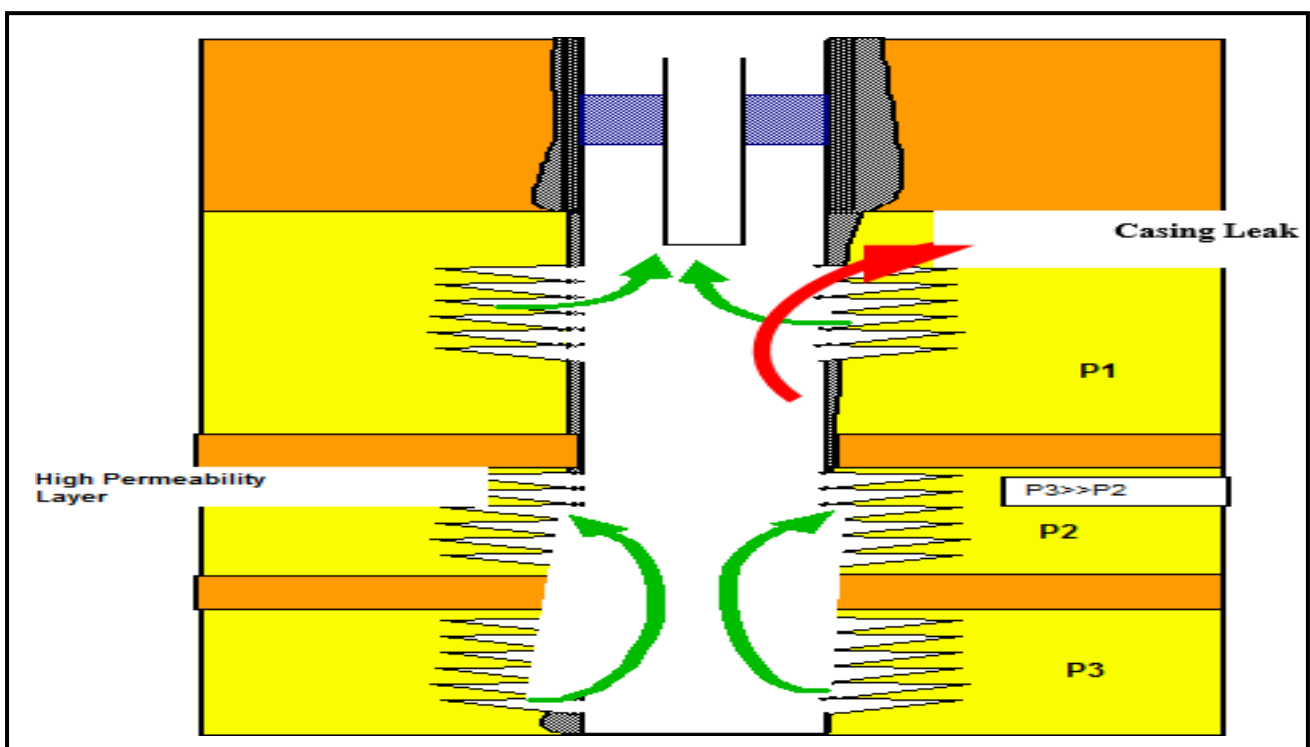


Figure I.6 Schémas représentatif des applications de PLT [5].

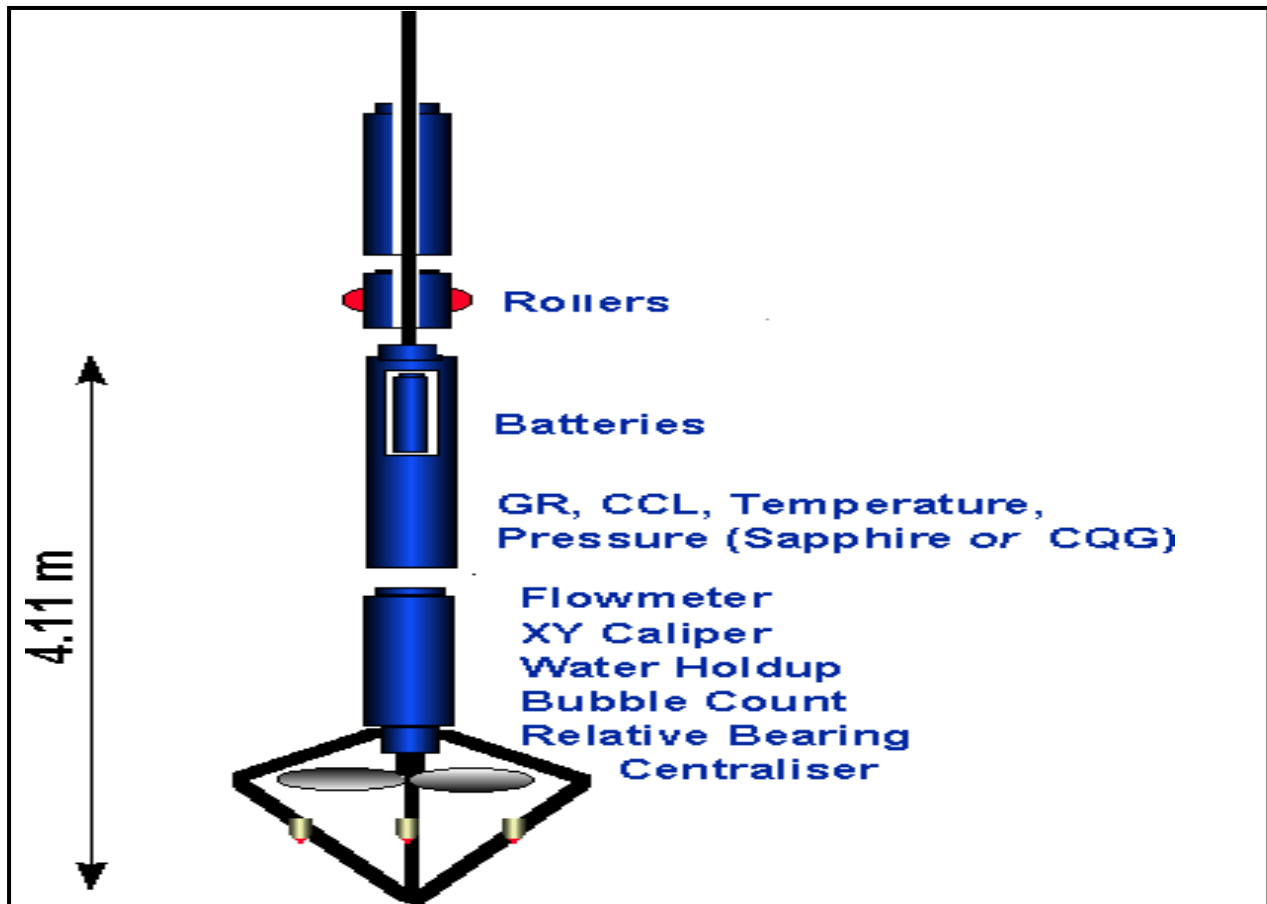


Figure II.7 Combinaison de la sonde PLT [5].

### II.4.2 Les outils constituant la sonde PLT :

#### II.4.2.1 Le débitmètre contenu (spinner) :

Les débitmètres contenus ont un diamètre tel qu'ils peuvent être descendus dans les tubings de production. Ils sont tous constitués par une hélice plus au moins protégée.

#### II.4.2.2 Le manomètre :

C'est la mesure de la pression le long du tubage. Ce gradient comprend un terme hydrostatique et dynamique dû à l'écoulement du fluide.

#### II.4.2.3 Le thermomètre :

C'est la mesure de la température du fond à partir laquelle on peut localiser les venues des fluides ou de gaz.

#### II.4.2.4 Le densimètre :

On Utilise la radioactivité gamma pour mesurer la densité de l'effluent.

#### II.4.2.5 Le gamma ray :

Cet outil est toujours présent dans le terrain de la sonde PLT et ceci pour localiser les cotes des niveaux productifs. [5].

### II.4.3 Le déroulement de l'opération PLT :

Les opérations de diagraphies de productions doivent être conduites dans les puits en production donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils.

Il s'agit d'un câble relié avec des outils combinés avec lesquels on peut effectuer au cours d'une même descente plusieurs enregistrements continus.

### II.4.4 Principe de mesure du débitmètre contenu (spinner) :

La figure sous-dessous montre le principe de fonctionnement des débitmètres contenus Schlumberger :

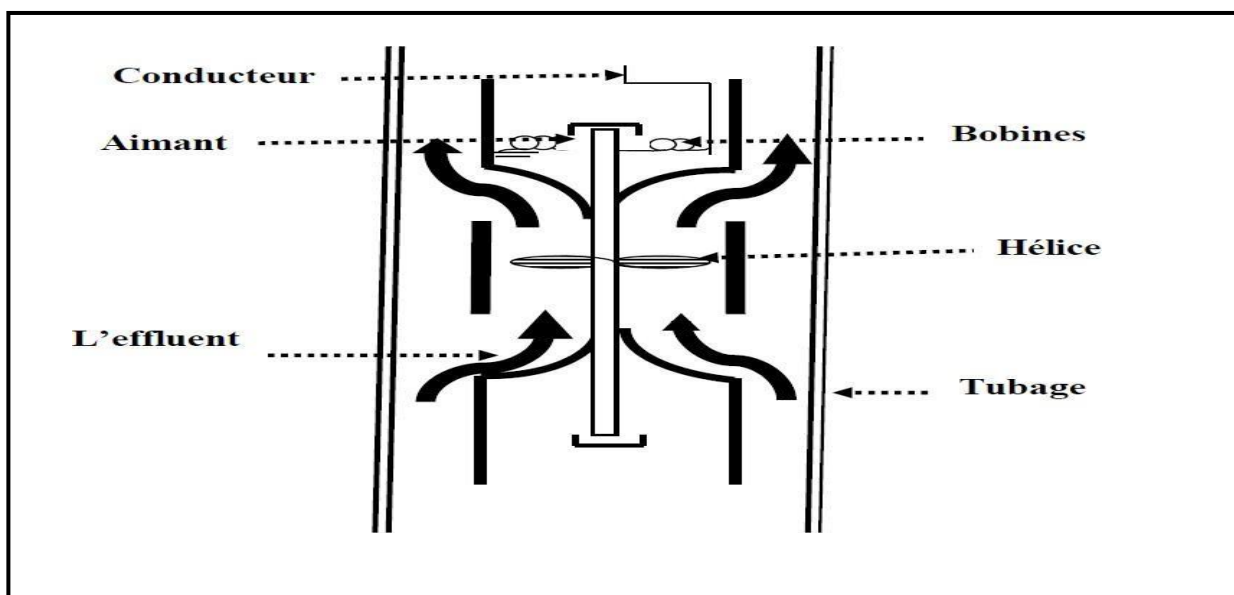


Figure II.8 Le débitmètre continu [5].

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 :

$$Q = V \times S \quad \longrightarrow \quad \text{II.1}$$

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.



---

**Chapitre III**

**LES ETAPES DE MODELISATION  
PAR PIPE SIM**

---

### III.1 Introduction :

Dans ce chapitre on présente le logiciel PIPE SIM, on fait une étude de cas (puits MD26) qui souffre en percé de gaz, cette étude a pour but d'empêcher ce phénomène.

### III.2 Aperçus sur le logiciel PIPE Sim :

#### III.2.1 Définition :

Le logiciel PIPE Sim c'est un logiciel de la société Schlumberger qui est permet de modulation d'un puits à partir de réservoir jusqu'au l'installation de la surface (voir la figure III.1).

Ce modèle est utilisé pour faire des optimisations sur le puits tel que : le GOR, le gaz lift, le tubing de la production...etc. qui sont influés directement sur le débit d'huile optimal afin de faire une bonne gestion d'un champ pétrolier et récupération le maximum des réserves d'huile en place. [4]

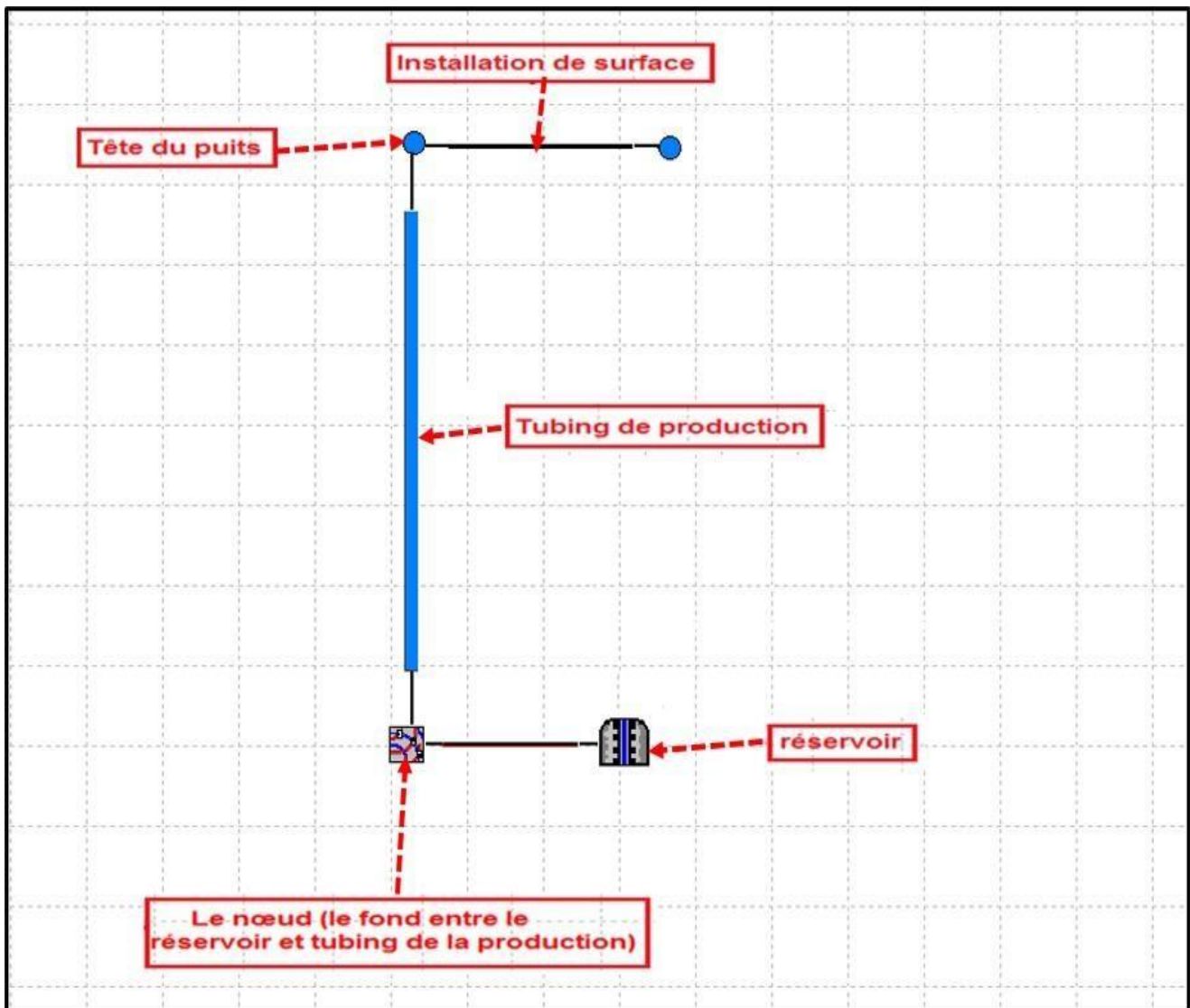


Figure III.1 : Schéma représentatif d'un modèle de puits [4].

### III.2.2 Le principe de logiciel PIPE Sim :

Le principe essentiel de ce logiciel est l'analyse nodale.

#### III.2.2.1 Définition de l'analyse nodale :

L'analyse NODALE est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur (système de production) où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Dans le système de production L'analyse NODALE emploie des paramètres de réservoir obtenus à partir des essais de puits, avec la configuration de corde de production, pour optimiser des taux de production et la performance de puits.

#### III.2.2.2 Rappel théorique sur l'analyse nodale :

L'application de l'analyse nodale pour la première fois sur un système des puits producteurs fut initiée par Gilbert en 1954, dans laquelle il décrit l'interaction entre les différents éléments constituant les systèmes de production à savoir : le réservoir et le puits.

L'utilisation pratique des idées de GILBERT était limitée à son époque. Cette limitation est due aux restrictions des méthodes disponibles pour modeler la performance des différents éléments du système.

En 1964, NINDEST approfondi dans ce sujet dans son livre "Principales of oilwell production".

Plus tard, les modèles de calcul sont devenus disponibles par l'arrivée des ordinateurs, ce qui a refait appel aux idées de GILBERT au début des années 80. Ces idées sont utilisées dans la stimulation numérique du système de production et permettent d'optimiser la production du débit désiré.

La méthode d'analyse du système a été appelée "analyse nodale" par K.E. BROWN, et cette appellation a été généralement acceptée.

En 1968 VOGEL a publié les résultats d'une étude où il a utilisé le modèle mathématique du réservoir initié par WALER pour calculer l'IPR des puits d'huile appartenant à de 21 réservoirs différents au-dessous de la pression de bulle, l'étude en question s'est étalée sur un grand intervalle de variation des caractéristiques de l'huile, de la perméabilité relative, de la position des puits et de facteur de skin. [4]

III.2.2.3 Performance de Puits :

La performance de puits peut être définie simplement comme capacité de puits de produire des fluides de réservoir vers la surface par écoulement normal ou par l'ascenseur artificiel.

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression. La figure ci-dessous représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

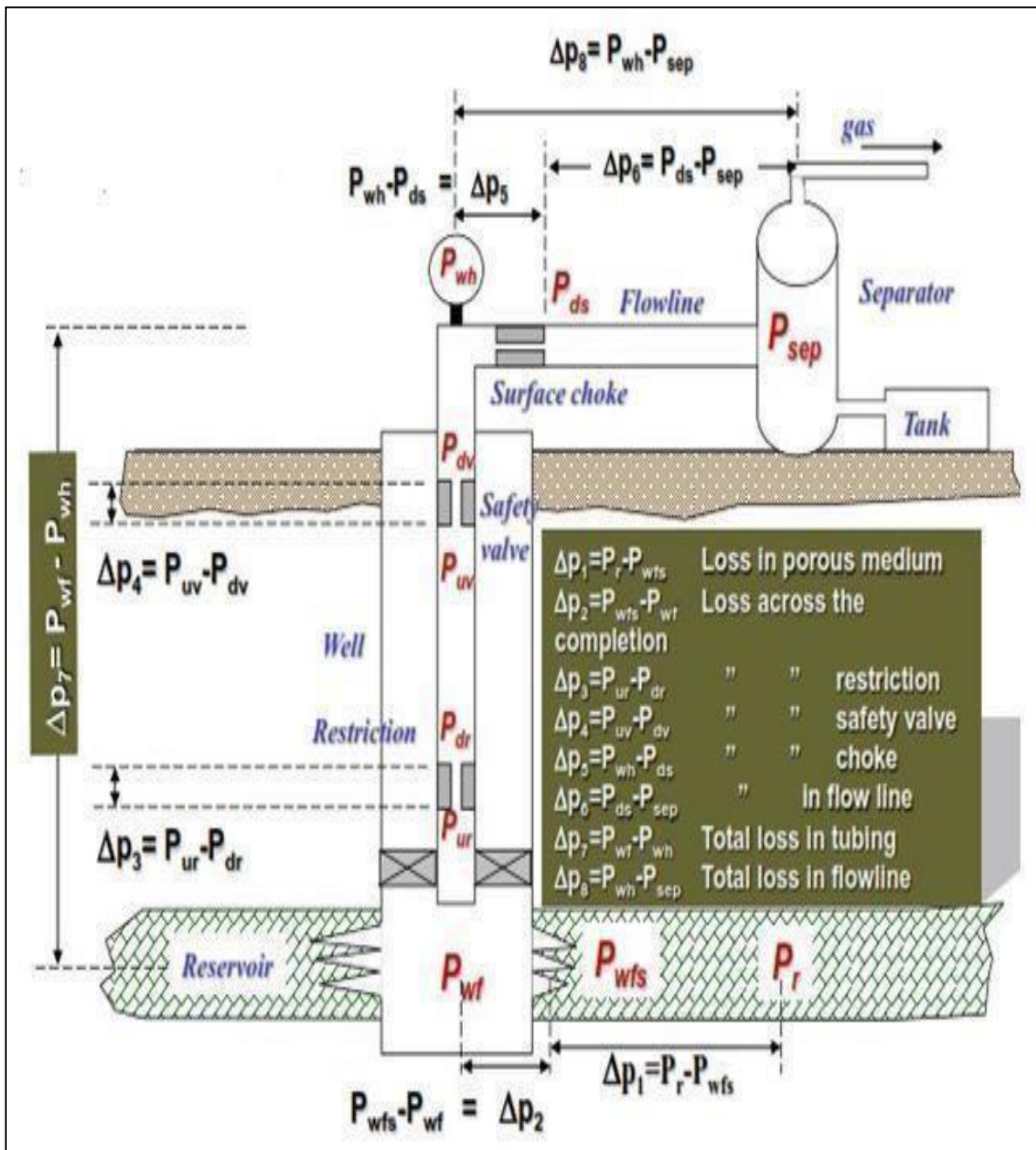


Figure III.2 : Les pertes de charge au cours de Production [4].

Les pertes de charge à partir d'un réservoir vers la surface :

- $\Delta P1 = \Delta P_r - \Delta P_{wfs}$  : Perte dans le milieu poreux (au niveau du réservoir).
- $\Delta P2 = \Delta P_{wfs} - \Delta P_w$  : Perte le long de complétion.
- $\Delta P3 = \Delta P_{UR} - \Delta P_{DR}$  : Perte le long des restrictions.
- $\Delta P4 = \Delta P_{USV} - \Delta P_{DSV}$  : Perte le long des vannes de sécurité.
- $\Delta P5 = \Delta P_{wk} - \Delta P_{DSC}$  : Perte dans la duse de surface.
- $\Delta P6 = \Delta P_{DSC} - \Delta P_{sep}$  : Perte dans les conduites de surface.
- $\Delta P7 = \Delta P_{wf} - \Delta P_{wk}$  : Perte totale dans le tubing de la production.
- $\Delta P8 = \Delta P_{wk} - \Delta P_{sep}$  : Perte totale dans les collectes. [4]

### III.2.2.4 Les différentes positions du nœud :

Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous).

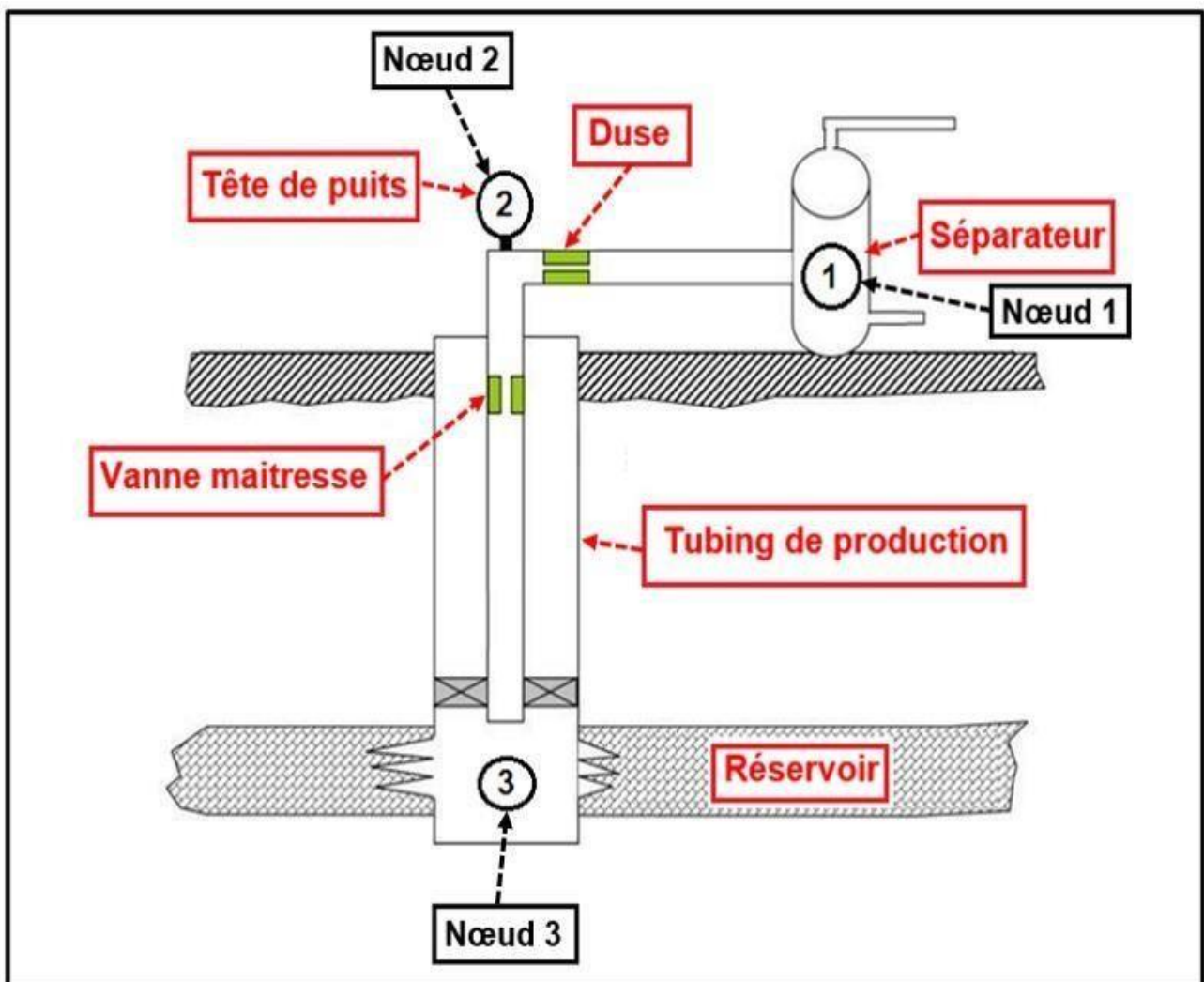


Figure III.3 : Les différentes positions possibles des nœuds [4].

### ➤ Nœud 1 :(séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de séparateur sur le fonctionnement du puits.

**Les données nécessaires sont :**

- IPR (Inflow-Performance-Relationship) mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing de production en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

### ➤ Nœud 2 : Tête de puits (wellhead)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

**Les données nécessaires sont :**

- IPR (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le puits
- Chute de pression dans le tubing de production en fonction du débit.
- Chute de pression dans les collectes en fonction du débit.

### ➤ Nœud3 : (fond du puits) :

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et l'écoulement dans le tubing de la production sur la performance du puits.

**Les données nécessaires sont :**

- Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing de production en fonction de débit.

Dans notre étude du puits MD26, on choisit le Nœud 3 (fond du puits), donc le système de production est divisé en deux segments :

- **L'inflow** : segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud (fond du puits).
- **L'outflow** : segment qui comprend tous les composants entre le nœud (fond du puits) et la tête du puits (la colonne de production). [4]

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (inflow)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (outflow)). [4]

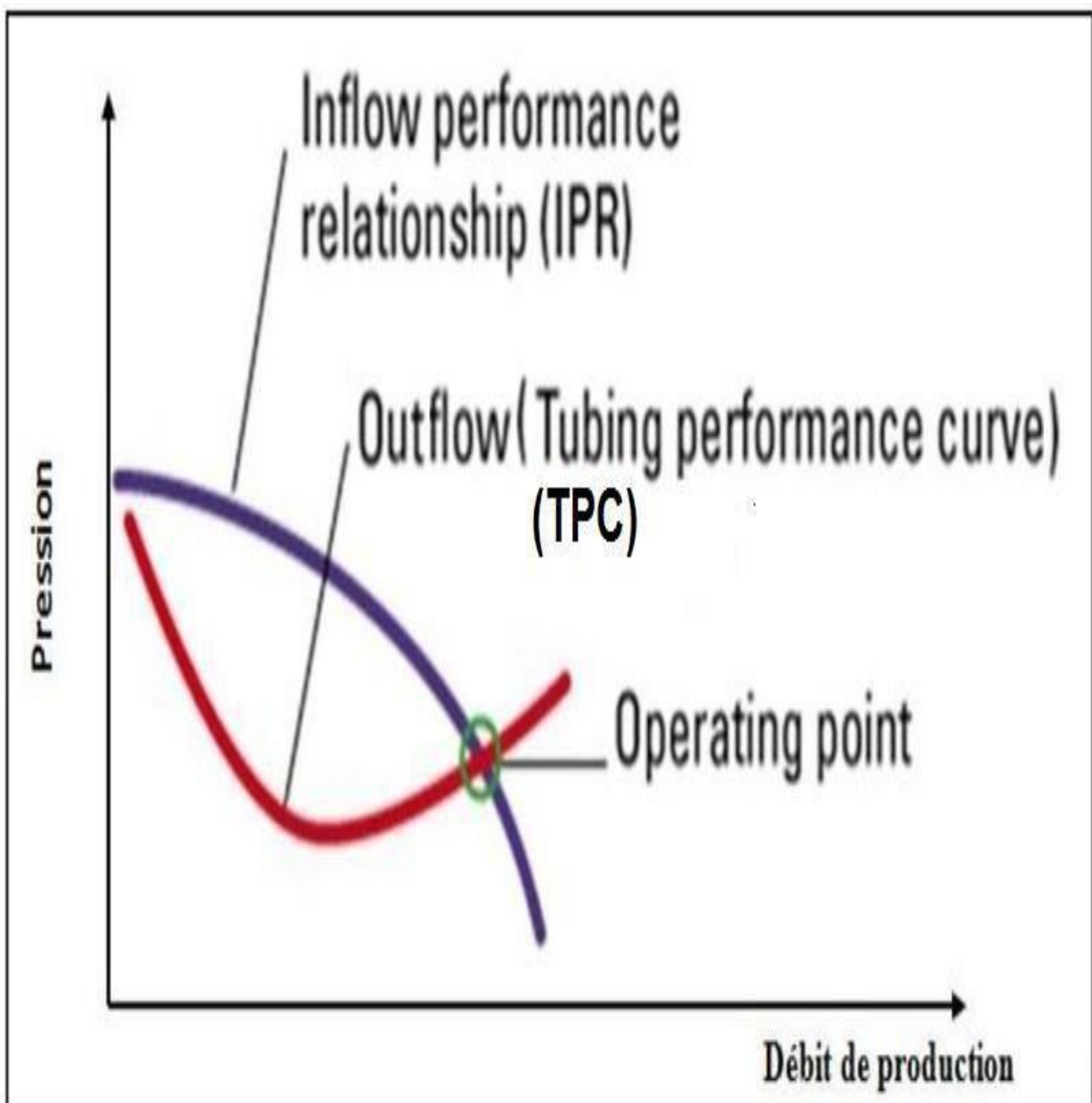


Figure III.4 : Point de fonctionnement [4].

### III.3 Etude de puits MD26 :

- Le puits MD26 est situé dans la zone 19 à la partie sud du champ de Hassi Messaoud
- Les coordonnées géologiques selon le système UTM 31 sont :
  - X = 818 741 m.
  - Y = 121 115 m.
- Le puits MD26 est situé à une distance de 1300m de puits injecteur MD142 [2]

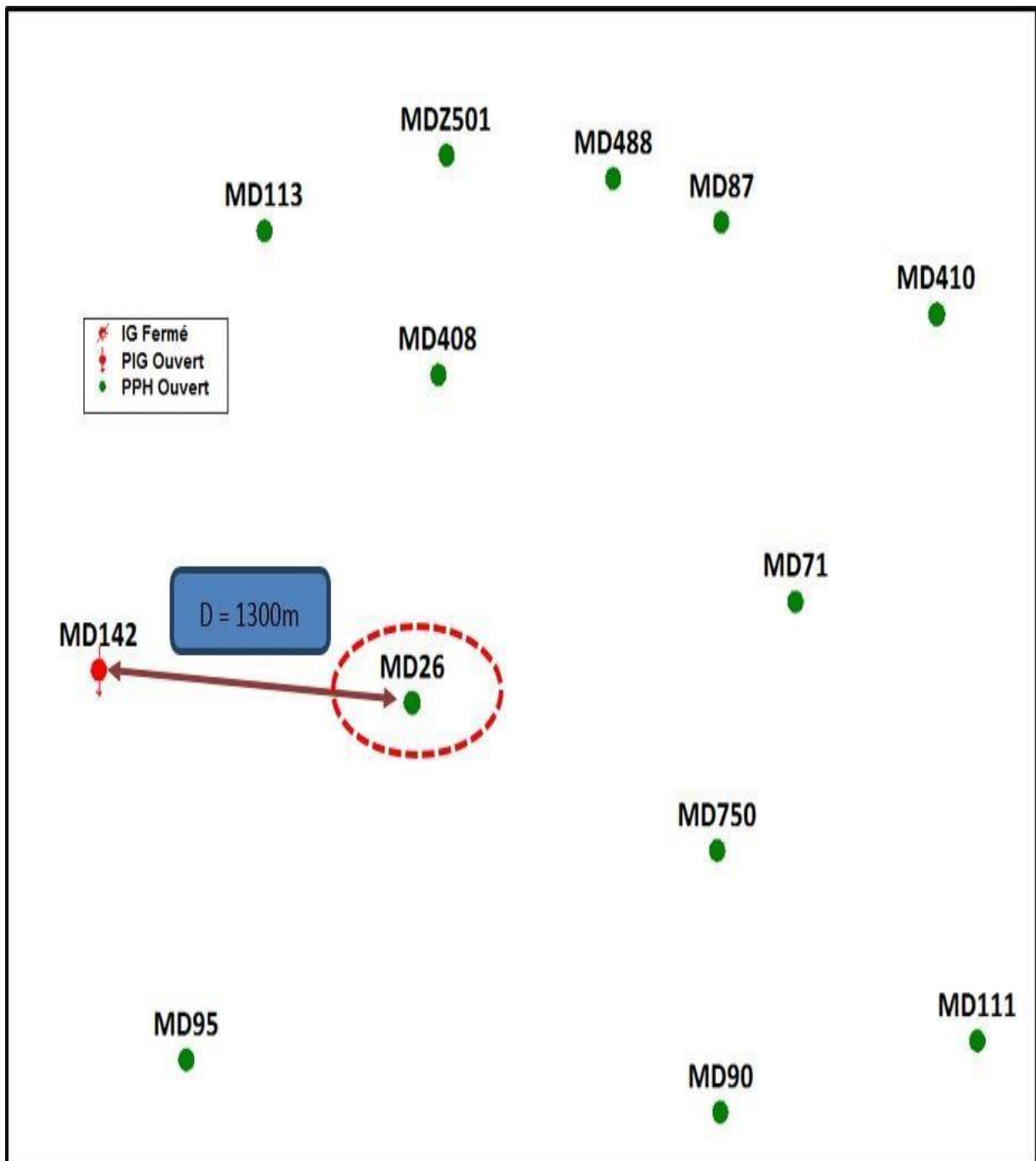
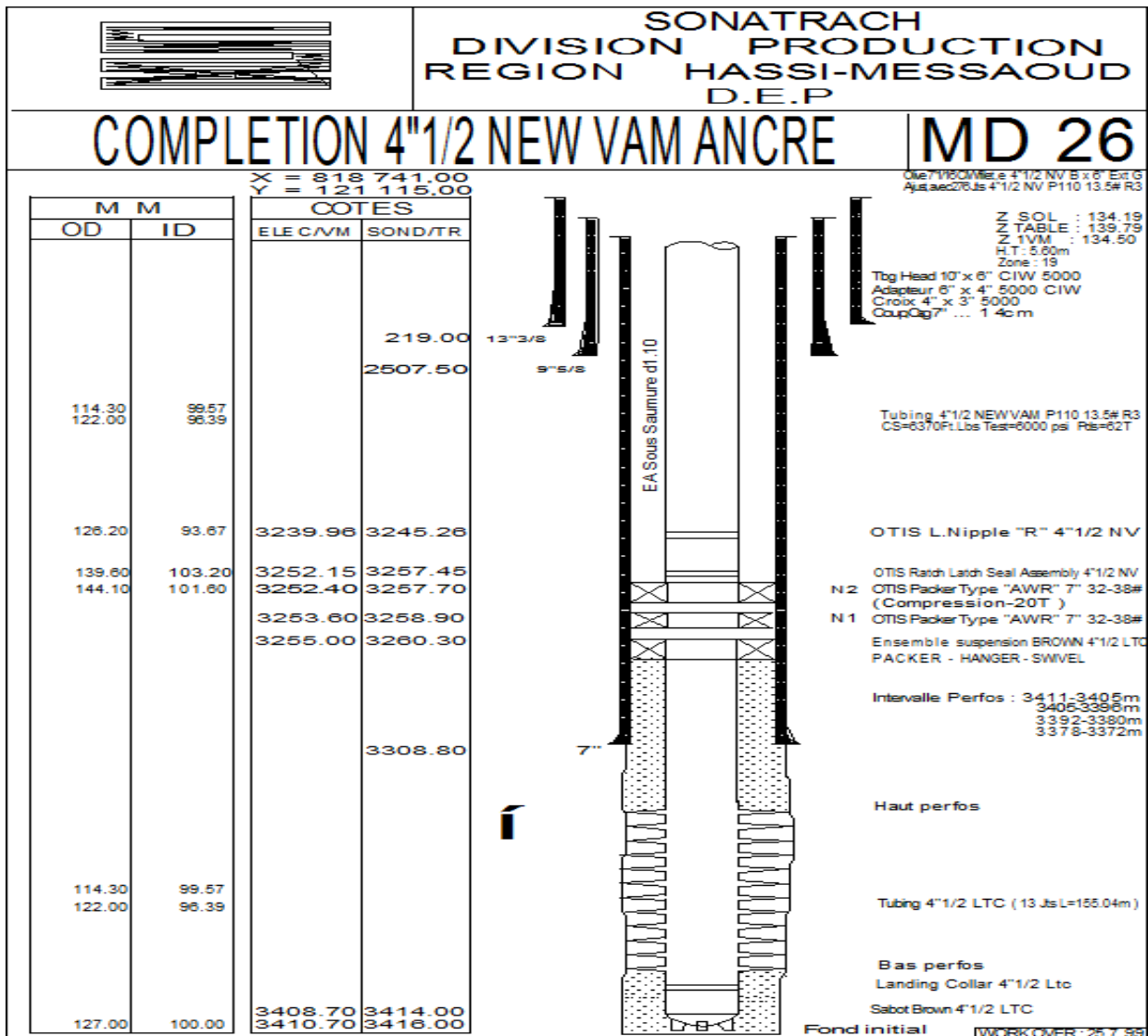


Figure III.5 : Positionnement de puits MD26 [2].



## III.4 Historique de puits MD26 :

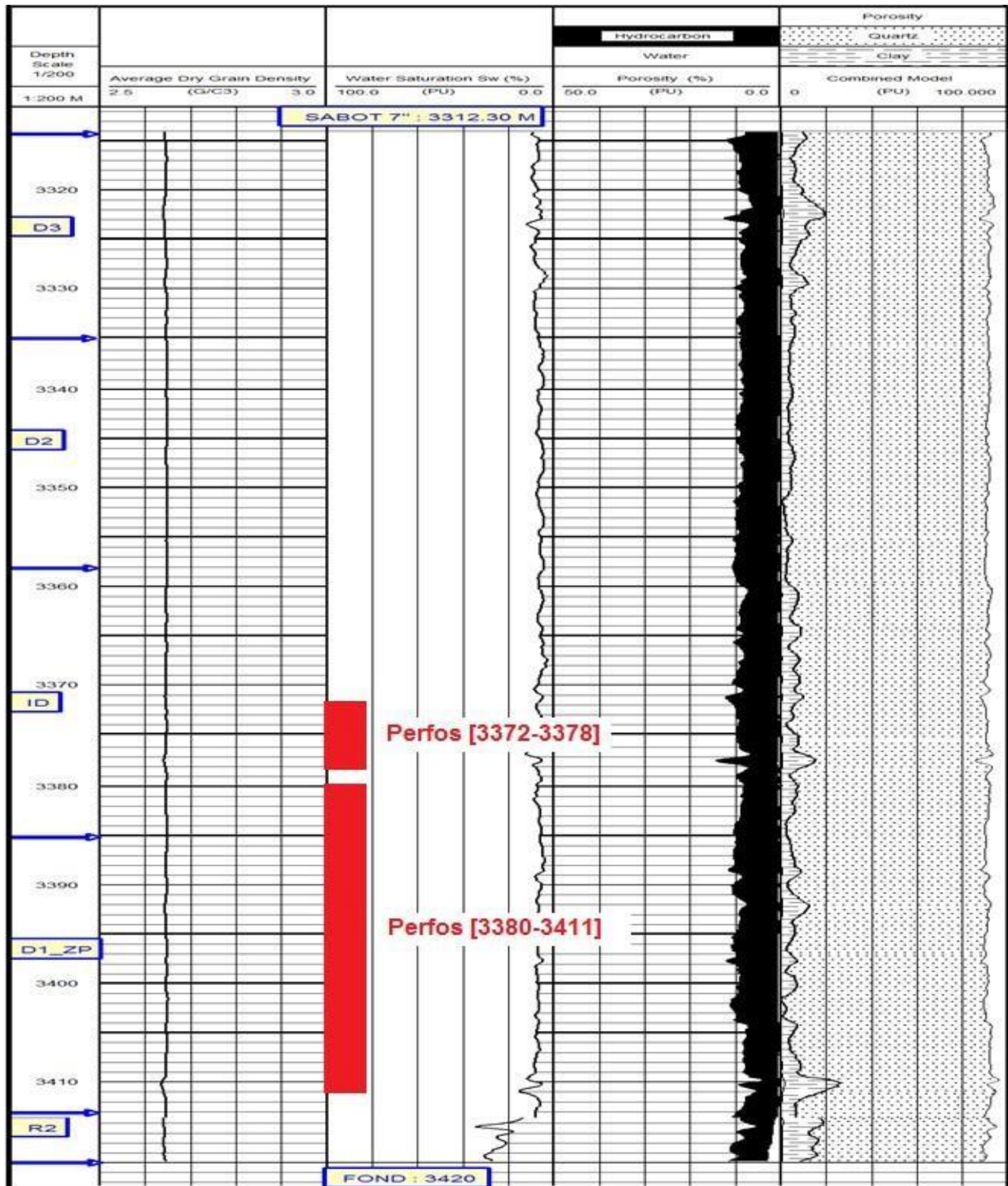
- Le puits MD26 est foré en Février 1960 pour but de développement et exploitation du réservoir cambrien de la zone 19.
- Le puits est donné dans le test **DST** :
  - Pression de gisement : 492 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - Pression de tête : 223 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - Débit d'huile : 19 m<sup>3</sup>/h.
  - GOR : 240 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La complétion du puits :
  - Tubing de production 4'' 1/2
  - Liner 4'' 1/2 cimenté perforé [2]



**Figure III.6 : Fiche de complétion du puits MD26 [2].**

### ➤ Diagraphie du puits :

D'après les profils de diagraphie (la porosité et Water saturation) on constate que la partie basale du ID (Inter Drain) et tout le drain D1 sont des bonnes zones de la production d'huile suite que des zones qui convient des bonnes porosité et mois saturation d'eau (mois saturation d'eau c'est-à-dire plus saturation en huile).



**Figure III.7 : Fiche de diagraphie de puits MD26 [2].**

- Le puits est mis en service sur le réseau collecte en Octobre 1989 avec un débit d'huile de 17m<sup>3</sup>/h est GOR de 798 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (voir la figure III.8), le début de percé de gaz en Mars 2005 suite de sur injection du puits injecteur voisin MD142 qui est permet d'augmenter le GOR de 1959 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> au 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Avril 2020 [2]

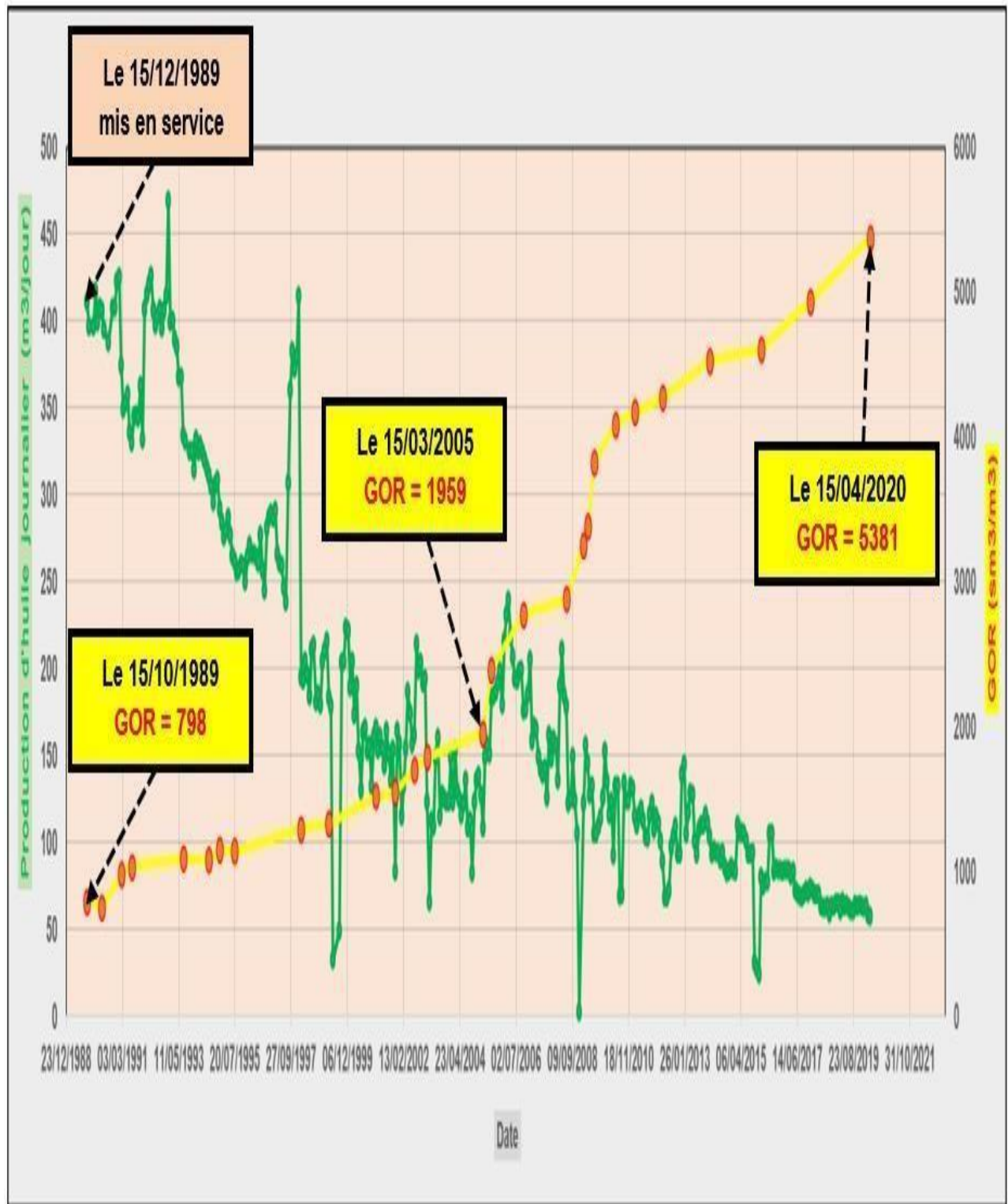


Figure III.8 : Graphe de l'historique de la production d'huile et de GOR [2].

### III.5 Les données de puits MD26 :

Pour la modélisation par PIPE Sim, les données suivantes sont nécessaires :

➤ **Les données de test du puits :**

- Date de test : 07/04/2020.
- Pression du gisement ( $P_g$ ) : 211 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Pression du fond ( $P_{wf}$ ) : 120 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Pression de tête ( $P_t$ ) (avant la Duse) : 49 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Pression de pipe ( $P_p$ ) (après la Duse) : 35 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Débit d'huile ( $Q_o$ ) : 2,2 m<sup>3</sup>/h = 52,8 m<sup>3</sup>/jour.
- L'indice de productivité ( $I_p$ ) =  $Q_o / (P_g - P_{wf}) = 0,74 \text{ m}^3/\text{jour}/\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- GOR : 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

➤ **Les données de tubing de la production :**

Le tubing de la production est 4 "1/2 c'est-à-dire :

- Le diamètre extérieur : 4,5 pouces.
- Le diamètre intérieur (le vide) : 3,92 pouces.
- L'épaisseur de l'acier : 0,29 pouces.

➤ **Les données PVT :**

- Pression de saturation (bulle) ( $P_b$ ) : 190 Kg/cm<sup>2</sup>.
- GOR à la pression de bulle : 223 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La densité d'huile ( $d$ ) : 0811.
- La densité d'huile en API =  $(141,5/d) - 131,5 = 43$ .  
API : American Petroleum Institute.
- La température du réservoir : 120 °C. [2]

### III.6 Modélisation de MD26 par logiciel PIPE Sim :

La modélisation du MD26 est passée par l'introduction des données du puits, les étapes de ces données sont :

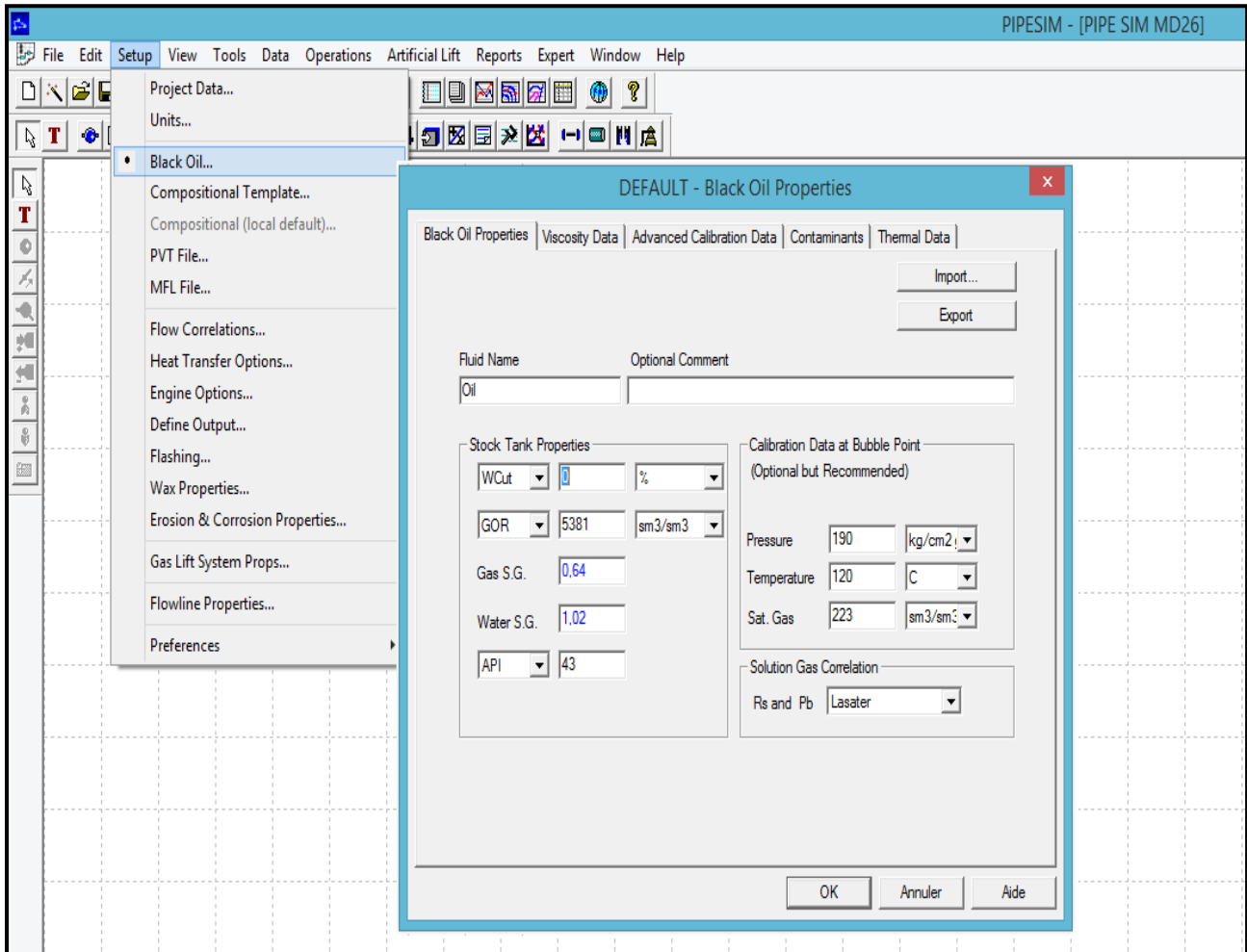


Figure III.9 : Schéma représentatif des données PVT [2].

#### ➤ Introduction des données PVT et de GOR actuelle (5381sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>).

On click : Setup puis Black Oil pour introduire les données GOR et PVT

- GOR : 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- Pression de saturation (bulle) (Pb) : 190 Kg/cm<sup>2</sup>.
- La température du réservoir : 120 °C.
- GOR à la pression de bulle : 223 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La température du réservoir : 120 °C.
- La densité d'huile en API = 4.3

### ➤ Introduction des données du réservoir :

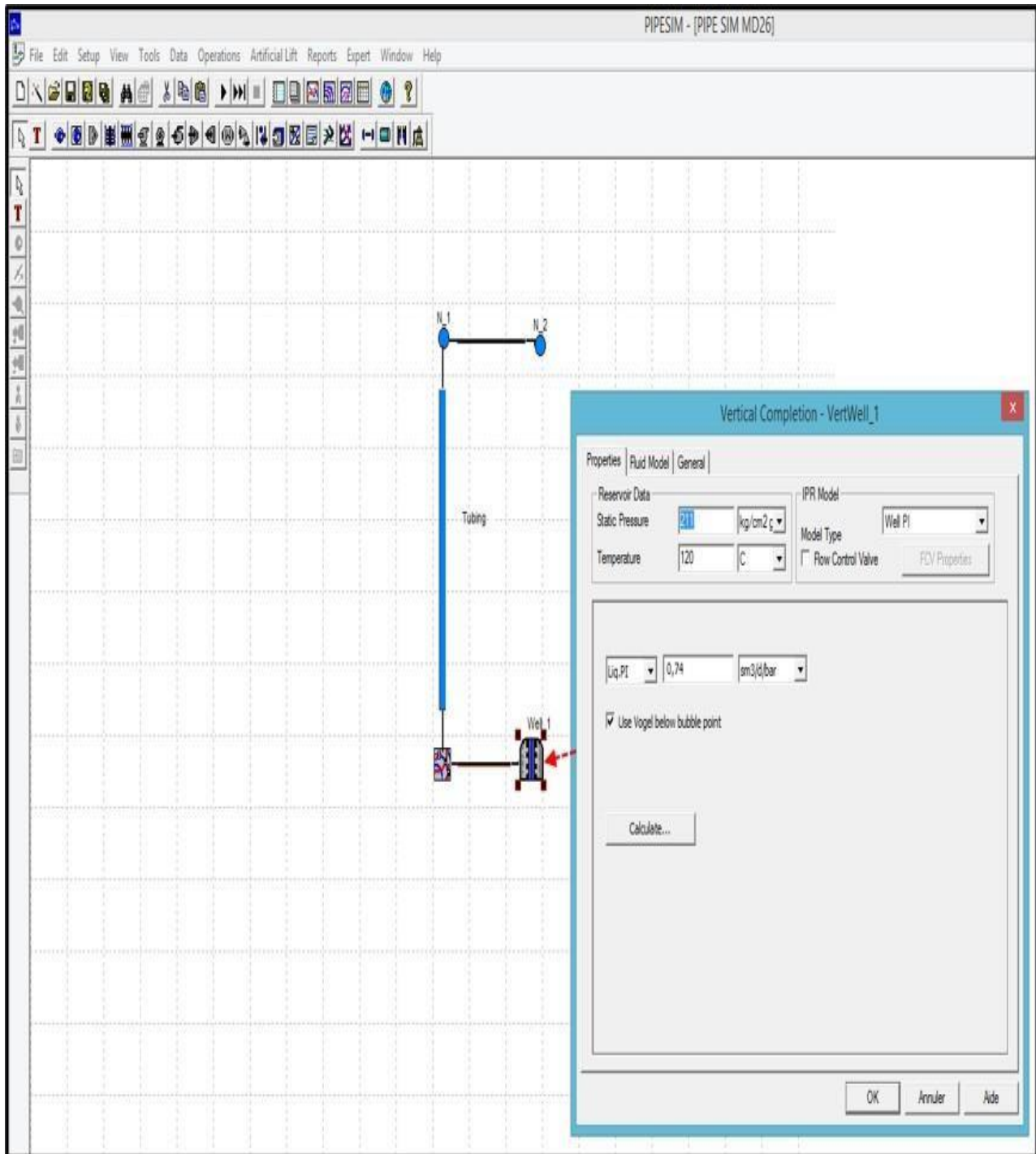
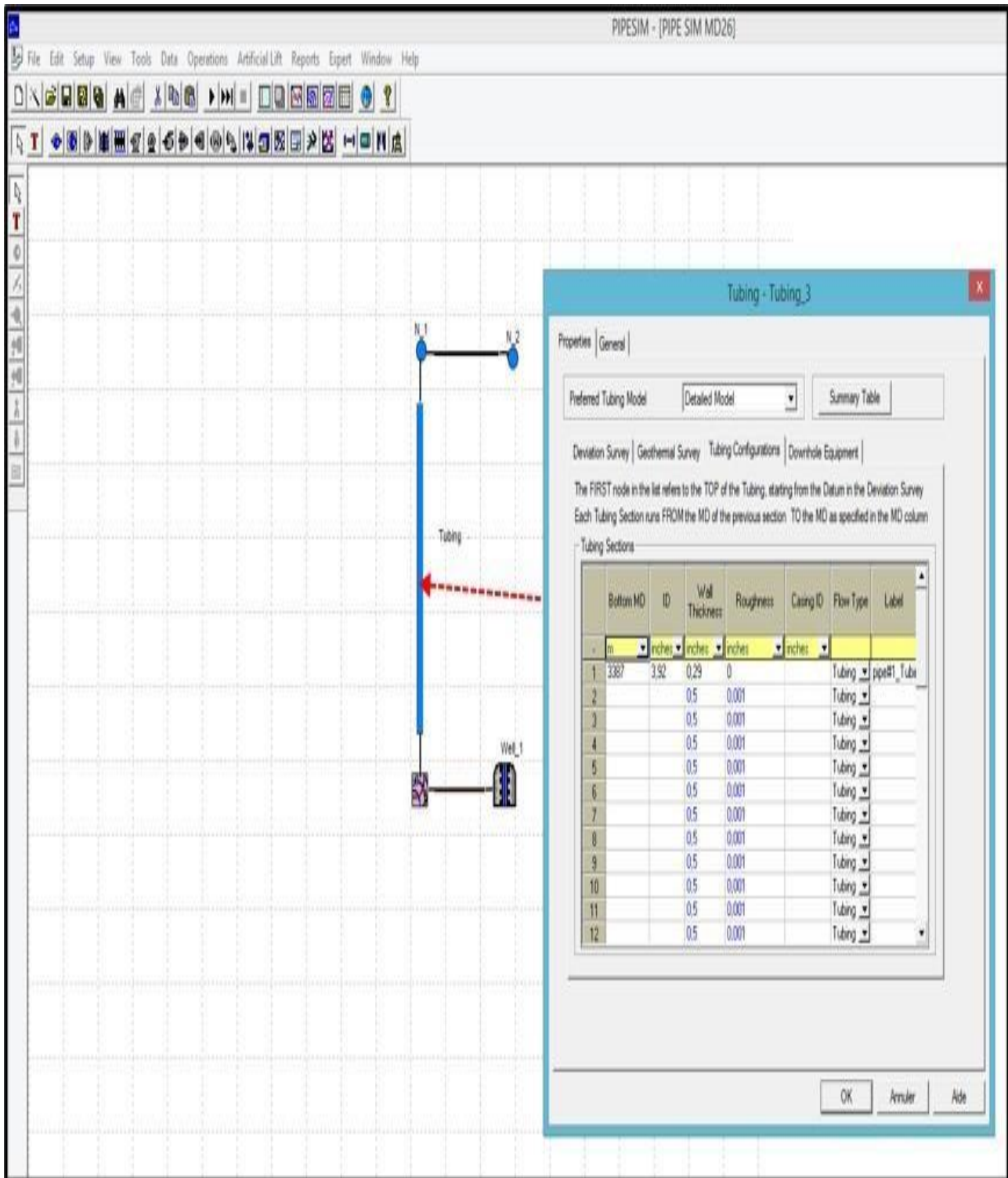


Figure III.10 : Schéma représentatif des données de réservoir [2].

Double click : Well pour introduire les données réservoir :

- Pression du gisement ( $P_g$ ) : 211Kg/cm<sup>2</sup>.
- L'indice de productivité  $I_p = 0,74\text{m}^3/\text{jour}/\text{kg}/\text{cm}^2$ .
- La température du réservoir : 120 °C. [2]

### ➤ Introduction des données de tubing de production :

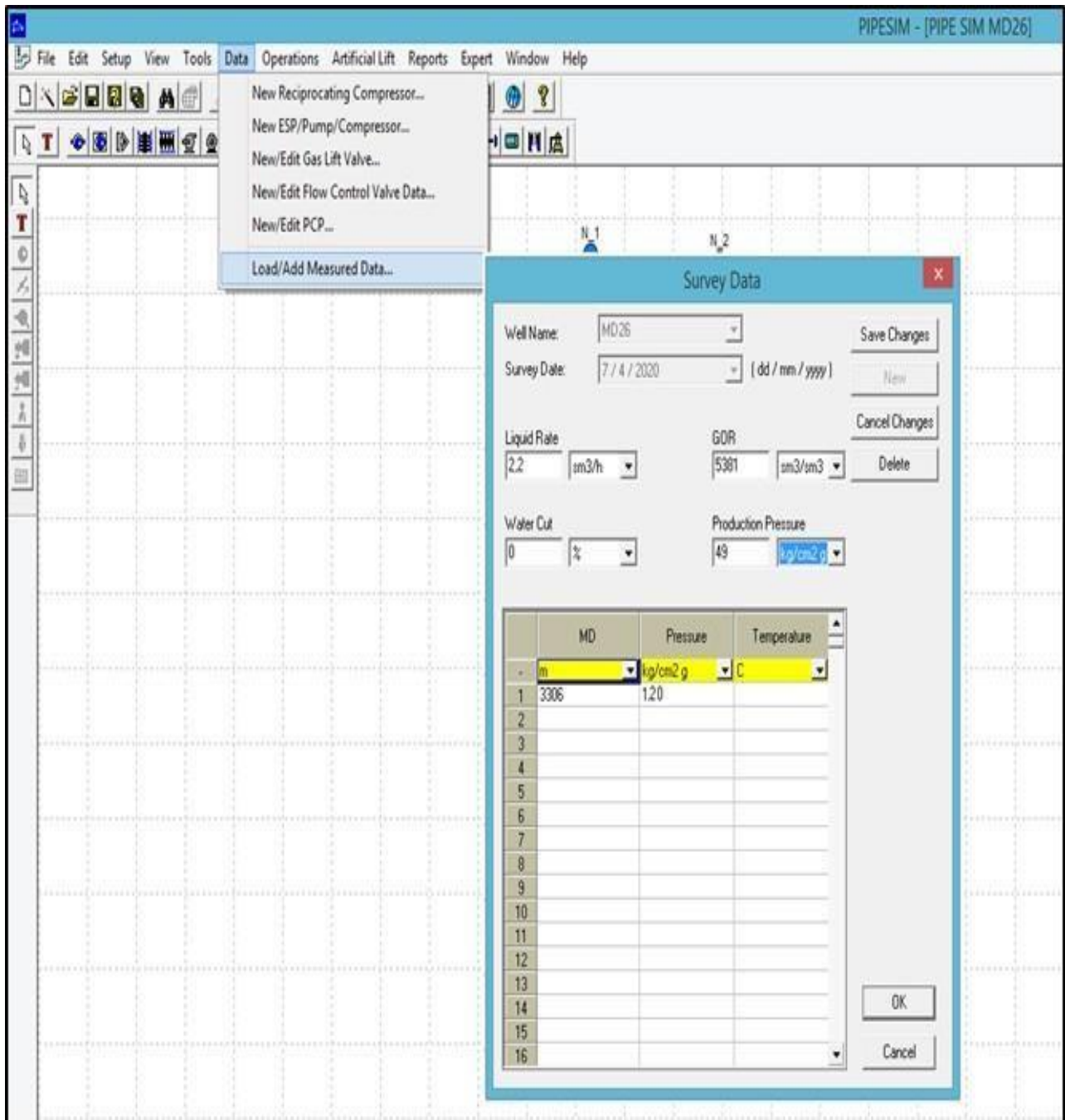


**Figure III.11 : Schéma représentatif des données de tubing de production [2].**

**Double click : Tubing pour introduire les données de tubing :**

- Le diamètre intérieur (le vide) : 3,92 pouces.
- L'épaisseur de l'acier : 0,29 pouces. [2]

### ➤ Introduction des données du test de puits :



**Figure III.12 : Schéma représentatif des données de test du puits [2].**

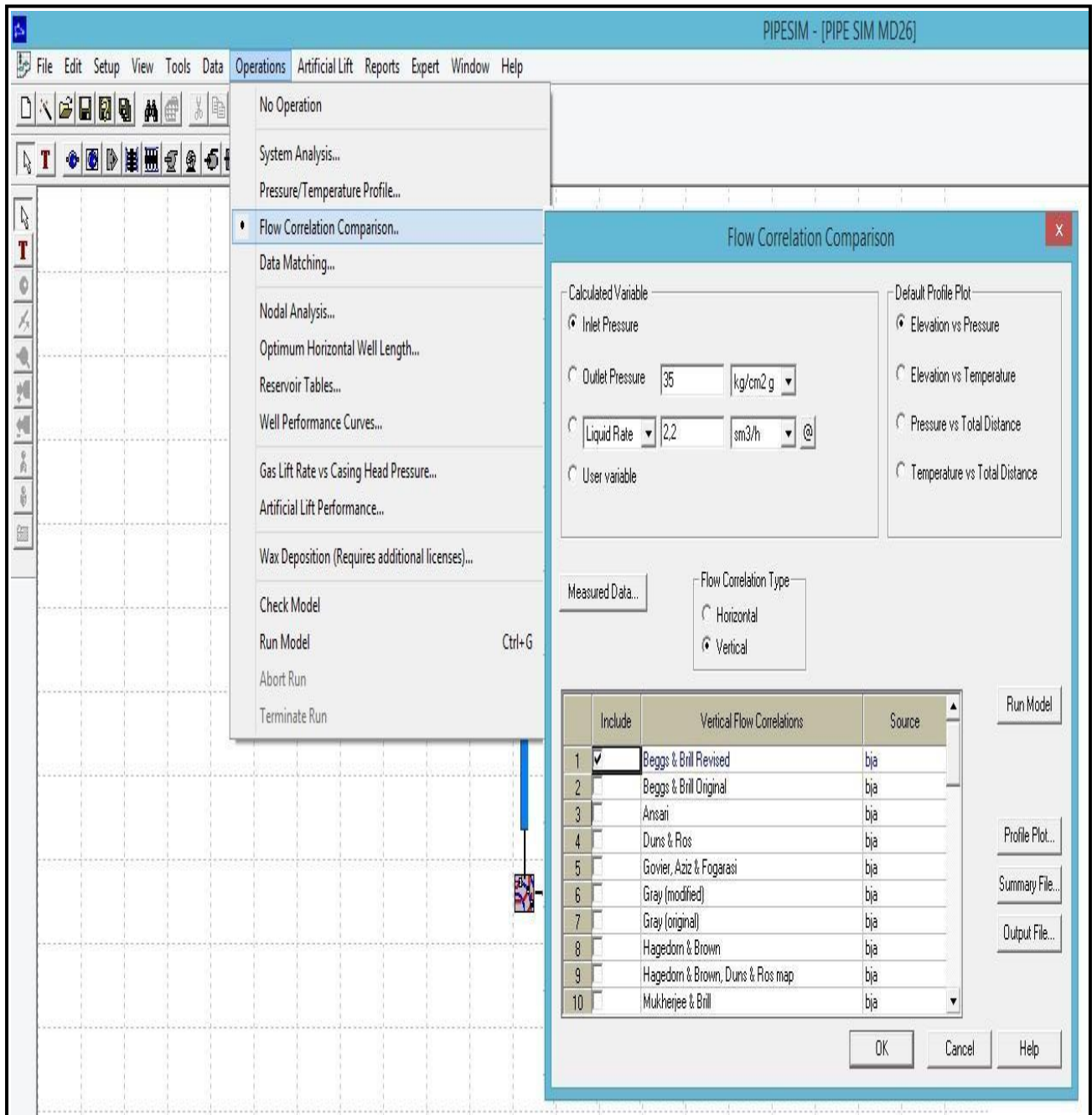
On click : Date puis Load/Add Measured Data pour introduire les données de test :

- Date de test : 07/04/2020.
- Débit d'huile ( $Q_o$ ) : 2,2 m<sup>3</sup>/h.
- GOR : 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- Pression de tête (Pt) (avant la Duse) : 49 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Pression du fond (Pwf) : 120 Kg/cm<sup>2</sup>. [2]



### ➤ Calage du modèle :

Après l'introduction de ces données au-dessus, le calage du modèle est basé sur le choix de la corrélation de l'écoulement dans le tubing qui correspond des données de ce système.



**Figure III.13 : Schéma représentatif de choix de corrélation [2].**

**On click : Opération puis Flow corrélation Comparaison pour introduire les données :**

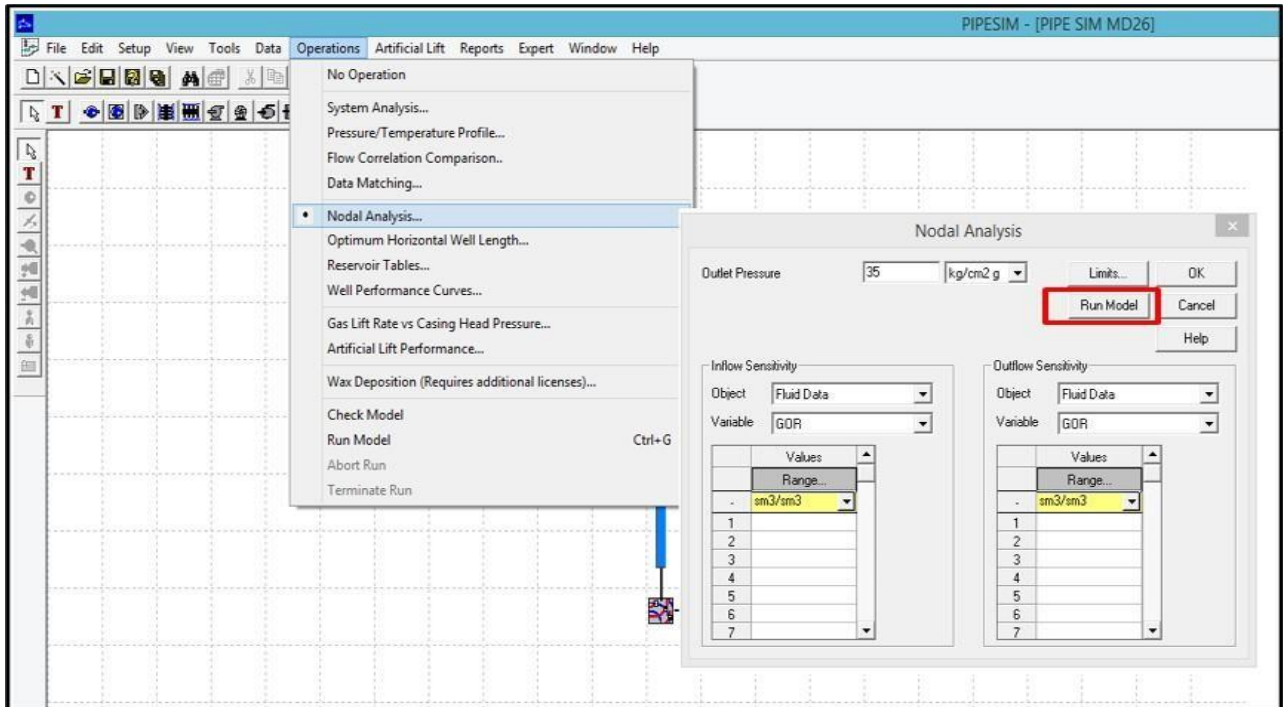
- Pression de pipe (Pp) (après la Duse) : 35 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Débit d'huile (Qo) : 2,2 m<sup>3</sup>/h.

**Donc :** La corrélation qui correspond ce système est coloré en bleu :

- **Beggs & Brill Revised [2]**

➤ **L'analyse nodale :**

Après calage du modèle, on présente le point de fonction par ce modèle comme suite :

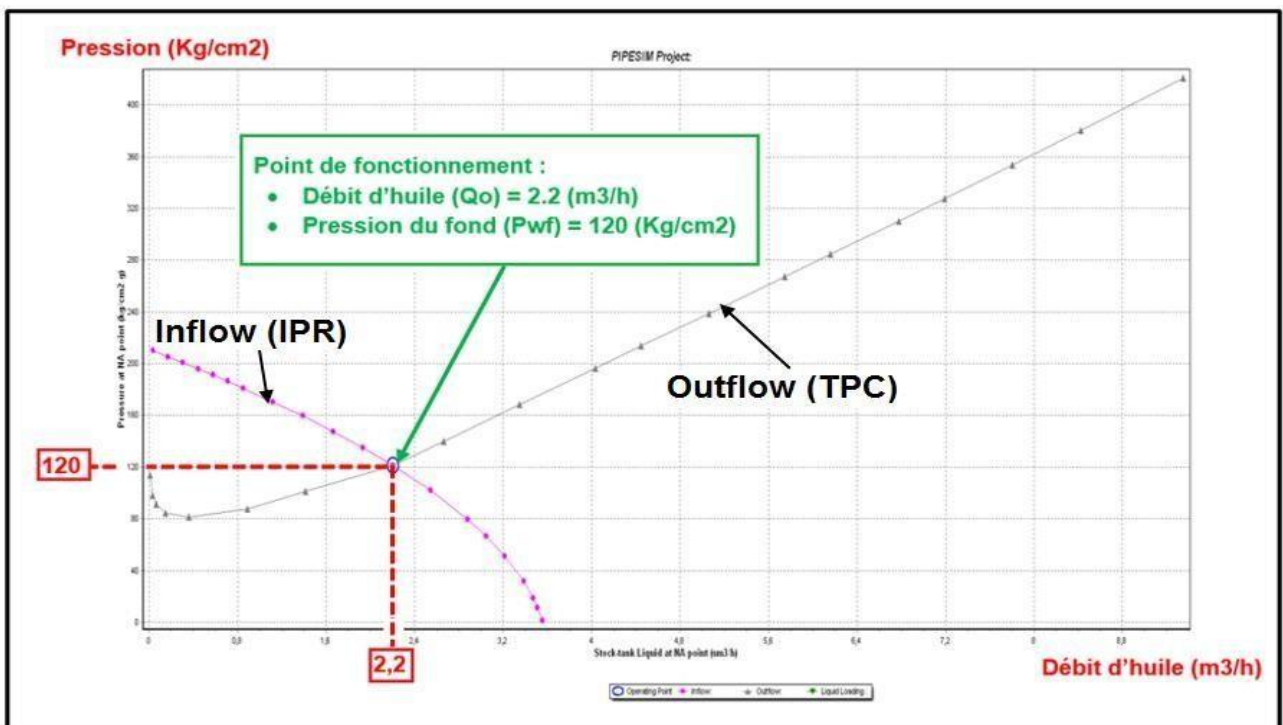


**Figure III.14 : Schéma représentatif d'analyse nodale de système.**

On click : Opération puis Nodal analyses et introduit.

On click : Run Model.

On obtient le graphe suivant :



**Figure III.15 : Graphe représentait de point de fonctionnement [2].**

### III.7 Utilisation de modèle pour le diagnostic de GOR :

- Le calage du modèle est fait par le GOR du test (GOR = 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) qui est déjà introduit dans le modèle
- L'augmentation de GOR est dû au percé de gaz, donc blocage de venu de gaz est permet diminuer le GOR.
- ❖ On propose des valeurs de GOR entre 500 et 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (GOR du test).

Comme suit :

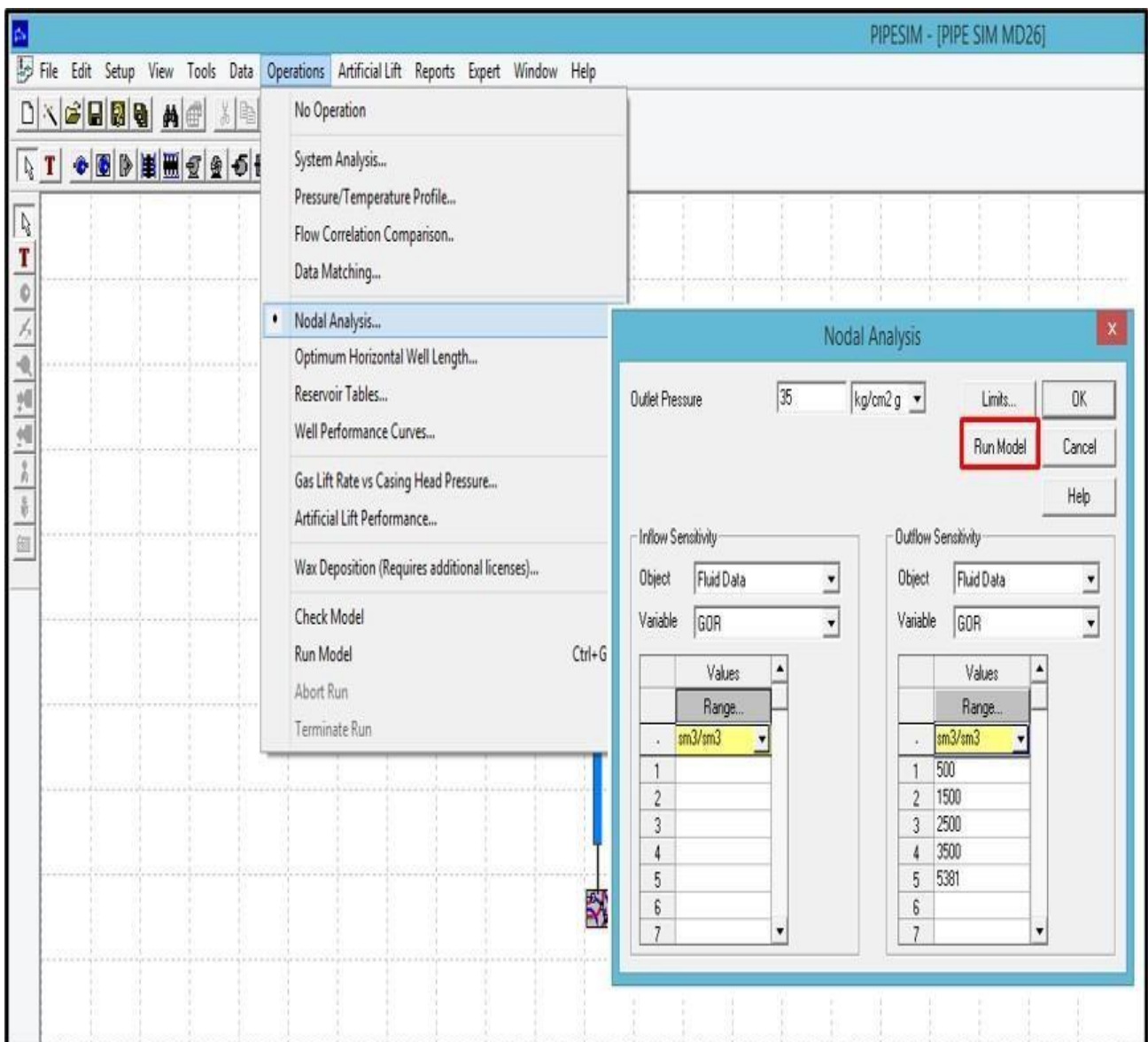


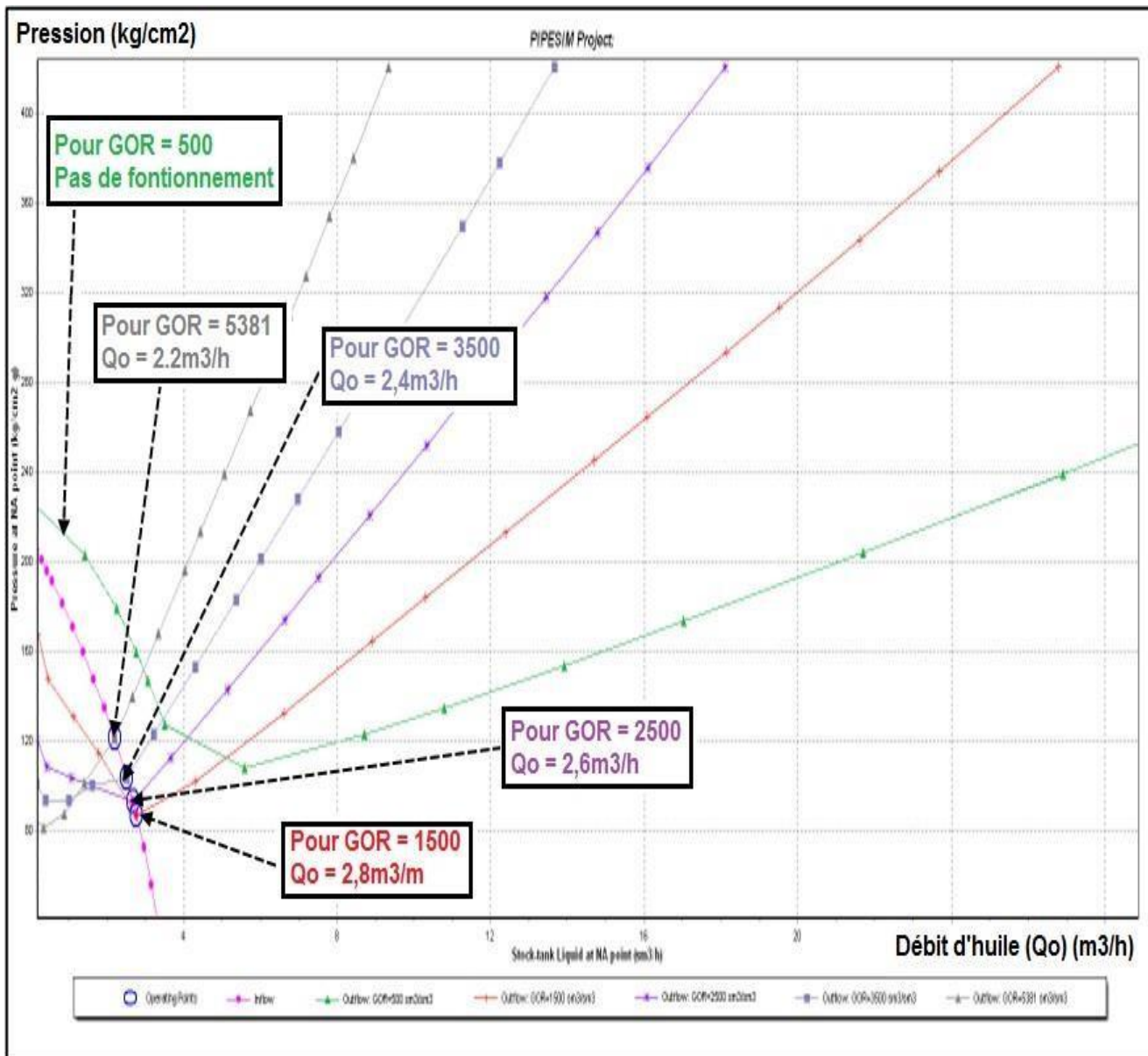
Figure III.16 : Schéma représentatif d'analyse nodale pour plusieurs GOR [2].

On click : Opération puis Nodal analyses et introduit.

- Introduit les propositions de GOR (500,1500,2500,3500 et 5381)

On click : Run Model [2]

❖ On obtient le graphe suivant :



**Figure III.17 : Graphe représentatif des résultats d'analyse nodale pour plusieurs GOR [2].**

D'après le graphe des résultats d'analyse nodale pour plusieurs GOR (de 500 à 5381m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) Le débit d'huile est varié pour chaque **GOR** comme suite :

- Pour un GOR de 500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> : pas de fonctionnement (pas intersection entre Inflow (IPR) et Outlaw (TPC))
- Pour un GOR de 1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> : débit d'huile 2,8m<sup>3</sup>/h.
- Pour un GOR de 2500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> : débit d'huile 2,6m<sup>3</sup>/h.
- Pour un GOR de 3500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> : débit d'huile 2,4m<sup>3</sup>/h.
- Pour un GOR de 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> : débit d'huile 2,2m<sup>3</sup>/h. [2]

### III.8 Conclusion :

Le modèle de puits MD26 obtenue par logiciel PIPE Sim nous permettons de faire une analyse nodale pour différentes valeurs de GOR, ces valeurs sont variées entre 500 et 5381m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (GOR du test). Après Cette analyse on peut conclure que quand le débit d'huile augmente le GOR diminue (relation inverse).

Le débit d'huile augmente de 2,2 m<sup>3</sup>/h (pour un GOR = 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) (GOR du test) a 2,8 m<sup>3</sup>/h (pour un GOR =1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), donc on constate un gain de débit d'huile de 0,6 m<sup>3</sup>/h (14.4 m<sup>3</sup>/jour).

Les résultats obtenus de puits MD26 confirme que ce dernier c'est un puits candidature pour GAS-Shut off, d'après la fiche de complétion de ce puits, on remarque l'absence de crépine donc il nécessite un ancrage électrique de casing patch.

---

**Chapitre IV**

**ETUDE DE CAS (MD126-MD114)**

---

### IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre on va étudier les deux puits MD126 et MD114 ou on détermine la zone critique dans les deux puits (la zone gazière) à partir des données de (PLT) pour réaliser la méthode de gas shut-off (casing patch et sid track) adéquates.

### IV.2 Etude de puits MD126 :

- Le puits MD126 est situé dans la zone 19 à la partie sud du champ de Hassi Messaoud.
- Les coordonnées géologiques selon le système UTM 31 sont :
  - X = 822 477 m.
  - Y = 119 951 m.
- Le puits MD126 est situé à une distance de 1200m de puits injecteur MD143 et de 1100m de puits injecteur MD132.

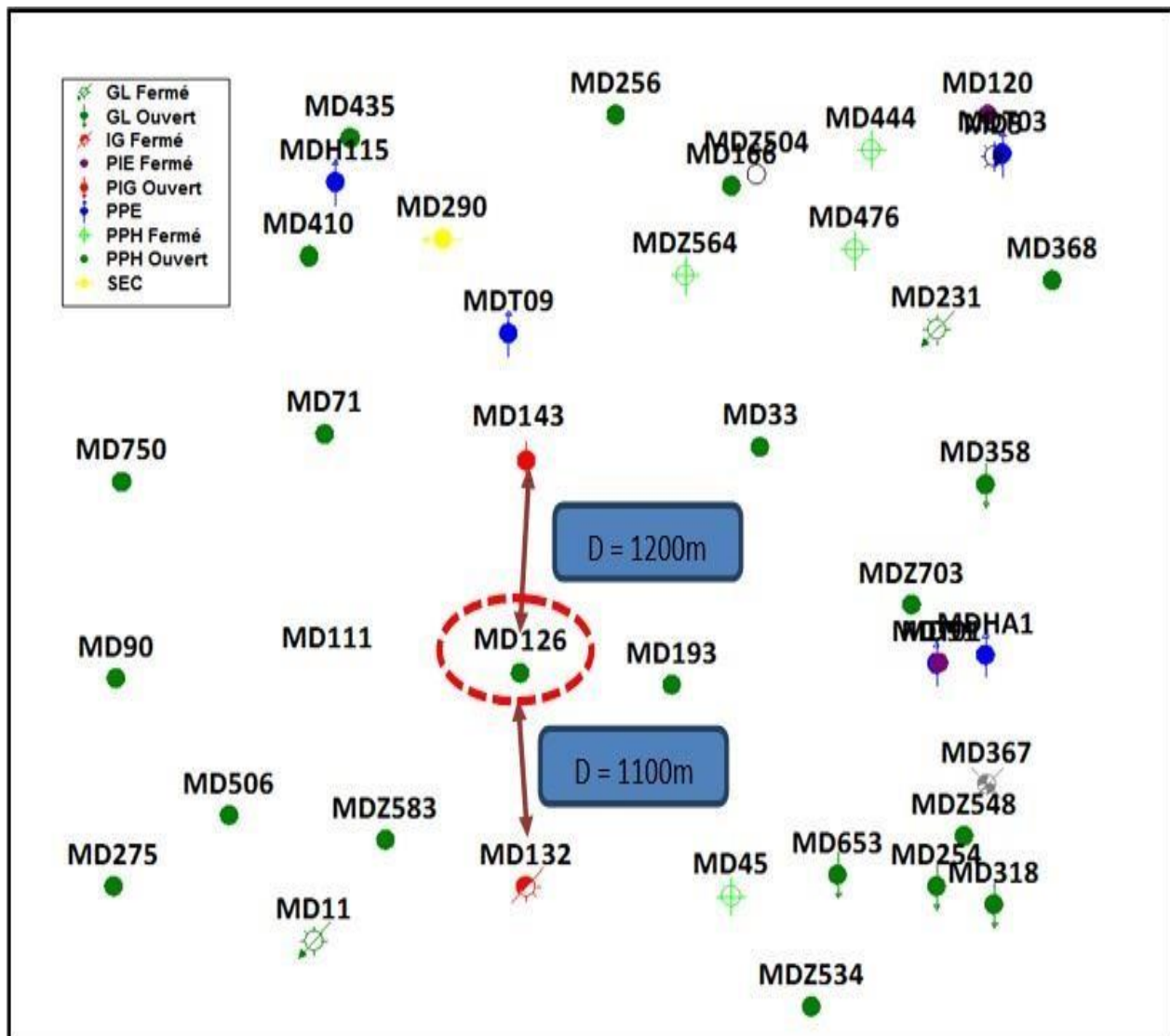
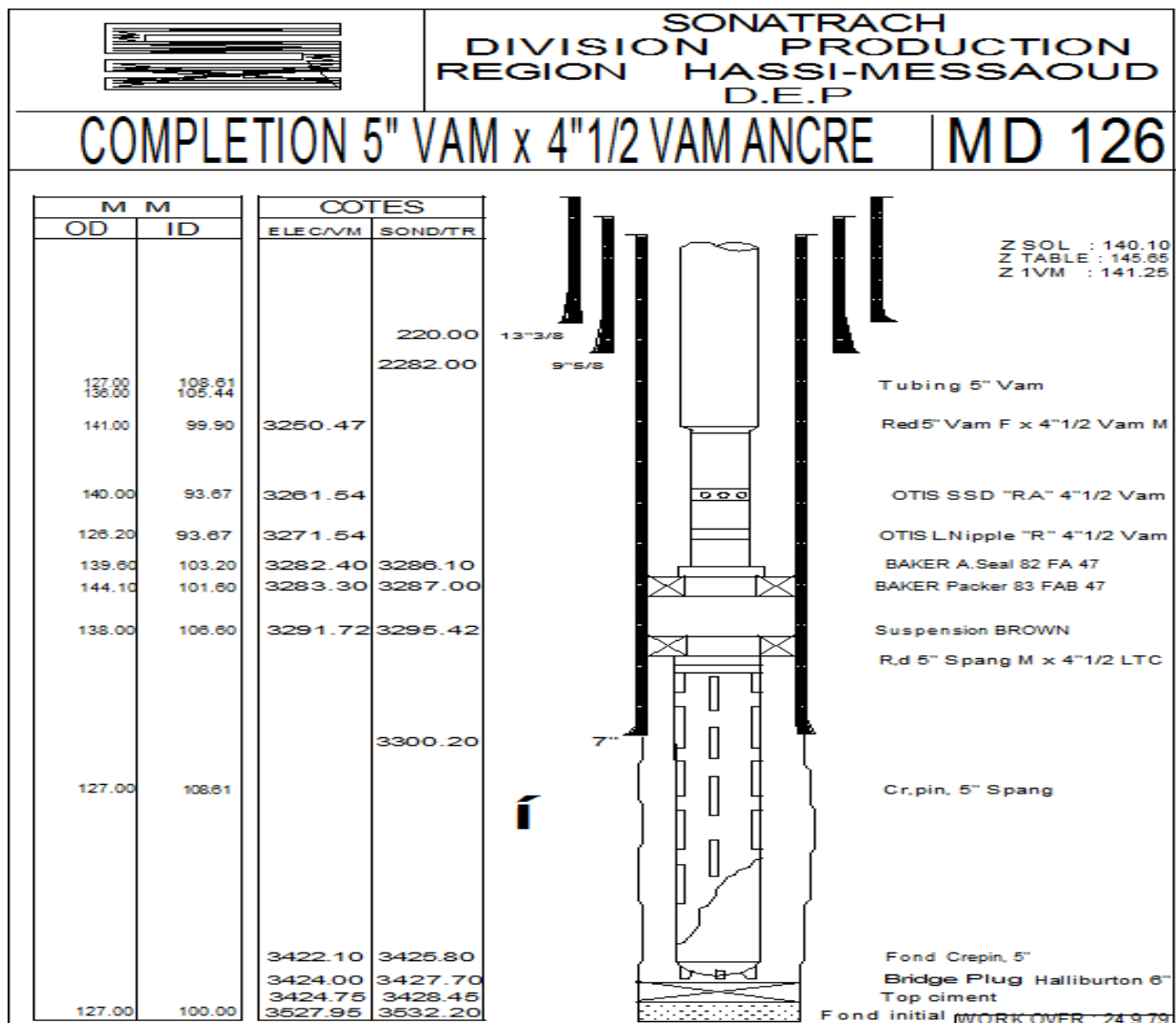


Figure IV.1 : Positionnement de puits MD126 [2].

**IV.2.1 Historique de puits MD126 :**

- Le puits MD126 est foré en Mai 1970 pour but de développement et exploitation duréservoir cambrien de la zone 19.
- Le puits est donné dans de test DST :
  - Pression de gisement : 320 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - Pression de tête : 112 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - Débit d'huile : 11.91m<sup>3</sup>/h.
  - GOR : 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La complétion du puits :
  - Tubing de production 5''
  - Liner crépine 5''

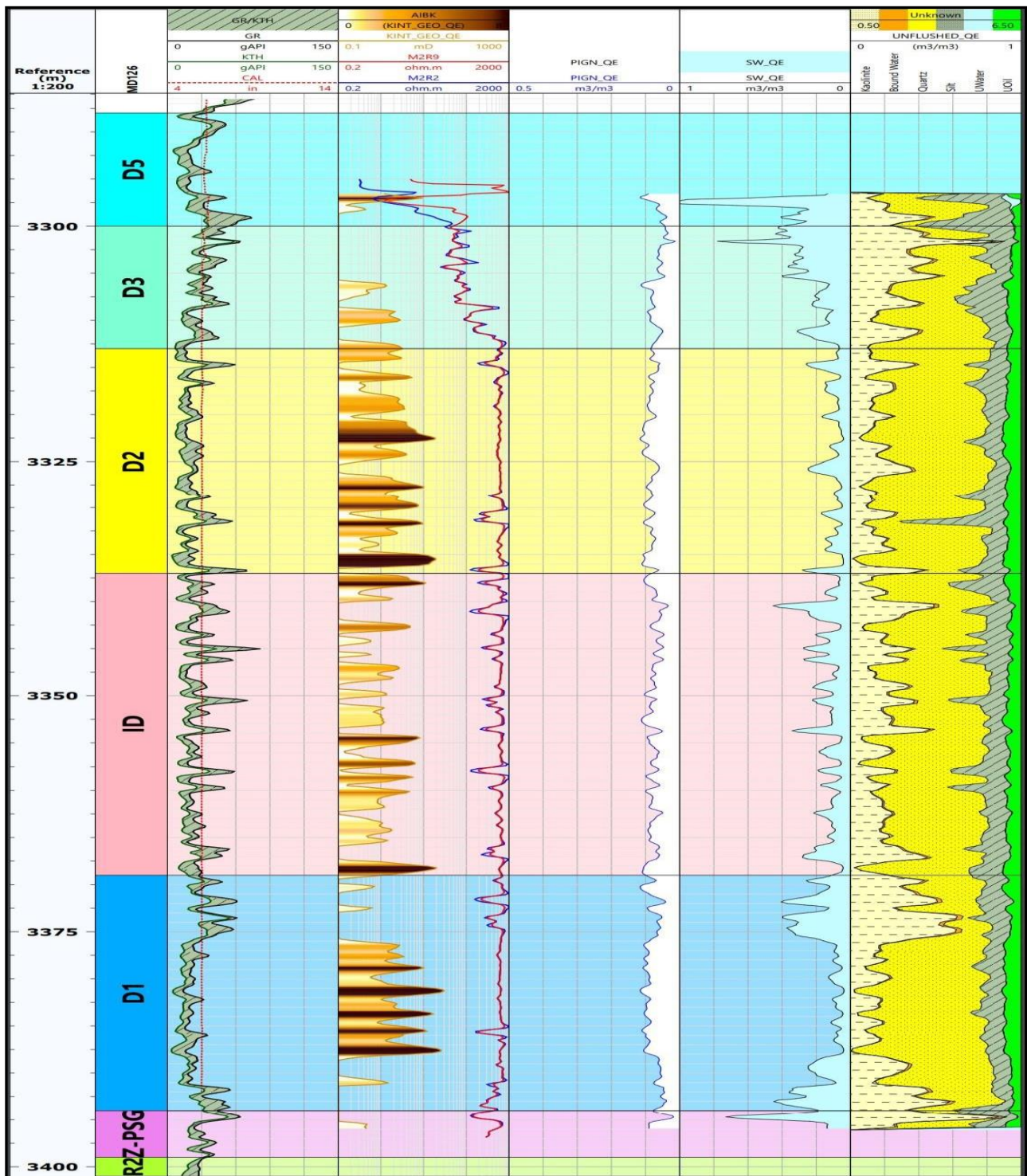


**Figure IV.2: Fiche de complétion de puits MD126 (avant l'opération de SIDE Track) [4].**



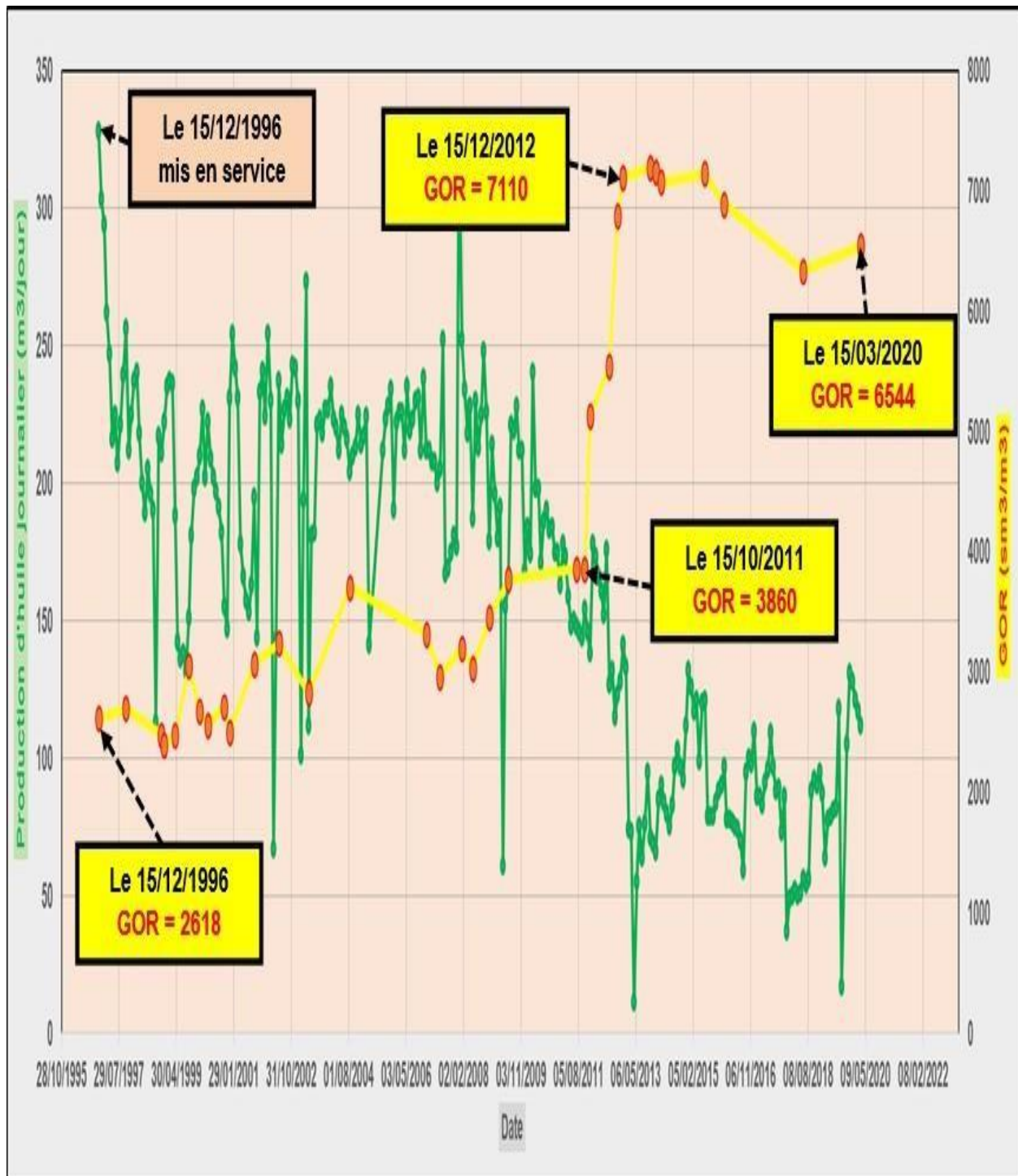
### ➤ La Diagraphie du puits :

D'après les profils de diagraphie (Gamma Ray [GR] et la résistivité [ohm.m]) on constate que l'intervalle [3380-3394] du drain D1 est meilleur intervalle de la production d'huile suite qui convient un faible Gamma Ray (faible Gamma c'est-à-dire zone faible argile bonne gréseuse) et bonnes résistivité (l'huile bonnes résistivité au courant électrique).



**Figure IV.3 : Fiche de diagraphie de puits MD126 [2].**

- Le puits est mis en service sur le réseau collecte en Décembre 1996 avec un débit d'huile de 11m<sup>3</sup>/h est GOR de 2618 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (voir la Figure IV.4), le début de percé de gaz en Octobre 2011 suite de sur injection des puits injecteurs voisins MD143 et MD132 qui est permet d'augmenter le GOR de 3680 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> au 7110sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Décembre 2012. [2]



**Figure IV.4 : Graphe de l'historique de la production d'huile et de GOR(avant l'opération de SIDE Track) [2].**

IV.2.2 Le PLT de puits MD126 :

- D'après la valeur de GOR en a fait une opération de PLT a réalisé en Novembre 2014 pour déterminer les zones en percé de gaz.
- Le profil de production de PLT :

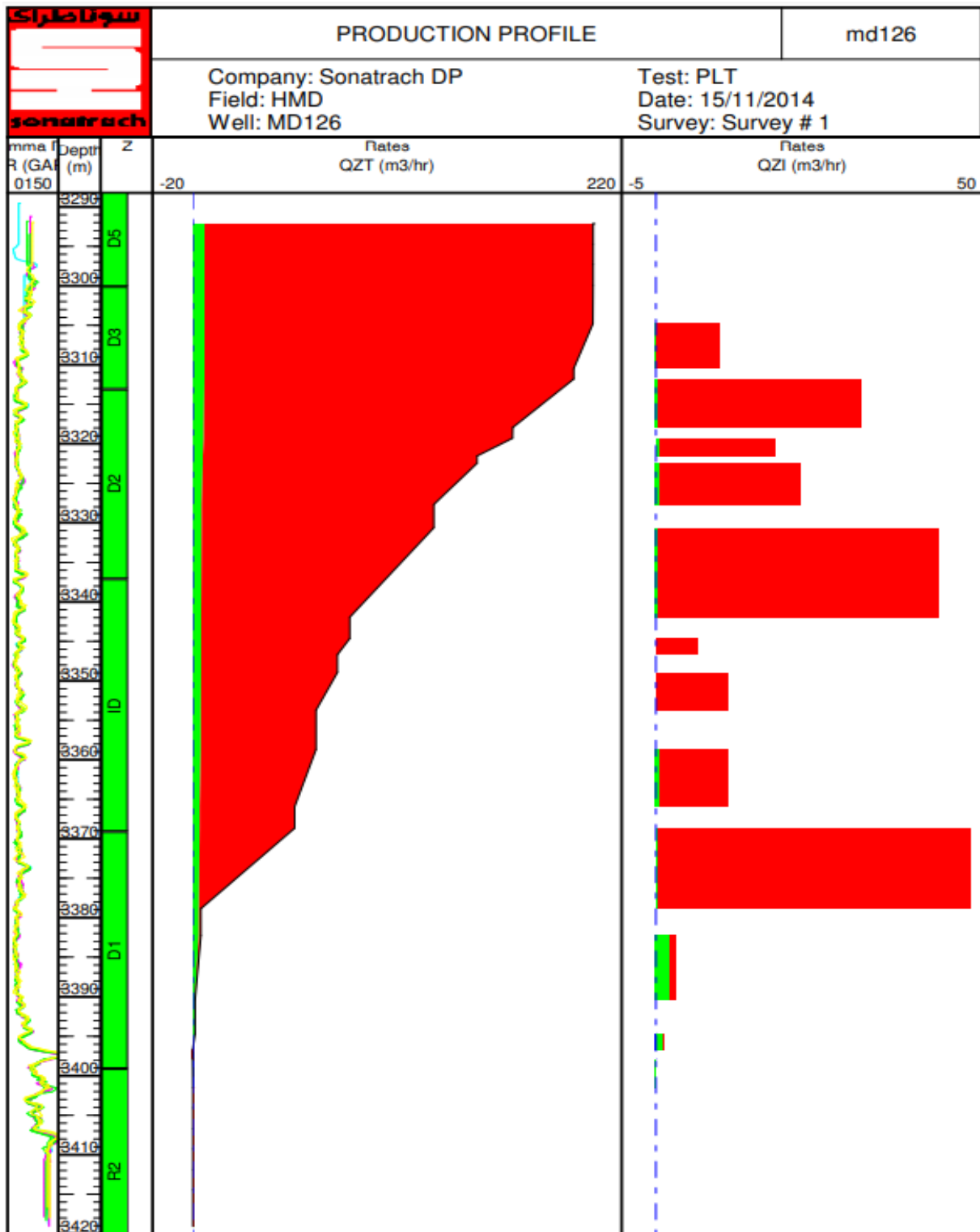


Figure IV.5 : Profil de production de puits MD126 [2].

## Chapitre IV: ETUDE DE CAS (MD126-MD114)

- L'interprétation de ce PLT montre que les percées de gaz se situent dans les zones suivantes :
  - [3311,8m - 3317,9m].
  - [3330,6m - 3341,9m].
  - [3368,7m - 3378,9m].
  - Environ 60% de l'huile proviennent de drain D1.
- Le tableau ci-dessous illustre les zones actives et leurs taux de production.

**Tableau IV.1 : récapitulatif des résultats de PLT [2].**

DRAINS	ZONES	OIL		GAS	
	m	m3/hr	%	m3/hr	%
D3	3304,8-3310,5	0,02	0,40	1345,19	4,79
D3+D2	3311,8-3317,9	0,17	4,37	4302,32	15,33
D2	3319,3-3321,6	0,37	9,52	2482,99	8,85
	3322,5-3327,7	0,35	9,01	3038,32	10,82
D2+ID	3330,6-3341,9	0,19	4,89	5945,22	21,18
ID	3344,7-3346,7	0,03	0,90	871,51	3,10
	3349,0-3353,7	0,09	2,21	1519,62	5,41
	3358,7-3365,9	0,34	8,75	1485,42	5,29
D1	3368,7-3378,9	0,28	7,21	6652,62	23,70
	3382,3-3390,4	1,34	34,48	321,95	1,15
	3394,7-3396,8	0,71	18,27	105,05	0,37
Total		3,89	100	28070,21	100

IV.2.3 Programme de Work-Over pour SIDE Track (Gas-shut off) de puits

MD126 :

Suite des difficultés d'exploitation de ce puits dû au percé de gaz, une décision en Avril 2020 pour faire un Work Over pour SIDE Track selon le programme suivant :

- Installation de l'appareille de Work Over sur le puits.
- Remonter le tubing de production 5''.
- Reforage le partie réservoir à partir de la côte 3300m jusqu'au fond du puits 3427m.
- Descente Liner 4''1/2 et cimenté.
- Descente et ancrage tubing de la production 4''1/2. [2]

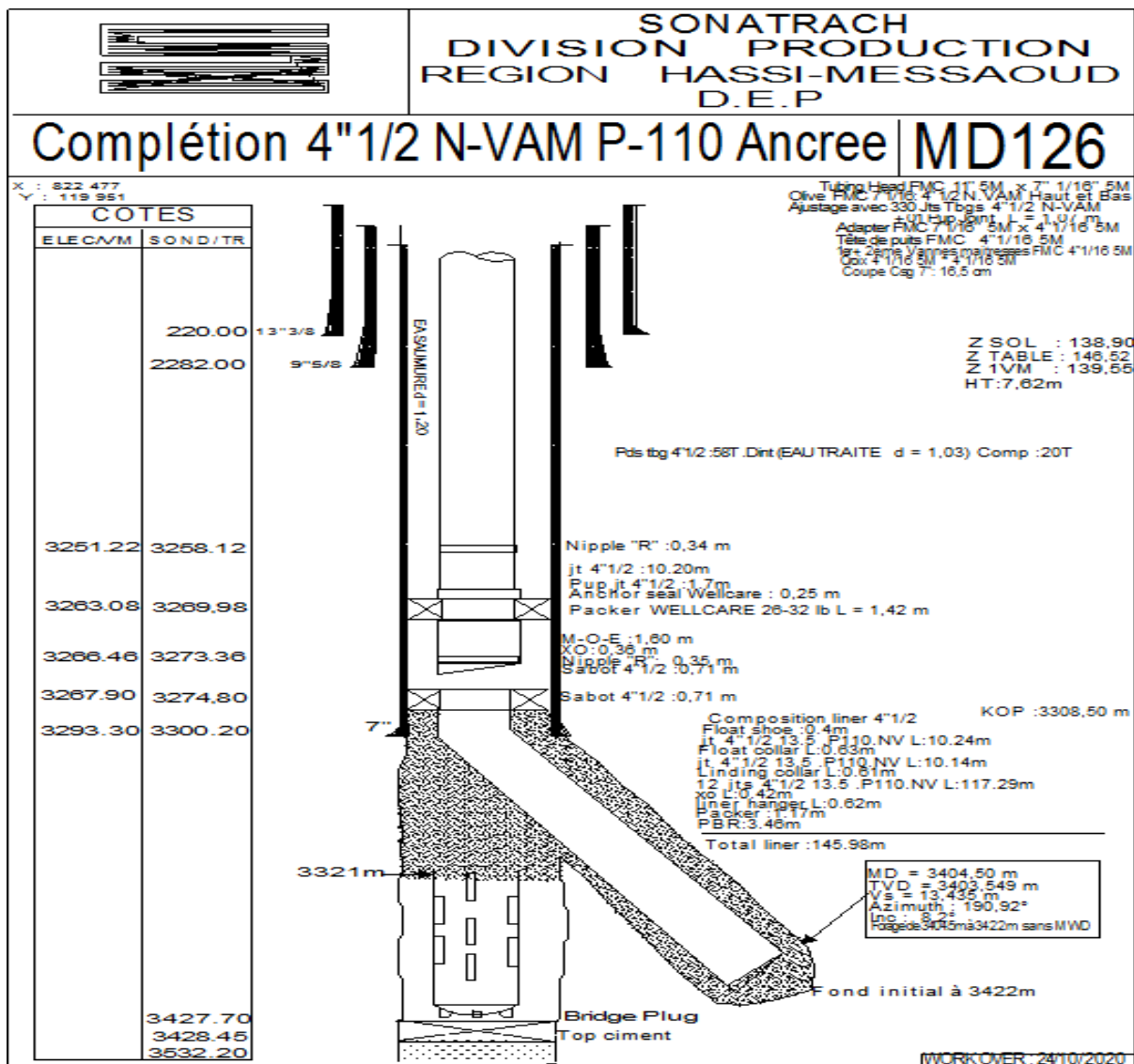


Figure IV.6 : Fiche de complétion de puits MD126

(après l'opération de SIDE Track) [2].

- On faire des nouvelles perforation qui produisent l'huile et évité les intervalles en percé de gaz selon les résultats de PLT faite sur le puits.
- Les intervalles à perforer sont :
    - ❖ [3380m – 3394m]
  - Les intervalles à éviter sont :
    - ❖ [3311,8m - 3317,9m].
    - ❖ [3330,6m - 3341,9m].
    - ❖ [3368,7m - 3378,9m].

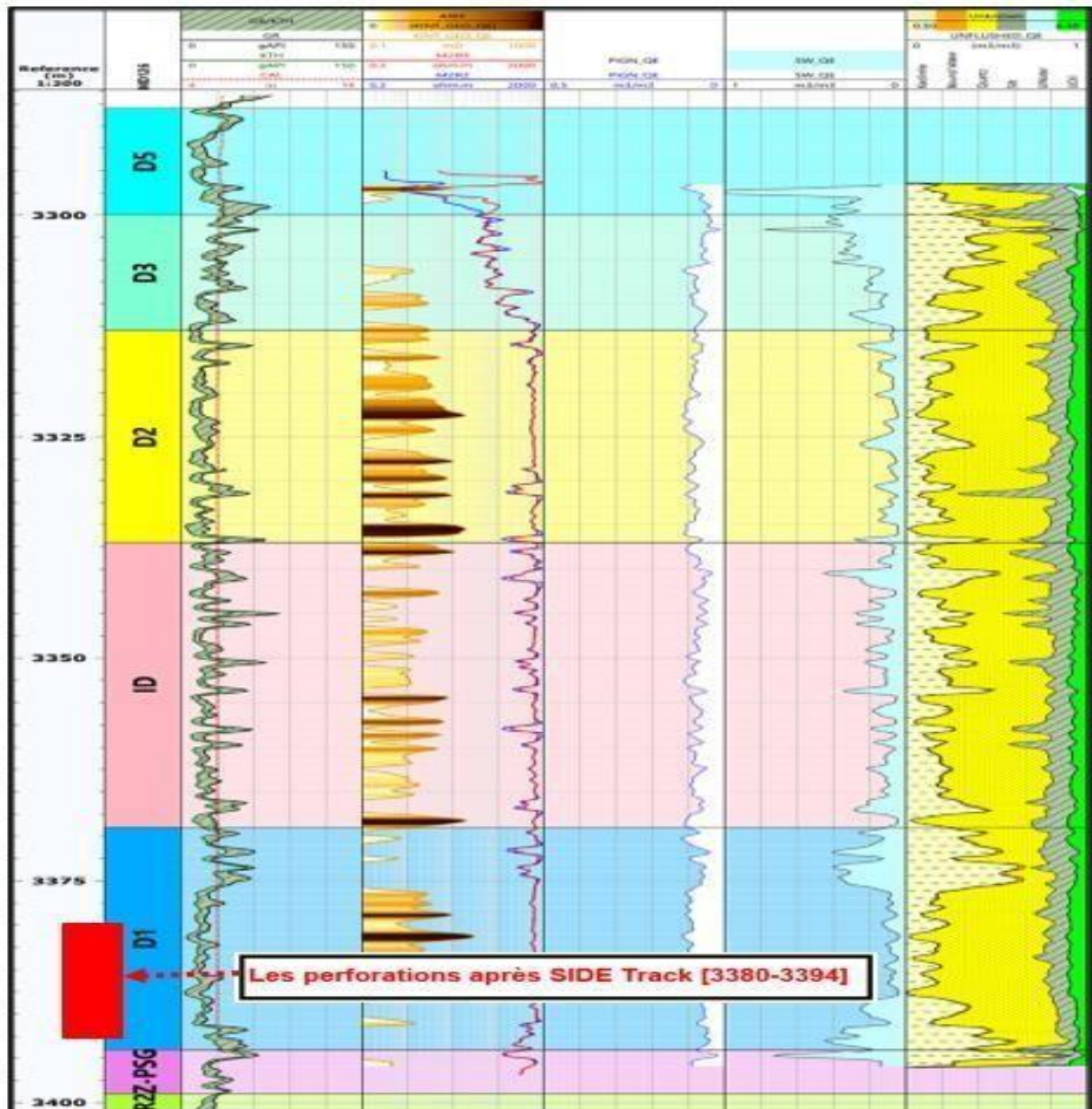


Figure IV.7 : Fiche de diagrapie de puits MD126 avec des perforations de SIDE Track [2].

### IV.2.4 Les résultats de SIDE Track du puits MD126 :

La réalisation d'un side track du puits est la perforation d'intervalle [3380 - 3394] ont été réalisées Janvier 2021, après le démarrage de puits en Mars 2021 on a enregistré les données suivantes :

- Débit d'huile : 108 m<sup>3</sup>/jour Q<sub>o</sub> = 4,5m<sup>3</sup>/h.
- GOR : 4242 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

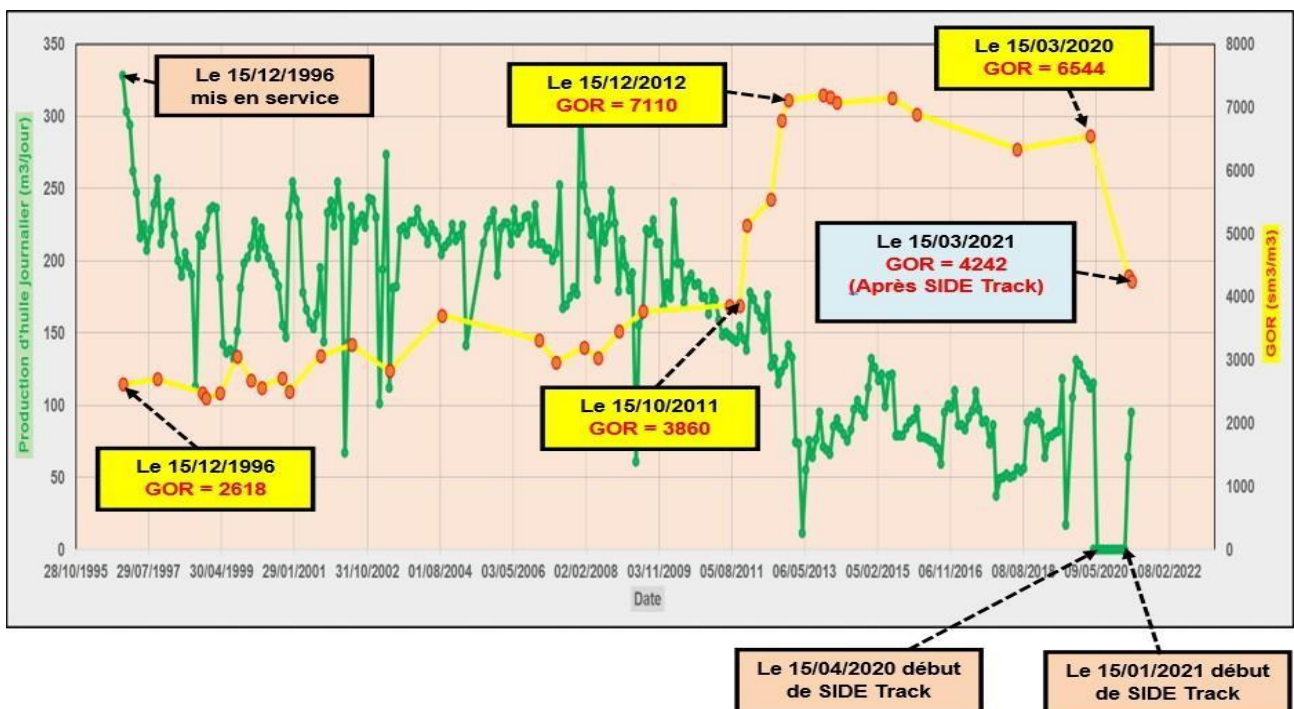


Figure IV.8 : Graphe de l'historique de la production d'huile et le GOR (avant et après l'opération de SIDE Track) [2].

### IV.2.5 Le Coût économique de sid track :

Le cout de Cette opération est d'environ 2 millions dollars.

### IV.2.6 Conclusion :

D'après ce qu'on a vu précédemment, on peut conclure que l'opération de SIDE Track appliqué sur le puits MD126 permet de diminuer le GOR par 2302 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (de 6544 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Mars 2020 au 4242 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Mars 2021) avec une faible chute de production d'huile estimée par 7m<sup>3</sup>/jour (0,30 m<sup>3</sup>/h) (de 115 m<sup>3</sup>/jour en Mars 2020 au 108 m<sup>3</sup>/jour en Mars 2021), cette chute est due principalement aux réductions de nombre des perforations afin d'éviter le maximum de percé de gaz.

### IV.3 Etude de puits MD114 :

- Le puits MD114 est situé dans la zone 15 à la partie sud du champ de Hassi Messaoud
- Les coordonnées géologiques selon le système UTM 31 sont :
  - X = 832 480 m.
  - Y = 127 494 m.
- Le puits MD114 est situé à une distance de 1200m de puits injecteur MD207

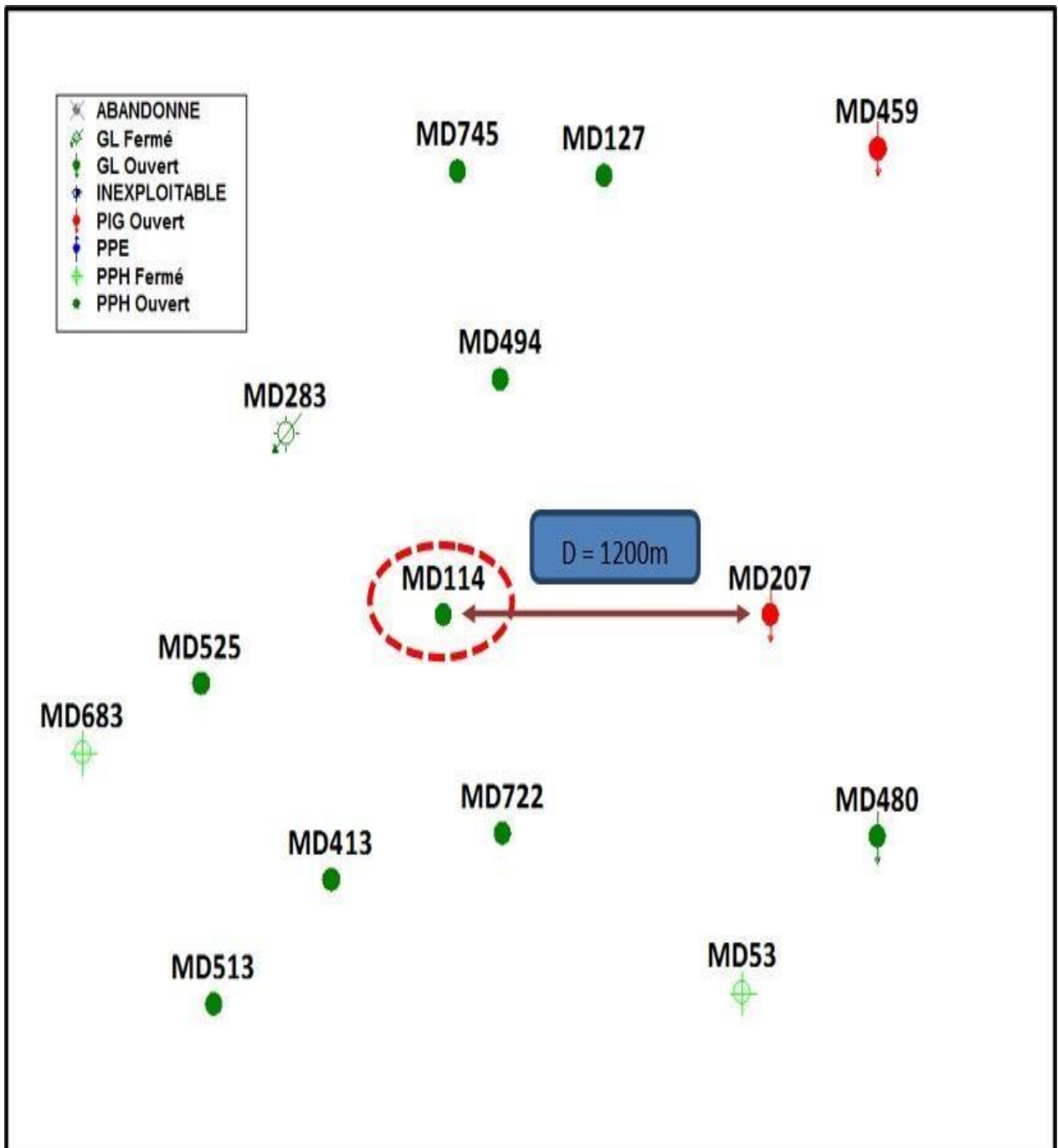
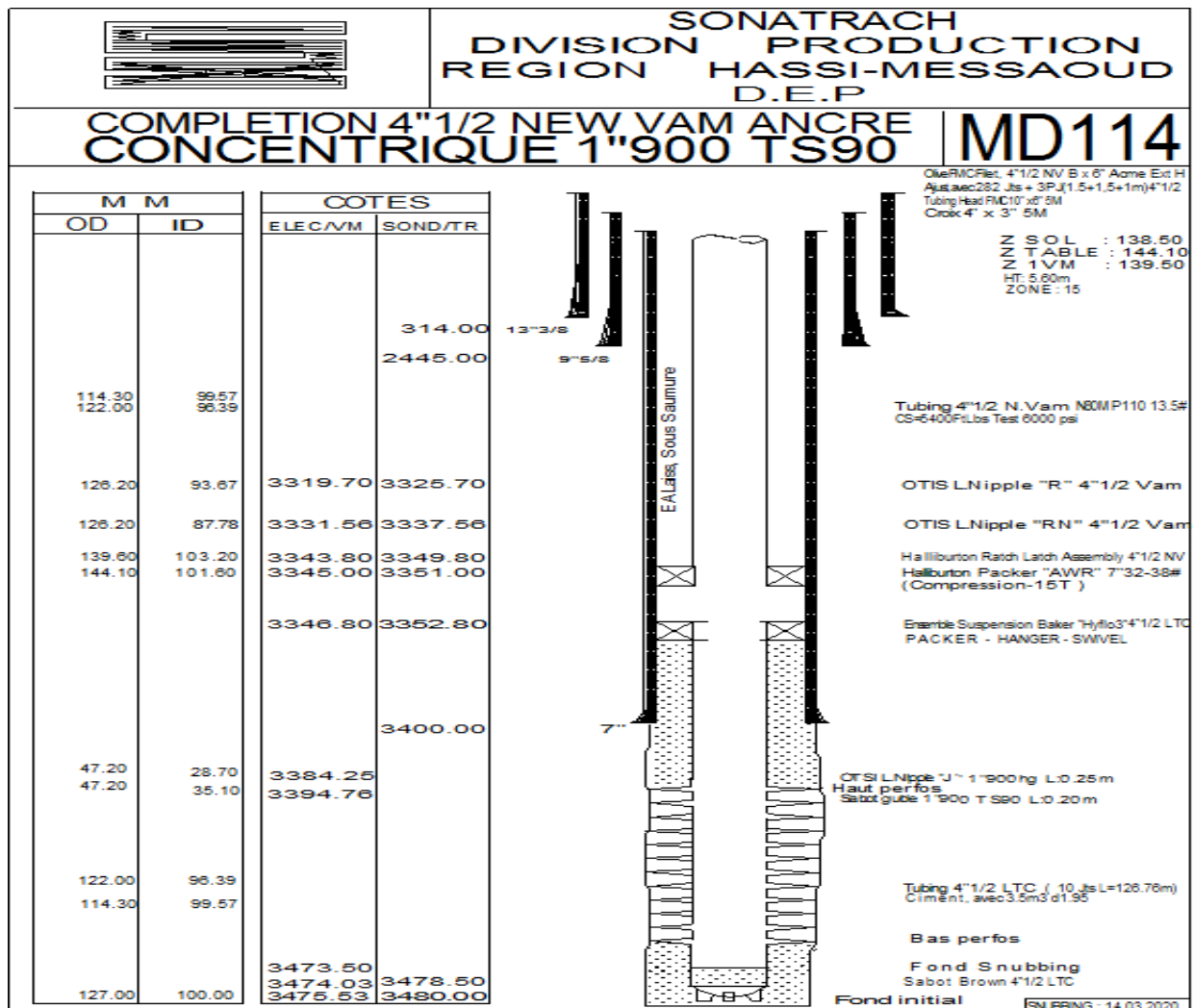


Figure IV.9 : Positionnement de puits MD114 [2].



**IV.3.1 Historique de puits MD114 :**

- Le puits MD114 est foré en Mai 1969 pour but de développement et exploitation du réservoir cambrien de la zone 15.
  - Le puits est donné dans de test DST :
    - Pression de gisement : 390 Kg/cm<sup>2</sup>.
    - Pression de tête : 103 Kg/cm<sup>2</sup>.
    - Débit d'huile : 12.87 m<sup>3</sup>/h.
- GOR : 173 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La complétion du puits :
    - Tubing de production 4''1/2
    - Liner 4''1/2 cimenté perforé [2]

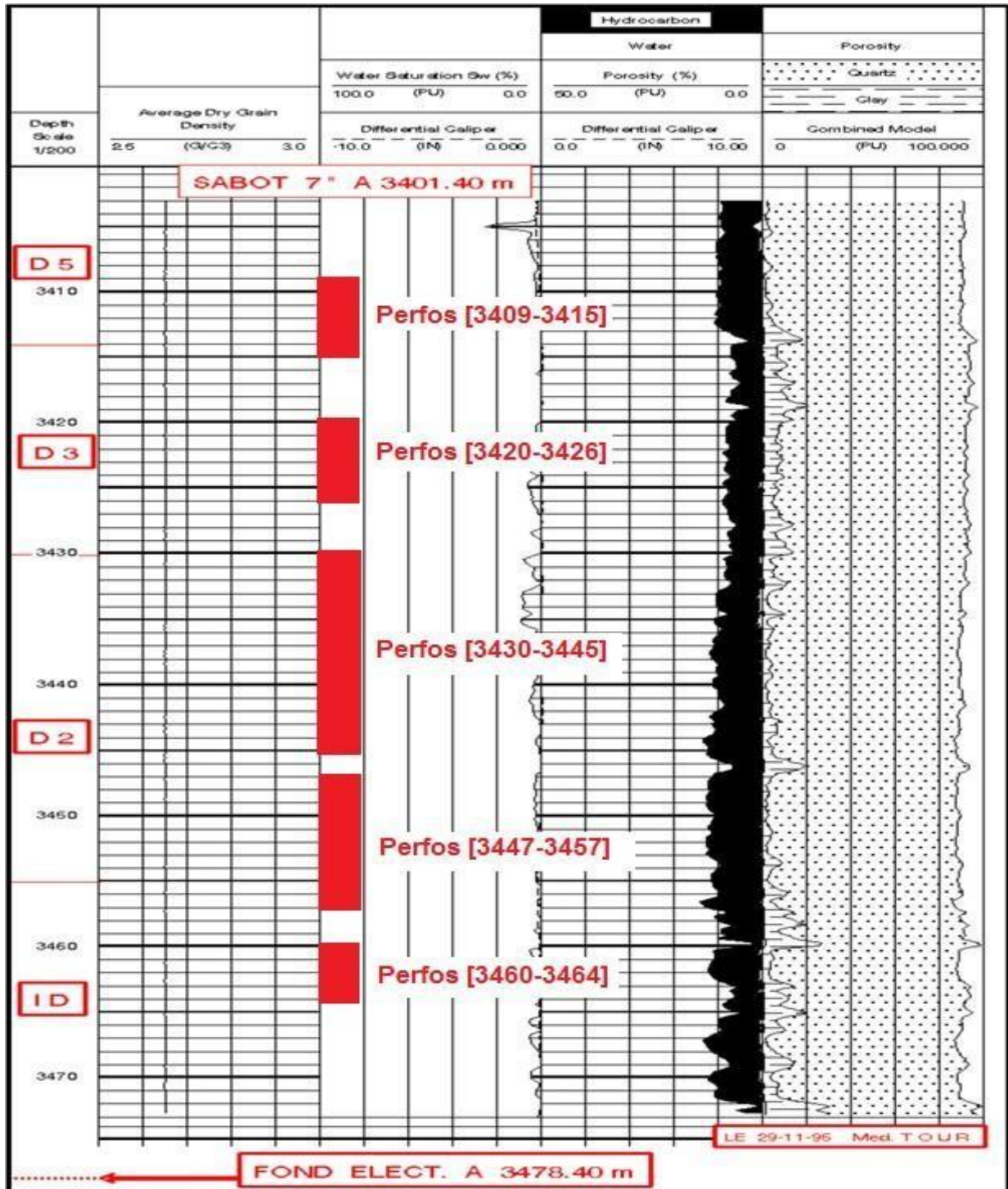


**Figure IV.10 : Fiche de complétion de puits MD114**

(avant l'installation de Casing patch) [2].

➤ La Diagraphie du puits :

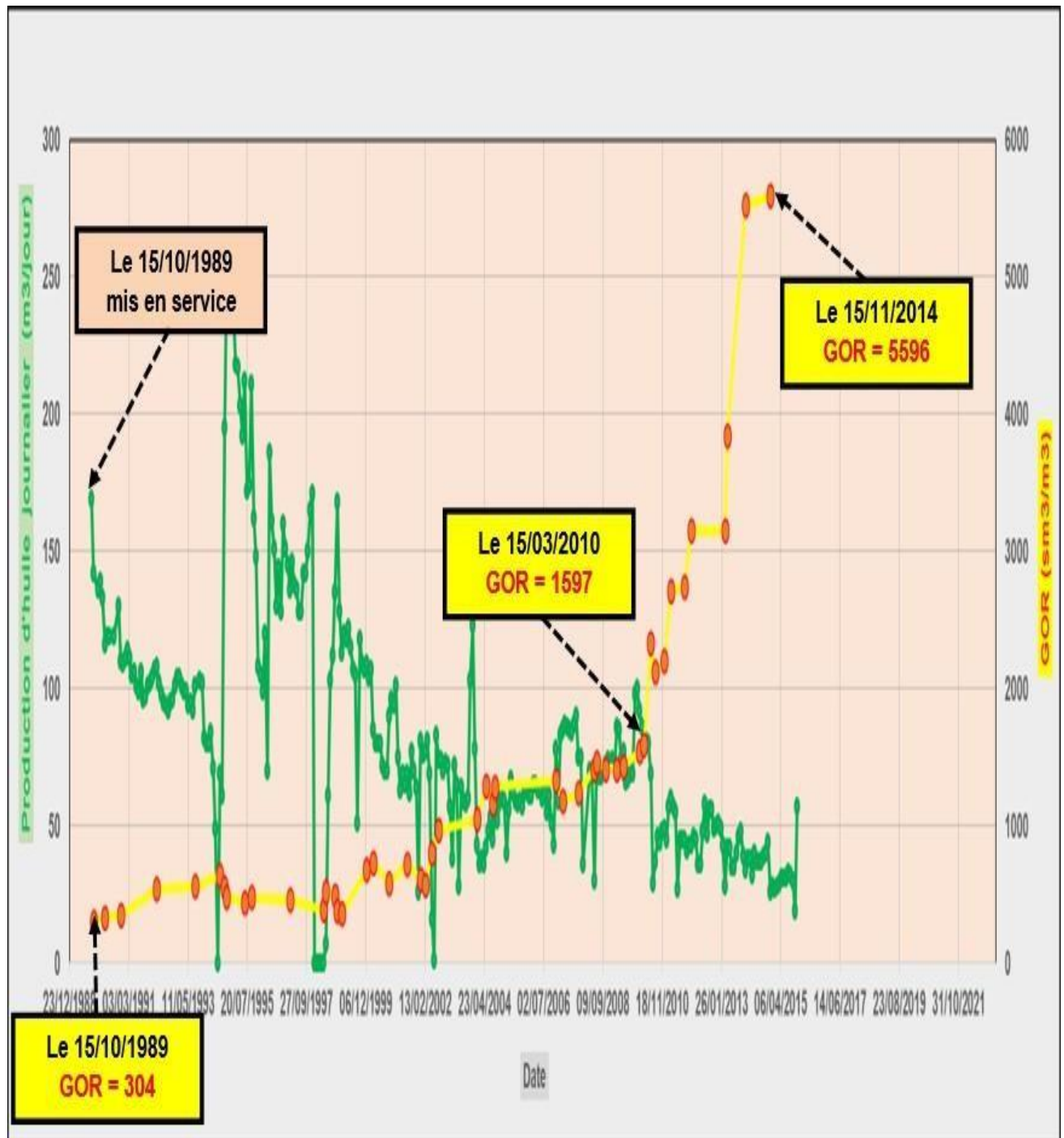
D'après les profils de diagraphie (la porosité et Water saturation) on constate que la partie basale du Drain D5, la partie centrale du Drain D3, tout le drain D2 et la partie sommitale du ID (Inter Drain) sont des bonnes zones de la production d'huile suite que des zones qui conviennent des bonnes porosité et mois saturation d'eau.



**Figure IV.11 : Fiche de diagraphie de puits MD114**

(avant l'installation de Casing patch) [2].

- Le puits est mis en service sur le réseau collecte en Octobre 1989 avec un débit d'huile de 7m<sup>3</sup>/h est GOR de 304 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (voir la figure IV.12), le début de percé de gaz en Mars 2010 suite de sur injection du puits injecteur voisin MD207 qui est permet d'augmenter le GOR de 1597 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> au 5596 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> Novembre 2014.



**Figure IV.12 : Graphe de l'historique de la production d'huile et le GOR (avant l'installation de Casing patch) [2].**

IV.3.2 Le PLT de puits MD114 :

- D’après le percé de gaz du puits en Mars 2010, une opération de PLT réalisé en Juin 2016 pour déterminer les zones en percé de gaz.
- Les perforations existantes sur les puits sont :
  - [3409m – 3415m]
  - [3420m – 3426m]
  - [3430m – 3445m]
  - [3447m – 3457m]
- Le profil de production d’interprétation du PLT :
- L’interprétation de ce PLT montre que :
  - La majorité du gaz produite (environ de 83%) vient des perforations [3409m– 3415m].
  - La totalité de la production d’huile provient des perforations [3430-3445] et [3447- 3457]

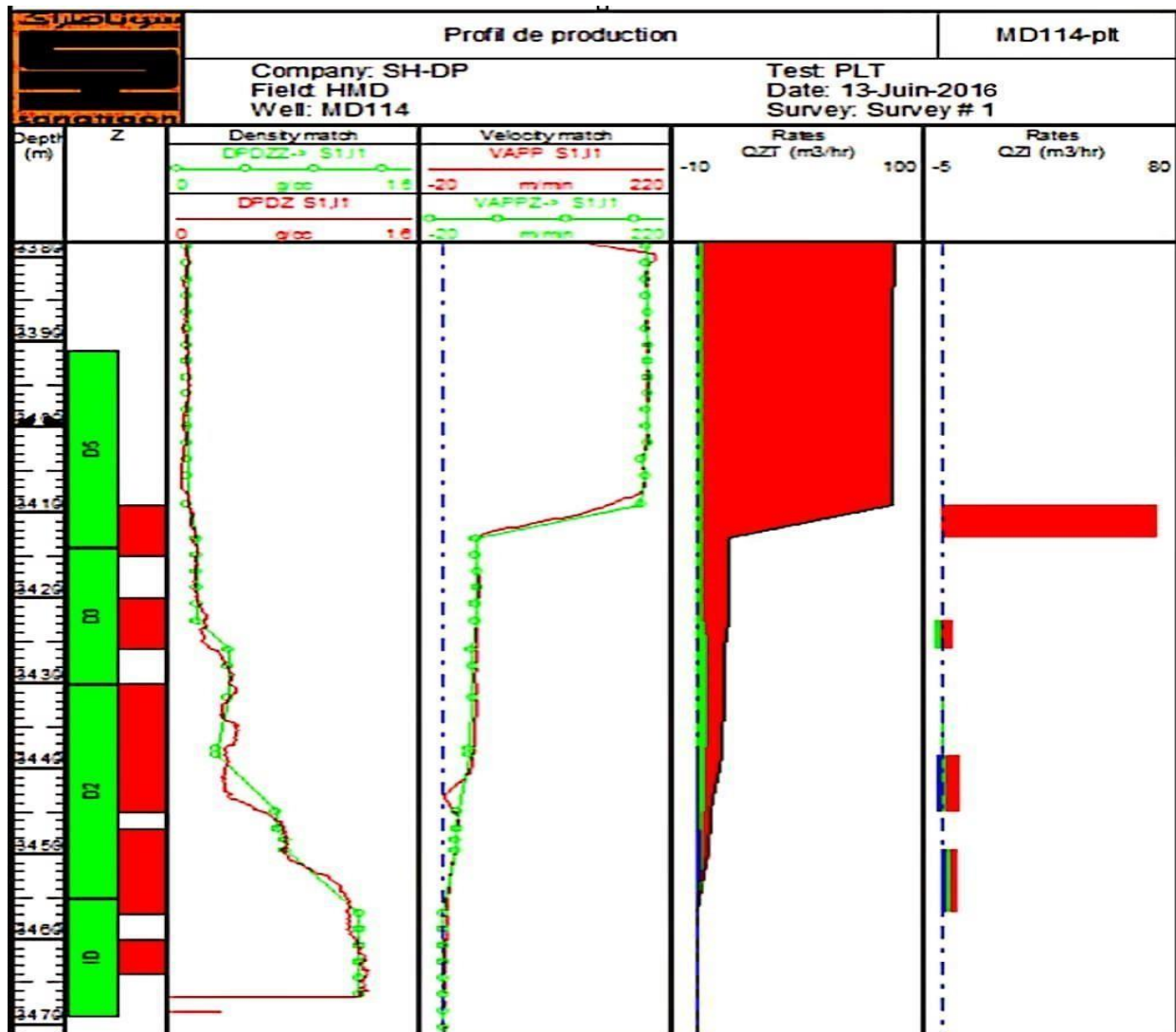
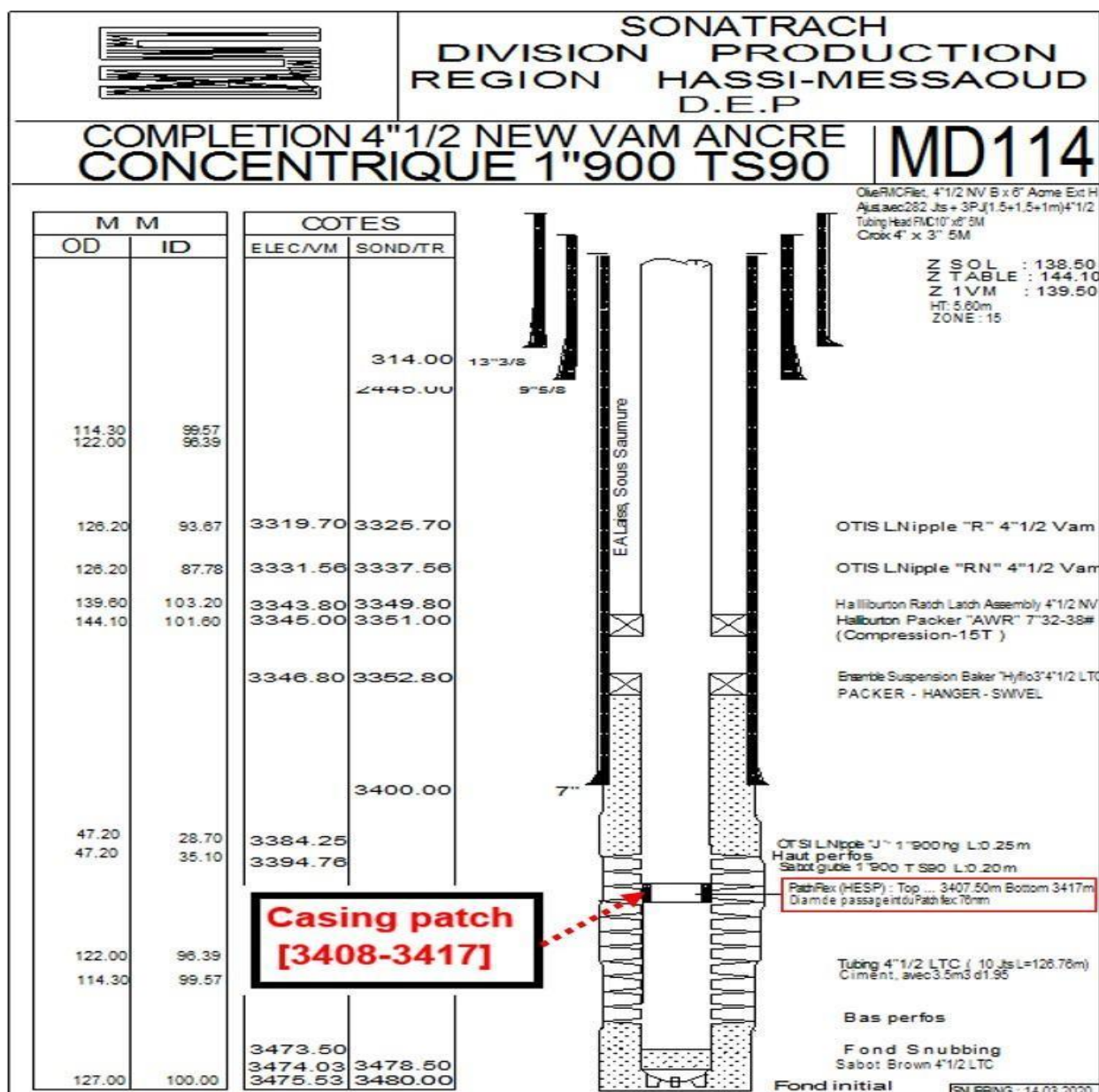


Figure IV.13 : Profil de production du puits MD114 [2].

### IV.3.3 Programme de Wire line pour la descente de Casing patch (Gas-shut off) de puits MD114 :

Suite des difficultés d'exploitation de ce puits dû au percé de gaz, une décision en Juin 2016 pour faire un Wire line pour la descente casing patch selon le programme suivant :

- Installation unité de Wire line sur puits.
- Descente le casing patch au niveau des perforations [3409-3415].
- Ancrage électrique de casing patch. [2]



**Figure IV.14 : Fiche de complétion du puits MD114**

(après l'installation de Casing patch) [2].

➤ La Diagraphie du puits après casing patch :

D'après les profils de diagraphie (la porosité et Water saturation) on constate que le casing patch est encrage dans les perforations[3408-3417] .

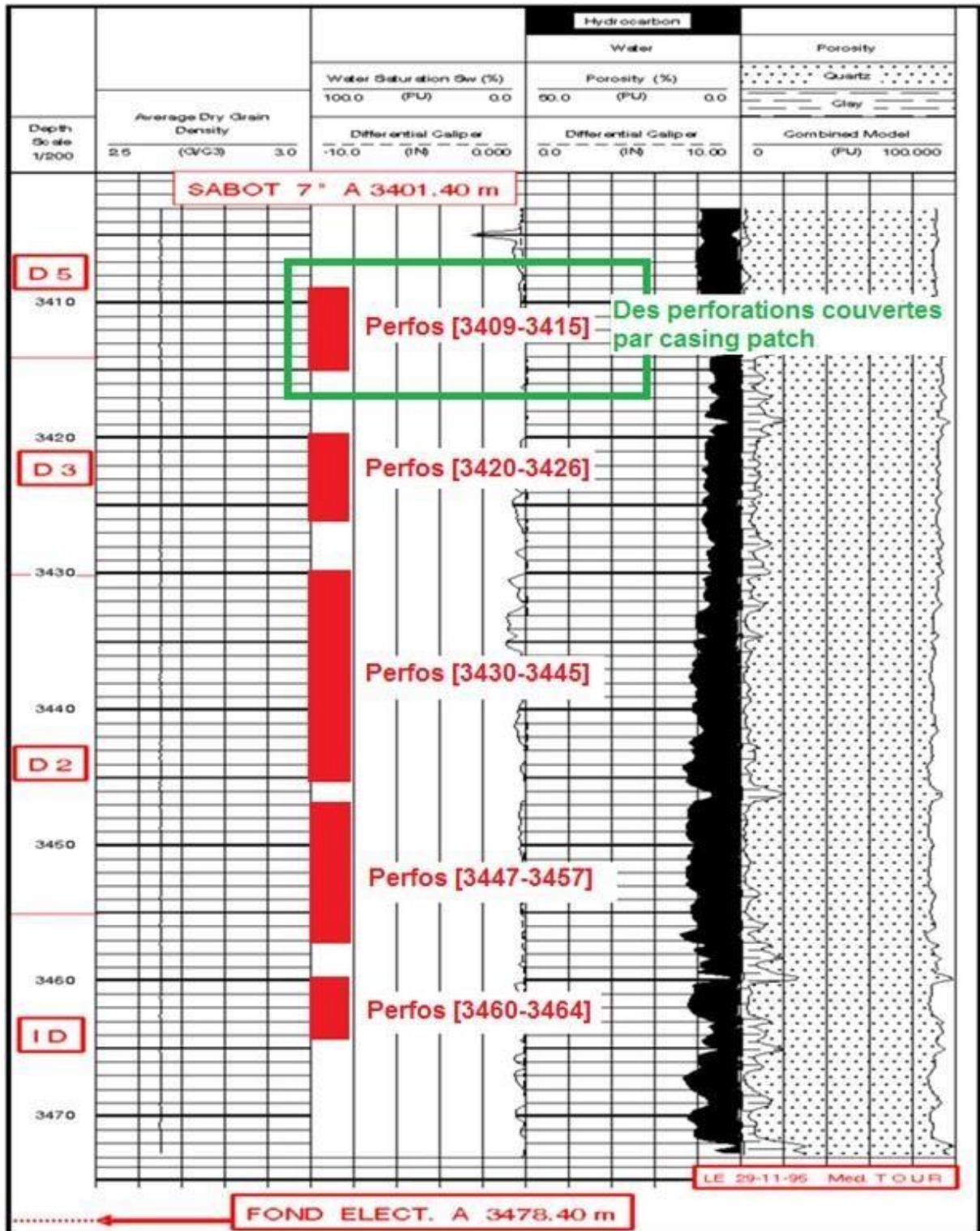


Figure IV.15 : Fiche de diagraphie du puits MD114

(après l'installation de Casing patch) [2].

### IV.3.4 Les résultats obtenus après l'installation de Casing patch :

Après l'installation de Casing patch en Juin 2016 par Wire line, on a enregistré les données suivantes après le démarrage de puits :

- Débit d'huile : 48 m<sup>3</sup>/jour ( $Q_o = 2$  m<sup>3</sup>/h).
- GOR : 794 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

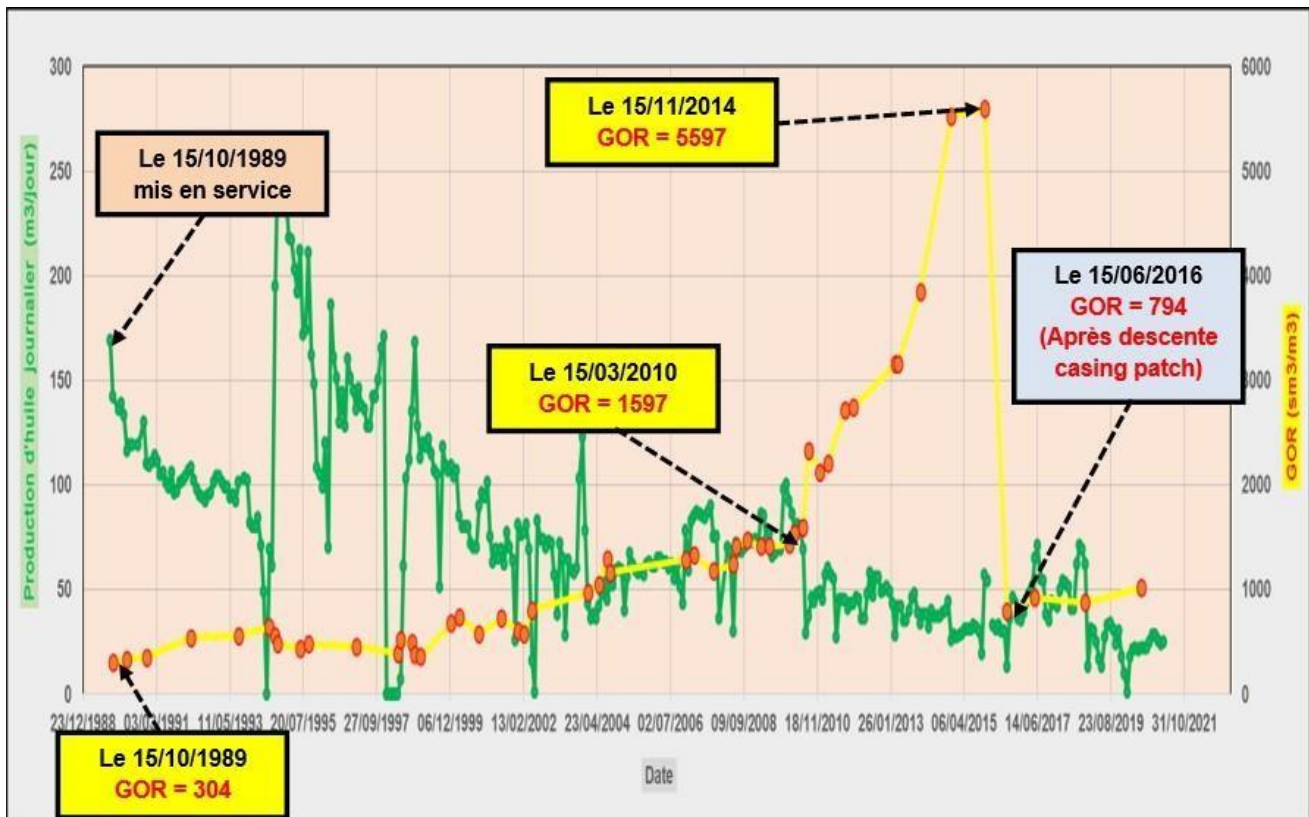


Figure IV.16 : Graphe de l'historique de la production d'huile et leGOR (avant et après l'installation de Casing patch) [2].

### IV.3.5 Le Coût économique de Casing patch :

Le cout de Cette opération est estimé par 100 mille dollars.

### IV.3.6 Conclusion :

D'après ce que précède, on conclure que l'installation de Casing patch dans le puits MD114 permet de réduire le GOR de 5597 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Novembre 2014 au 794 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en Juin 2016 (4803 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> comme différence) mais le débit de production d'huile reste constant et estimé par 48 m<sup>3</sup>/jour (2 m<sup>3</sup>/h).

### IV.4 ETUDE COMPARATIVE :

D'après les résultats précédents, on peut conclure les points suivants :

- D'un coût économique le Casing patch est relativement moins chère que le sid track (une différence de 1,5million dollars)
- D'un point de vue temporel, le processus de side track prend plus de temps que le casing patch, parce que l'opération de Casing patch se déroule en une seule journée, tandis que l'autre opération prend plusieurs mois (work over) pour l'arrivée le résultat finale.

D'un cote de réduction de percée de gaz en peut dire :

- Le side track est plus efficaces que le casing patch parce qu'après l'opération de sid track on obtient un faible GOR par rapport à l'opération de l'installation de casing patch, en plus le sid track permet d'augmenter la durée de vie et la productivité de puits.



## Conclusion Générale

La solution conventionnelle appliquée dans le champ de Hassi Messaoud pour atténuer la percée c'est la technique de GAS- SHUT OFF, peut toutefois être employée de façon temporaire contre les percées de gaz et /ou de l'eau.

Actuellement, le GAS SHUT OFF est arrêté la venue de gaz dans des intervalles bien déterminées, pour réduire le GOR et par conséquent augmenter la récupération maximale d'huile.

La modélisation par Le logiciel PIPESIM d'un puits à partir de réservoir jusqu'au l'installation de la surface permet d'optimiser plusieurs paramètres tel que : le GOR, la productivité ...etc.

La modélisation de puits MD 26 par PIPESIM confirme l'augmentation de débit d'huile de 2,2 m<sup>3</sup>/h pour un GOR de 5381 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (GOR du test) au 2,8 m<sup>3</sup>/h pour un GOR 1500m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

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 packers d'isolation.

Ce travail est focalisé sur les puits (MD126 et MD114), localisé dans le champ de Hassi Messaoud. 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, ce travail a permis de déduire les résultats suivants :

Le SIDE Track appliqué dans le puits MD126 permet de diminuer le GOR par 2302m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (de 6544 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> au 4242 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) avec une faible chute de la production d'huile estimée par 7m<sup>3</sup>/jour

Le Casing patch installé dans le puits MD114 permet de diminuer le GOR par 4803m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (de 5597 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> au 794 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) avec un débit de production d'huile constant égale à : 48 m<sup>3</sup>/jour (2 m<sup>3</sup>/h).

En conclusion nous pouvons affirmer que notre travail basé sur la technique de GAS -SHUT OFF a été particulièrement fécond ; stimulant et nous a permis d'obtenir des bons résultats pour diminuer le GOR en gardant les puits producteurs en bonne performance.

## Références bibliographiques

- [1] AHMED., TAREK . 2006. Réservoir engineering Handbook. 3rd ed,Burlington. MA, USA: Gulf Professional publishing.
- [2] Base des données de sonatrach en champ HMD.
- [3] Data Bank (sonatrach en champ HMD).
- [4] Grainger,John(1994).Power system analysis .McGraw-Hill Science /engineering/Math.
- [5] Interprétation of Array Production Logging Measurements Auteur: Lulu Liao–2014.
- [6] Marco R.Thiele and Rod. Batycky :Using Streamline-derived injection efficiencies for improved water flood management,Streamsim Technologies.
- [7] Nilsen, Jannicke. "DNV GL: Nå kan det lønne seg med flytende havvind til oljeplattformer [archive]" In English [archive] Teknisk Ukeblad, 20 January2015 Accessed: 22 January 2015.
- [8] Society of Petroleum Engineers Copyright 2003,SPE 84080.
- [9] Salhi B.And Meth. , 20,22,2015.memoire (le blocage de la venue du gaz dans la zone 1B du champ de HMD par la complétion intelligente cas du puits MDZ627)

ANNEXES

➤ Tableau jaugeage du puits MD126 :

PUITS : MD126

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press.Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
26/06/2015	24	655	3.54	25335.89	7147	93.1	38.3	--	.791		-	-	-	31	8.0117	0	0	-
11/10/2015	24	655	3.74	22565.91	6036	87.9	37.5	6.42	.792		-	-	-	32	7.1719	0	0	-
15/12/2015	24	655	4.16	28686.58	6891	76.8	39	--	.799		-	-	-	30	5.6276	0	0	-
28/02/2016	25.4	1440	3.38	18475.37	5470	108.2	39.2	39.38	.77		-	-	-	18	10.8251	25	0	-
17/07/2016	25.4	1440	2.67	15254.36	5721	109.2	38	38.34	.742		-	-	-	29	13.8346	40	0	-
04/09/2016	25.4	1440	4.23	22004.96	5198	93.7	41.5	41.81	.778		-	-	-	34	7.4769	0	0	-
22/01/2017	24	-	4.4	22081.53	5019	90	39	--	-		-	-	-	--	6.2398	0	0	-
25/04/2017	24	600	4.74	27079.86	5715	88	39	--	.806		-	-	-	29	5.6658	0	0	-
22/07/2017	24	-	3.9	22607.98	5791	79	41	--	.797		-	-	-	41	6.173	0	0	-
19/11/2017	24	-	1.71	13357.13	7789	103.6	37.8	38.24	.768		-	-	-	18	18.4296	55	0	-
05/01/2018	24	1440	2.16	19955.25	9247	89.3	38.8	38.75	.777		-	-	-	19	12.6235	63	0	-
21/06/2018	24	1440	2.39	15148.88	6337	96.5	41	40.79	.779		-	-	-	31	12.3139	0	0	-
01/09/2018	24	1440	3.67	22805.98	6211	100.1	42.3	43.03	.792		-	-	-	30	8.3166	75	0	-
20/09/2018	24	1440	3.86	23520.40	6099	99.4	43	42.93	.79		-	-	-	36	7.8616	0	0	-
09/12/2018	24	1440	3.94	20805.34	5277	96	40.7	40.48	.784		-	-	-	26	7.4284	0	0	-
23/04/2019	24	1440	3.74	15124.76	4045	77.7	36.5	--	.794		-	-	-	32	6.3397	0	0	-
28/06/2019	24	1440	5.47	30022.65	5484	71	37	10.3	.796		-	-	-	39	3.9563	0	0	-
19/10/2019	24	1440	5.49	31471.20	5737	69.5	36.8	--	.796		-	-	-	37	3.8652	0	0	-
21/01/2020	24	1440	5.1	32092.99	6295	70.8	42.7	45.07	.788		-	-	-	35	4.2352	70.75	0	-
11/04/2020	24	1440	4.77	31236.65	6544	68.5	42.5	41.84	.789		-	-	-	31	4.3777	0	0	-
30/09/2020	9.53	1440	1.24	5186.31	4169	113.8	10	5.27	.807		-	-	-	31	5.2912	0	0	-
02/10/2020	9.53	1440	1.22	5287.37	4327	111.7	10	5.61	.807		-	-	-	25	5.2888	0	0	-
09/02/2021	14	1440	2.95	3667.51	1242	51.1	33.4	33.65	.796		-	-	-	13	2.0005	50	0	-
24/03/2021	14	1440	2.87	6075.26	2116	68.7	34.1	34.4	.792		-	-	-	22	2.7645	0	0	-

**ANNEXES**

➤ **Tableau jaugeage du puits MD114 :**

**PUTTS : MD114**

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press.Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
31/05/2015	18	1440	1.3	4176.34	3221	36.7	14.5	14.58	.774		-	-	-	34	5.145	0	0	-
12/08/2015	18	Vx29	1.22	4999.70	4093	33.9	15.3	--	.795		-	-	-	35.3	5.0436	0	0	-
06/11/2015	18	FastQ	0.91	5091.77	5596	40.1	14.9	--	.803		-	-	-	18	8.0098	290	0	-
22/11/2015	18	600	2.37	3989.26	1686	33	14.2	7.14	.797		-	-	-	30	2.5349	0	0	-
18/12/2015	18	655	1.98	4371.69	2211	32.7	13.7	7.85	.796		-	-	-	27	3.006	0	0	-
10/03/2016	18	1440	1.99	5041.10	2538	38.7	14.7	9.59	.792		-	-	-	22	3.5411	0	0	-
13/06/2016	18	-	1.96	1500.53	765	30.2	14.7	4.59	.793		-	-	-	36	2.8	0	0	-
20/06/2016	18	1440	0.9	713.53	797	14.3	13.5	13.46	.799		-	-	-	28	1.7237	0	0	-
03/08/2016	18	1440	1.33	2060.15	1552	18.5	13	12.95	.78		-	-	-	38	2.5335	0	0	-
14/10/2016	18	-	4.13	4715.32	1143	29.4	16	--	.792		-	-	-	34.44	1.2954	0	0	-
16/10/2016	18	1440	1.74	3679.17	2119	28.9	15.3	15.09	.792		-	-	-	29	3.0248	20	0	-
15/01/2017	18	FastQ	1.84	2636.63	1435	22.5	14.1	--	.803		-	-	-	10.9	2.2256	0	0	-
24/02/2017	18	-	2.38	3766.38	1582	26.4	16.1	15.7	.799		-	-	-	25	2.0155	0	0	-
15/05/2017	18	-	3.25	2994.88	922	22.9	13.2	--	.804		-	-	-	23.33	1.2807	0	0	-
21/06/2017	18	Vx40	2.53	3175.70	1257	22.1	13.7	--	.804		-	-	-	29.2	1.59	0	0	-
08/09/2017	18	600	1.58	2929.63	1857	24	14	4.59	.798		-	-	-	30	2.7653	0	0	-
18/10/2017	18	Vx40	2.1	3125.84	1490	30.4	13.9	--	.803		-	-	-	30	2.6331	1222	0	-
03/11/2017	18	600	1.98	3154.10	1591	28.5	13	5.1	.798		-	-	-	24	2.6122	923	0	-
10/02/2018	18	FastQ	2.38	2306.98	969	25.1	13.1	--	.809		-	-	-	12	1.9169	380	0	-
26/05/2018	18	Vx40	1.76	2480.03	1406	22.9	12.7	--	.806		-	-	-	29.2	2.3604	18.26	0	-
08/08/2018	18	1440	3.1	1453.99	469	23.1	13.4	13.28	.792		-	-	-	33	1.3544	0	0	-
28/11/2018	18	-	2.13	1873.29	878	23.8	12.4	--	.803		-	-	-	11	2.028	1010	0	-
06/01/2019	18	600	1.2	1914.07	1601	16	12	3.47	.805		-	-	-	19	2.4327	0	0	-
21/03/2019	18	1440	0.9	1515.70	1685	14.9	12.9	12.6	.788		-	-	-	24	2.5004	0	0	-
18/06/2019	18	600	1.28	1760.17	1377	15.9	12.8	3.98	.806		-	-	-	33	2.1372	0	0	-
06/08/2019	18	600	1.8	1077.34	599	24	12	4.38	.79		-	-	-	44	2.4234	60	0	-
06/10/2019	18	600	1.33	2022.81	1522	17.2	12.1	4.28	.802		-	-	-	32	2.3527	0	0	-
10/12/2019	18	600	0.6	1197.51	2012	16	12.4	4.38	.79		-	-	-	23	4.7768	0	0	-
09/03/2020	9	600	0.8	1849.19	2316	42	33	10.2	.79		-	-	-	17	2.6565	0	0	-
18/04/2020	9	1440	0.88	1198.13	1357	45.5	34.9	35.28	.793		-	-	-	29	2.6484	0	0	-
12/07/2020	9	1440	0.94	1209.72	1285	45.3	35.2	35.59	.791		-	-	-	27	2.4505	0	0	-
19/10/2020	9	1440	1.13	1148.75	1016	44.9	34.3	34.67	.8		-	-	-	21	2.0488	0	0	-
12/01/2021	9	600	1	1473.91	1468	46	32	4.38	.805		-	-	-	11	2.3919	0	0	-

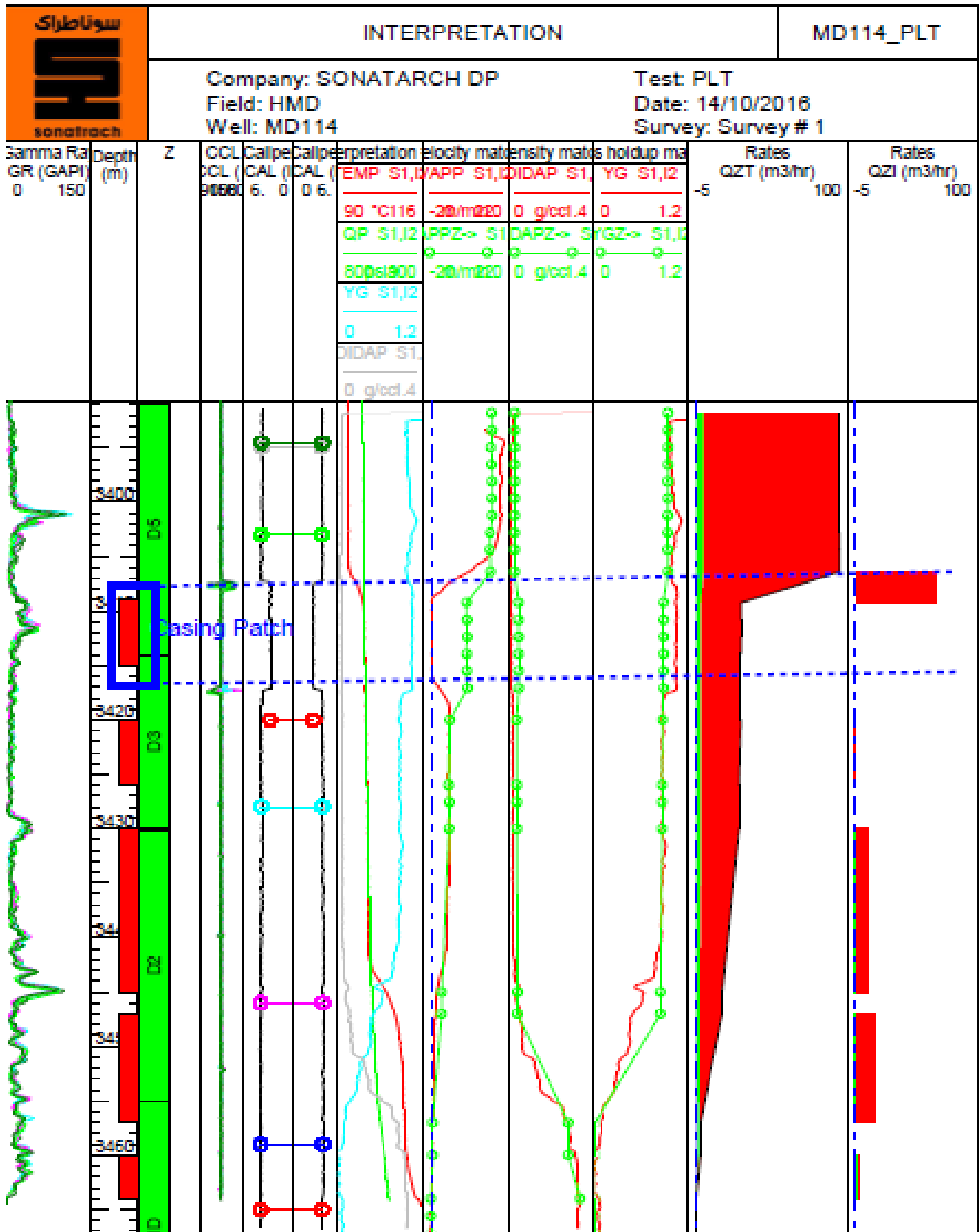




Figure : Profil de production du puits MD114  
Après l'installation de casing patch

ANNEXES

	Zone Contributions; Res. Cond.		MD114_PLT
	Company: SONATARCH DP Field: HMD Well: MD114	Test: PLT Date: 14/10/2016 Survey: Survey # 1	

Contributions by phase

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	
3406.4-3409.2	0.00	1.55	64.16	
3420.0-3426.0	0.00	1.18E-2	1.38	
3430.0-3445.0	0.00	1.12	10.17	
3447.0-3457.0	-1.32	1.24	14.80	
3460.0-3464.0	1.33	0.90	0.53	

**Tableau Les résultats de PLT après l'installation de casing patch**

Le tableau ci-dessous illustre la contribution des séries des Perforations :

Drains	Perforations m	Débit huile		Débit gaz	
		m3/h	%	m3/h	%
D5	3406,4 - 3409,2	1,33	32,28	3096,56	69,73
D3	3420 - 3426	0,01	0,24	64,83	1,46
D2	3430 - 3345	0,96	23,30	512,01	11,53
D2+ID	3447 - 3457	1,06	25,73	715,84	16,12
ID	3460 - 3464	0,76	18,45	51,26	1,15
Total		4,12	100	4440,5	100

**NB :** Ces pourcentages sont calculés par rapport au débit total de chaque dans les conditions standard.

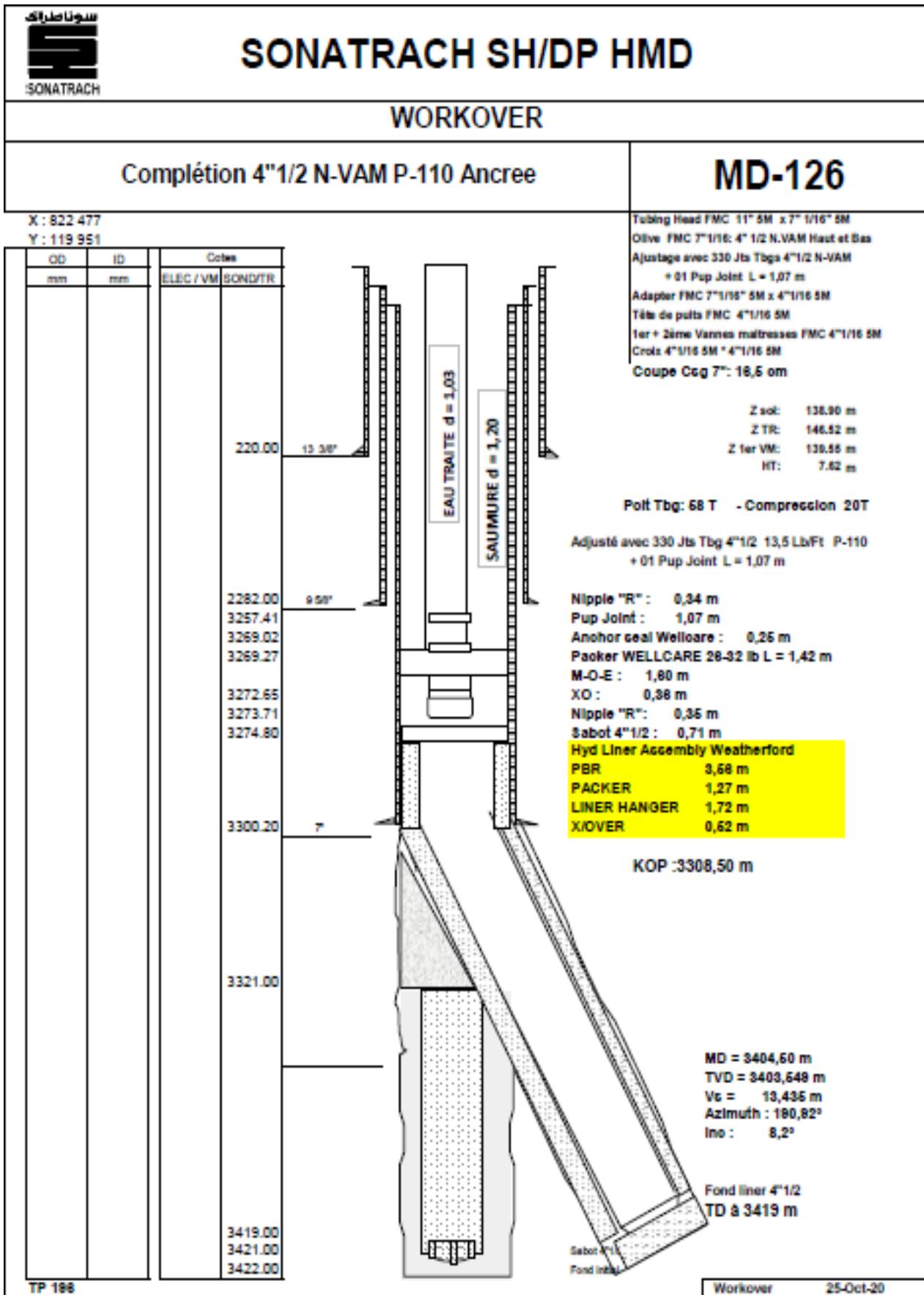


Figure : Fiche de complétion de puits MD126