

N° Série : /2018

Université Kasdi Merbah - Ouargla -



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département de production

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : production professionnelle

Présenté Par :

Asnoun Miloud, Drif Meriem

- THÈME -

Etude comparative entre GAZ-LIFT et les pompes ESP dans le champ du HMD (Zone 04, puits OMJ832)

Soutenu le : 25/06/2018

Jury:

Président:	Mr. MERABTI HOCINE.	Univ. Ourgla
Examineur :	Ms. BELMILOUD.F	Univ. Ourgla
Encadreur :	Mr. SID ROUHOU	Univ. Ourgla

Remerciements

Nous tenons à remercier notre dieu pour le courage et la patience qu'il nous a donnée afin de mener ce petit projet à terme.

Je voudrais tout d'abord témoigner notre profonde reconnaissance à notre encadreur SID ROUHOU a dirigé ce travail, a suivi l'évolution de ce mémoire avec beaucoup d'intérêt, nous le remercions infiniment.

Nous adressons nos plus chaleureux remerciements au personnel d'Organisation Hassi Messaoud en particulier, AKOU Nacima et RAHAL Med Lakhder, Ingénieurs Production

Nous voudrions de plus rappeler le soutien et l'encouragement reçus par nos chers parents et amis

Nous remercions vivement nos professeurs pour leurs aides précieuses et leurs conseils judicieux ainsi que tous les enseignants de l'université de OVARGLA pour leur contribution à notre formation et leur disponibilité à orienter les étudiants et n'on oublie pas les respectables membres de jurie Mr Merabti Hocine, Ms Belmiloud d'avoir accepter d'évaluer notre travail de fin d'étude.

Enfin nous remercions toute personne ayant contribué de près ou de loin





Dédicace

*Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les
meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir
de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir
de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mes deux adorables Sœurs Amina, El Beida et
Bouchra. A mes meilleurs amis chacun son nom*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à
mon binôme Asnoun Miloud*

Drif Meriem





Dédicace

*Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les
meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir
de dédier ce modeste travail :*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son
soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin
que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir
de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

A mes deux adorables frères Abedlhak, Chakib,

A mes meilleurs amis chacun son nom

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à
mon binôme Drif Meriem*

Asnoun Miloud

Résumé :

Au début de la production d'un puits la pression du réservoir suffit fréquemment à propulser les hydrocarbures jusqu'à la surface. C'est une phase de production dite "naturelle" qui, suivant les caractéristiques du réservoir, peut durer de quelques à de nombreuses années. Malheureusement en expulsant les effluents vers la surface, le réservoir tend à se dépressuriser à cause de la déplétion jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne de liquide dans le puits. Il faut alors recourir à des moyens de production alternatifs, appelés moyens d'activation tel que (Gaz-lift, pompe ESP). Leur but peut être de maintenir le réservoir sous pression ou de tenter de diminuer le poids de la colonne liquide. On a essayé de étudier ces deux modes au niveau de champs de HMD, la zone 4, puits OMJ832 qui était activé par le Gaz-lift. On a conclue que l'utilisation de mode ESP est plus rentable avec un taux d'augmentation de 43 %.

Les mots clés : Gaz-lift , mode d'activation , ESP , la pression, la déplétion.

Abstract:

At the beginning of the production of a well, the pressure of the tank is often enough to propel the hydrocarbons to the surface. It is a so-called "natural" production phase which depends on the characteristics of the tank, it can last from a few to many years. Unfortunately, by expelling the effluent to the surface, the reservoir tends to depressurize because of depletion until it is no longer able to counterbalance the weight of the liquid column in the well. It is then necessary to resort to alternative means of production, called activation means such as (Gaz-lift , ESP). Their purpose may be to keep the tank under pressure or to try to reduce the weight of the liquid column. We studied about those two means at HMD field, 4th zone ,OMJ832 well which was activated by Gas-lift . We deduced that using the ESP mean is much more rentable with an increasing ratio of 43 %.

The key words : Gas-lift , activation means, ESP, pressure, depletion.

ملخص :

في بداية إنتاج البئر ، غالباً ما يكون ضغط الخزان كافياً لدفع الهيدروكربونات إلى السطح. إنها مرحلة ما يسمى "طبيعية" للإنتاج ، والتي تعتمد على خصائص الخزان ، يمكن أن تستمر من بضعة إلى عدة سنوات. للأسف من خلال طرد المخلفات السائلة إلى السطح ، يميل الخزان إلى خفض ضغطه بسبب نضوبه إلى أن يصبح غير قادر على موازنة وزن عمود السائل في البئر. ومن الضروري عندئذ اللجوء إلى وسائل بديلة للإنتاج تسمى وسائل التنشيط (Gaz-lift , ESP) قد يكون الغرض منها إبقاء الخزان تحت الضغط أو محاولة تقليل وزن عمود السائل. قمنا بدراسة حول وسيلتي التنشيط هاتين في حقل حاسي مسعود، المنطقة 04، البئر OMJ832 الذي كان في طور التنشيط بواسطة gaz-lift. استنتجنا أن بإستعمال وسيلة مضخة الـ ESP ان انتاجية البئر زادت بنسبة 43 %

الكلمات المفتاحية : وسائل التنشيط Gaz-lift ,ESP ، ضغط ، نضوب .

Liste des figures

Figure	Titre	Page
<i>Fig I.1</i>	<i>Situation géographique du HMD</i>	03
<i>Fig I.2</i>	<i>Les drains producteurs au champ du HMD</i>	05
<i>Fig II.1</i>	<i>Le principe de Gaz-lift</i>	08
<i>Fig II.2</i>	<i>Gaz-lift en injection continue et intermittent</i>	09
<i>Fig II.3</i>	<i>injection Gaz-lift à travers CCE</i>	10
<i>Fig II. 4</i>	<i>Gas-lift dans l'espace annulaire</i>	10
<i>Fig II.5</i>	<i>pompes électriques submersibles</i>	12
<i>Fig IV.1</i>	<i>Représente pression de gisement en fonction de temps la zone</i>	20
<i>Fig IV.2</i>	<i>Représente le PI en fonction de temps</i>	21
<i>Fig IV.3</i>	<i>Représente courbe IPR pour OMJ832.</i>	22
<i>Fig IV.4</i>	<i>Représente courbe IPR/VLP pour OMJ832</i>	23
<i>Fig IV.5</i>	<i>Représente débit total en fonction débit de gaz injecté dans OMJ832</i>	23
<i>Fig IV.6</i>	<i>Représente débit d'huile en fonction débit de gaz injecté dans OMJ832</i>	24
<i>Fig IV.7</i>	<i>Fiche technique du puits et les contraintes d'installation d'une ESP à OMJ832.</i>	25

Liste des Tableaux

Tableau	Titre	Page
<i>Tableau I.1</i>	<i>Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien</i>	06
<i>Tableau I.2</i>	<i>Epaisseur moyen des drains du réservoir dans le champ HMD</i>	06
<i>Tableau II.1</i>	<i>Les avantages et les inconvénients de GL et ESP</i>	15
<i>Tableau III.1</i>	<i>L'historique des opérations effectuées sur OMJ832.</i>	16
<i>Tableau III.2</i>	<i>L'historique des tests effectués sur OMJ832</i>	16
<i>Tableau III.3</i>	<i>jaugeage effectué sur le puits OMJ832</i>	16
<i>Tableau III.4</i>	<i>Les données PVT pour OMJ832</i>	17
<i>Tableau III.5</i>	<i>Les données de laboratoire pour OMJ832</i>	17
<i>Tableau III.6</i>	<i>Les données de point de test pour OMJ832</i>	17
<i>Tableau III.7</i>	<i>Les données de gaz-lift pour OMJ832</i>	18
<i>Tableau III.8</i>	<i>Les données de Diviation survey pour OMJ832</i>	18
<i>Tableau III.9</i>	<i>Les données des équipements de surface pour OMJ832</i>	18
<i>Tableau III.10</i>	<i>Les données de complétion pour OMJ832</i>	18
<i>Tableau III.11</i>	<i>le gradient géothermique pour OMJ832</i>	19
<i>Tableau III.12</i>	<i>Les données ESP de Diviation survey pour OMJ832</i>	19
<i>Tableau IV.1</i>	<i>Données des différentes données utilisant les derniers jaugages</i>	21
<i>Tableau IV.2</i>	<i>Détermination le débit de conception de la pompe</i>	26
<i>Tableau IV.3</i>	<i>Comparaisons entre les deux modes d'activation</i>	29
<i>Tableau IV.4</i>	<i>Gain de la production en huile (prévision de deux ans).</i>	29
<i>Tableau IV.5</i>	<i>Étude technico-économique (ESP)</i>	29
<i>Tableau IV.6</i>	<i>La valeur actuelle nette pompe ESP</i>	29

Liste des Annexes

Annexe	Titre
Annexe 1	<i>Fiche technique du puits OMJ832</i>
Annexe 2	<i>Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir pour OMJ832</i>
Annexe 3	<i>Représente débit d'huile et débit d'eau récupéré en fonction de temps pour OMJ832</i>
Annexe 4	<i>Position du puits OMJ832 dans la zone 04 à HMD</i>
Annexe 5	<i>Etat des puits voisins de OMJ832</i>
Annexe 6	<i>Schéma représentatif de la stratigraphie du champ de Hassi - Messaoud</i>

Liste d'abréviations

Z_{SOL} : La hauteur de Niveau de Puits Par Rapport à Niveau de la Mer (m).

Z_{TABLE} : La Hauteur de Niveau de Table de Rotation de l'Appareil de Forage Par Rapport à Niveau de la Mer (m).

DST : Drill Stem Test.

BU : Bottom Up Test.

PFD : Pression de Fond Dynamique (bar) .

Rs : La Solubilité de Gaz (Gaz Solubility).

GOR : Rapport Huile/Gaz (Gaz Oil Ratio).

API : American Petroleum Institute.

Pb : Pression en point de Bulle (bar).

Bo : Facteur Volumétrique d'Huile.

FVF : Facteur Volumetrique de Formation.

GLR : Rapport Gaz/Liquide.

BTU : British Thermal Unit.

ESP : Electrical Submersible Pump.

PI : Indexe de Productivité.

Pg : Pression de Gisement (bar).

Pwf : Pression de Fond Dynamique (Pression of Well Flowing) (bar).

AOFP : Absolute Open Flow Potentiel.

IPR : Courbe de Performance (Inflow Performance Relationship Curve).

VLP : Vertical lifting performance.

Qg : Débit de Gaz (m³/h).

Sommaires

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Introduction Générale	1

Chapitre I : Présentation du champ HMD (Zone04, Puits OMJ832)



I.1. Description du champ Hassi Messaoud.....	3
---	---

Chapitre II : Comparaison entre GAZ-LiFT et ESP



II. 1. Le gaz lift	7
II. 2. Les pompes ESP	11
II. 3 Comparaison entre le GL et les pompes ESP	14

Chapitre III : Présentation du champ HMD (Zone04, Puits OMJ832)



III.1. Application sur le puits OMJ832	16
III.2. Les dernières opérations sur OMJ832	16
III.3. Les mesures effectuer sur OMJ83.....	16
III.4. Les données de jaugeage sur OMJ832	16
III.5. Les données PVT de OMJ832	17
III.6. Les données de point de test dans OMJ832	17
III.7. Les données de Gaz-lift dans OMJ832	18
III.8. Les données de ESP dans OMJ832.....	19



IV.1. Procédure de travail.....	20
IV.1.1. Estimation d'actuel PI et P_g	20
IV.1.2. Tracer les courbes de performance IPR.....	22
IV.1.3 Optimisation gaz-lift pour OMJ832	23
IV.1.4. Design de la pompe ESP et déterminer le débit de conception de la pompe...	26
IV.1.5. Etude techno-économique	26
IV.1.5.1 Choix d'une méthode d'activation	26
a) Critères économique.....	26
b) Critères techniques	27
IV.1.5.2 Etude économique	28
IV.2. Résultats et discussions	29
Conclusion et recommandations	31
Références bibliographiques	
Annexes	

Introduction générale

Introduction générale

L'exploitation naturelle d'un gisement consiste à l'acheminement des hydrocarbures du réservoir vers la surface par sa déplétion naturelle, dans des conditions favorables. Généralement lors de l'exploitation des hydrocarbures, la pression chute progressivement avec le temps (Déplétion) et par conséquent les puits ne pourront plus produire naturellement. La seule manière pour maintenir la production à son niveau élevé, une fois le puits a été simulé pour réduire au minimum les pertes de charge dans le réservoir, se fait par le maintien de la pression du gisement ou par la récupération secondaire (ceci sera par la suite lancé dans la plupart des réservoirs d'huile) et des fois par la récupération tertiaire, mais il existe d'autres méthodes pour récupérer plus d'huile, même sans que le gisement perde de son énergie, ces méthodes sont appelées récupération assistée (récupération artificielle).

Le but de tous pays producteurs est de chercher à récupérer le maximum des réserves en place, en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles. Parmi ces méthodes nous citons l'activation par Gas-lift et l'activation par système de pompage (ESP) qui est l'objectif de notre étude.

Vu la disponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région de HMD, le Gas-lift est considéré comme étant le meilleur moyen d'activation : Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne de production, permettant de réduire la densité du mélange et la pression de fond, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum d'huile, en tenant compte l'influence des principaux paramètres du Gas-lift (GOR, pourcentage d'eau ...).

Parallèlement au développement technique du Gas-lift, de nombreux problèmes apparaissent tel que : le choix de l'équipement convenable et la diminution des pertes de charge (dues à l'écoulement binaire du mélange gaz-huile dans le matériel tubulaire). Une étude de performance du système de production se révèle éloquentement nécessaire, pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, diamètre d'injection, pression et profondeur d'injection).

Au résultat de ces problèmes, Sonatrach a introduit dans le champ de Hassi Messaoud autre modes d'activation tel que les pompes électriques submersible en vue d'améliorer la

production du champ et récupérer le maximum des hydrocarbures. Notre travail comporte 04 chapitres :

- Chapitre I : Présentation du champ HMD (zone 04, puits OMJ832) : Description de la situation géographique, situation géologique, historique de la recherche, caractéristiques du réservoir.
- Chapitre II : Comparaison entre le GAZ-LIFT et ESP.
- Chapitre III : Acquisition des données : présentation du puits OMJ832, les données PVT du puits, le données de la complétion, les mesures effectuées sur OMJ832, le données de jaugeages, le données du GAZ-LIFT et ESP et les corrélations utilisées.
- Chapitre IV : Partie Calcule : Estimation de l'actuel PI et P_g , les courbes IPR et VLP, optimisation de GAZ-LIFT, design de la pompe ESP et la détermination du débit de conception de cette pompe, étude techno-économique discussion de résultat.

Chapitre I

*Présentation du champ HMD
(zone 04, puits OMJ832)*

Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs le plus complexes du monde, durant l'histoire géologique ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives [1].

D'autre par la transformation diagenétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologiques, jusqu'au ce que le gisement a pris une forme tel qu'est représenté par la configuration actuelle [1].

I.1 : Description du champ Hassi Messaoud :

I.1.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km Sud / Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne, sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est comme suit [1].

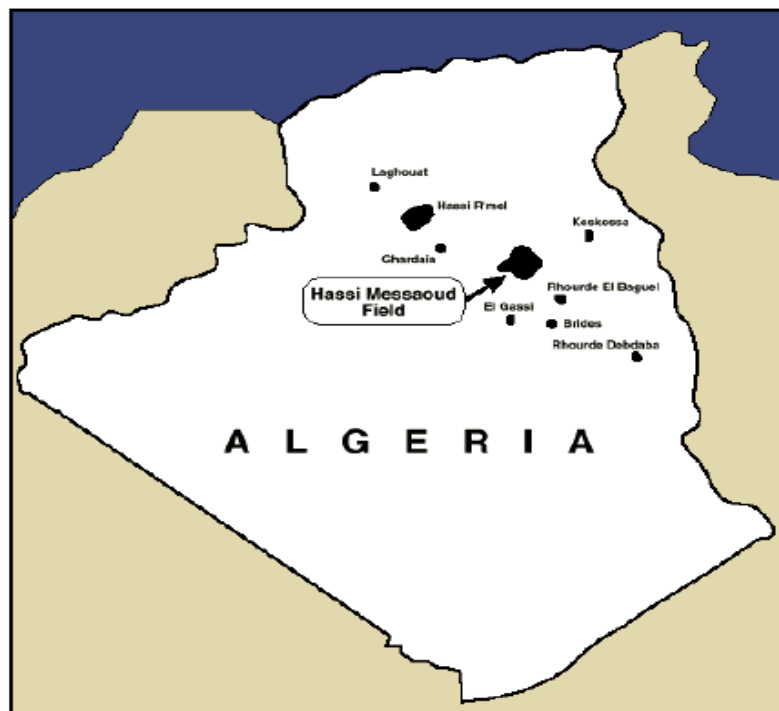


Figure 1: Location of the Hassi Messaoud Field.

Fig I.1 : Situation géographique du HMD [1].

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

I.1.2 Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie. Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamâa-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

I.1.3 Historique de la recherche :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par le premier forage MD 1, implanté suite à une campagne sismique réfraction. Le 15 Juin de cette même année, ce forage a été découvert à 3338 mètres de profondeur comme étant producteur d'huile, dans les grès du Cambrien.

En Mai 1957 à 7 km au Nord-Ouest le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc divisé par deux (2) concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au Sud la SN. REPAL.

La limite coupe le champ dans le sens Est-Ouest en deux parties sensiblement égales.

Actuellement le champ est subdivisé en 25 zones productives, ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux litho logiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

I.1.4 Réservoir :

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en 3 majeures formations, nominativement du sommet au bas R1, R2, et R3. R1 a été divisé en 2 formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur de réservoir Moyenne est de 140 m. La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 mD, quelques fois supérieure à 500 mD. Le réservoir principal est le Ra, ou la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains.

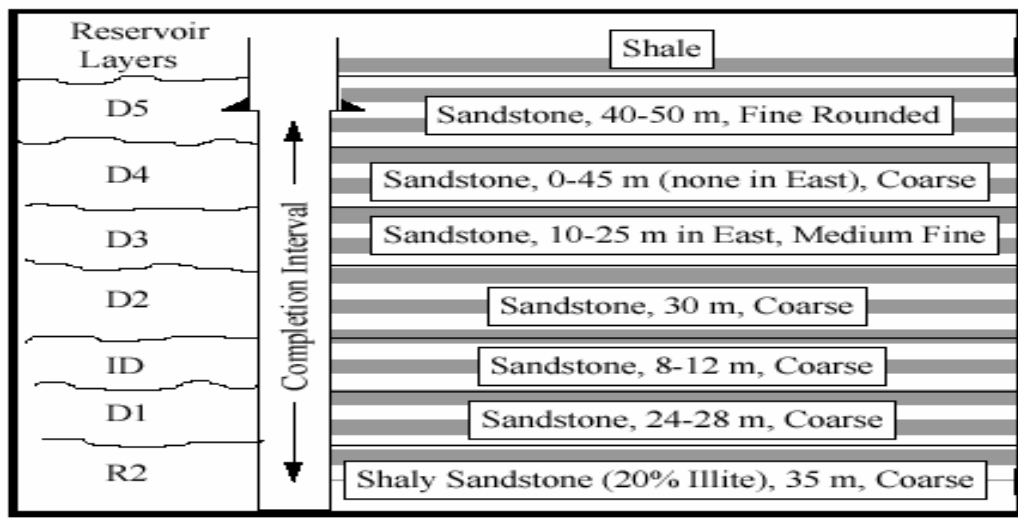


Fig I.2 : Les drains producteurs au champ du HMD

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15 " et l'extension latérale variable - 0 à 1km) lesquels réduisent fortement la perméabilité verticale (l'anisotropie varie de 1 à 100). Ils sont aussi partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ. Où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieure à 1 mD.

Le D2, ID, D1 sont les principaux producteurs. La Porosité varie de 5% à 12%, et la perméabilité de 0.1 mD à 200 mD. Le R2 a de bonnes qualités dans le nord, mais il est près du water oil contact dans les autres parties du champ. La porosité est 6%, la perméabilité horizontale 1 mD. Le R3 est une nappe aquifère.

Les données pétro physiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable.

Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes telles que les argiles, anhydrite, pyrite et bitume. Dans quelques cas ils sont ouverts et participent à l'amélioration de taux de récupération.

I.1.4.1 Les caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud :

Le réservoir de HMD se caractérise par son huile légère, sous saturée, sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variable d'une zone à une autre en générale :

- La densité API varie entre 43,7° à 45°
- La pression de point de bulle varie entre 155kg /cm² (ouest) a 200 kg /cm²(Est).
- Le GOR : 160 à 230 m³/m³
- La température de réservoir : 240 °F.
- Initial Oil Water Contact: 3380 m

I.1.4.2 Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien :

Réservoir	K min(md)	k moy(md)	K max(md)	Φmin	Φmoy	Φmax	Swi
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17
Ra	2	15	100	6	8	10	10
R2	1	2.5	7	-	10	-	17

Tab I.1 : Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien.

I.1.4.3 Epaisseur moyen des drains :

Réservoir	Drains	Epaisseur (m)		
Ri	D5	40	45	50
Ra	D4	25	32	40
	D3	18	22	26
	D2	20	24	30
	ID	25	28	32

Tab I.2 : Epaisseur moyen des drains du réservoir dans le champ HMD.

Chapitre II

*Comparaison entre le GAZ-
LIFT et ESP.*

Généralités :

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite “pression de réservoir”. C’est l’énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et gaz ou les deux au même temps de jaillir du fond du puits jusqu’à la surface, grâce à la dépression ainsi produite [01].

Au fur et à mesure que la production des réservoirs commence à s’épuiser, on observe une chute de pression. Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. On dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et parfois dès le début de l’exploitation le puits est non éruptif [01].

La seule manière pour maintenir la production à son niveau élevé, une fois le puits à été simulé pour réduire au minimum les pertes de charge dans le réservoir, se fait par le maintien de la pression du gisement ou par la récupération secondaire (ceci sera par la suite lancé dans la plupart des réservoirs d’huile) et des fois par la récupération tertiaire, mais il existe d’autres méthodes pour récupérer plus d’huile, même sans que le gisement perde de son énergie, ces méthodes sont appelées récupération assistée (récupération artificielle) [01].

II. 1. Le gaz lift :

II. 1.1. Définition :

Le Gas-lift est un moyen d’activation de puits avec un principe de fonctionnement très simple. Il consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Ce gaz fait réduire la densité de fluide dans le tubing qui permet au mélange constitué de remonter en surface ce qui rend le puits éruptif [01].

II. 1.2. Pourquoi le Gaz-Lift sur HMD ?

L’exploitation de certaines zones du champ de Hassi Messaoud en gas-lift a été décidée pour les raisons essentielles suivantes :

À la suite du soutirage, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d’être éruptifs (principalement zone 4).

- Lifter les puits en percée d’eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP.
- L’activation par pompage électrique n’était pas possible par suite des limitations des moyens de l’époque.

II. 1.3. Principe de Gas-lift :

L’objectif d’une activation par gas-lift est de réduire les pertes de charges au fond de puits en écoulement (*bottomholeflowing pressure*) et d’augmenter la production d’huile.

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour

alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient jusqu'au séparateur^[01].

Cette technique agit ^[01] :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gas-lift continu).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (Gas-lift intermittent).

La remontée de l'effluent se produit par un ou une combinaison des mécanismes suivant ^[01] :

- Diminution du gradient dynamique de pression ;
- Expansion du gaz injecté ;
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

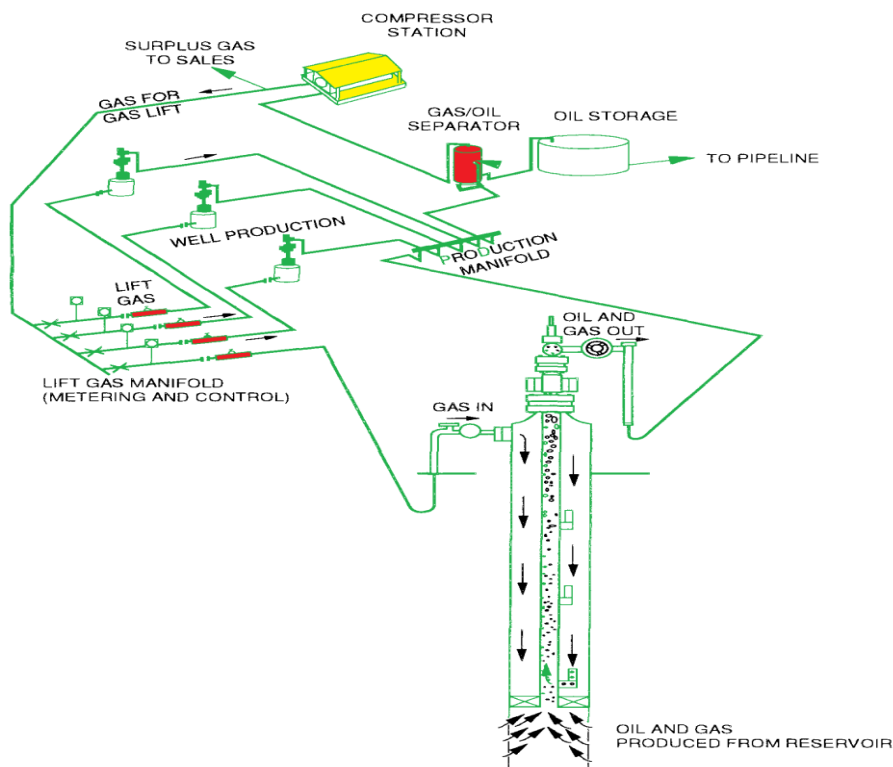


fig II.1 : Le principe de Gaz-lift ^[01]

II. 1.4. Les types d'activation de Gaz-lift :

II. 1.4.1. Classification selon le mode d'injection :

- **Gaz lift en injection continue :**

D'une manière générale, ce mode d'injection s'adresse aux bons puits producteurs, il consiste à injecter du gaz à haute pression dans la colonne du liquide. Le mélange formé aura une densité inférieure à celle de l'huile, ce qui lui permet de se déplacer du fond jusqu'à la surface [01].

- **Gaz lift en injection par intermittent :**

Il est pratiqué sur des puits à faible productivité. Il consiste à une injection de gaz par intermittence pendant une période de temps relativement courte pour déplacer le bouchon du fluide vers la surface [01]. Voir la figure (fig II.3) :

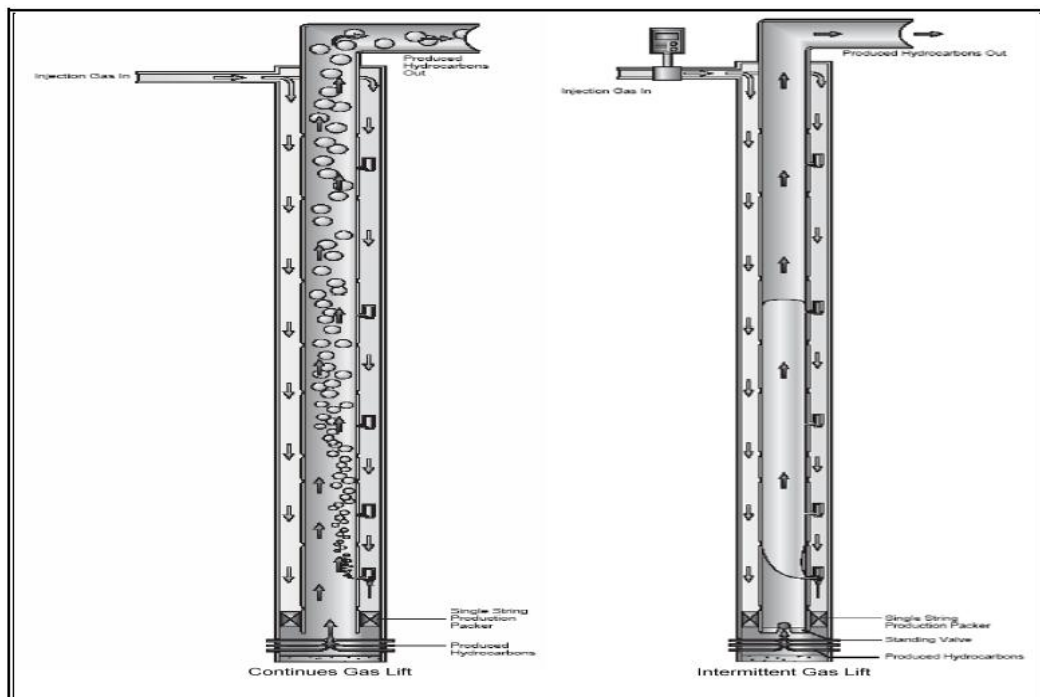


fig II.2 : Gaz-lift en injection continue et intermittent [01]

II. 1.4.2. Classification en fonction de la complétion :

Trois méthodes sont envisageables :

- **Gas- lift à travers les Sides Pokete (SPM)**

Le Gaz est injecté sous pression à travers les Side Poketes dans l'espace annulaire (tubing/casing) afin d'allégé la colonne du fluide contenu dans le tubing et de la remonter jusqu'à la surface [01].

• **Gaz-lifts à travers le CCE :**

Le gaz est injecté sous pression à travers un concentrique appelé « macaroni » pour le but d'alléger la colonne de fluide. Le concentrique généralement est descendes par une unité de Snubbing [01].

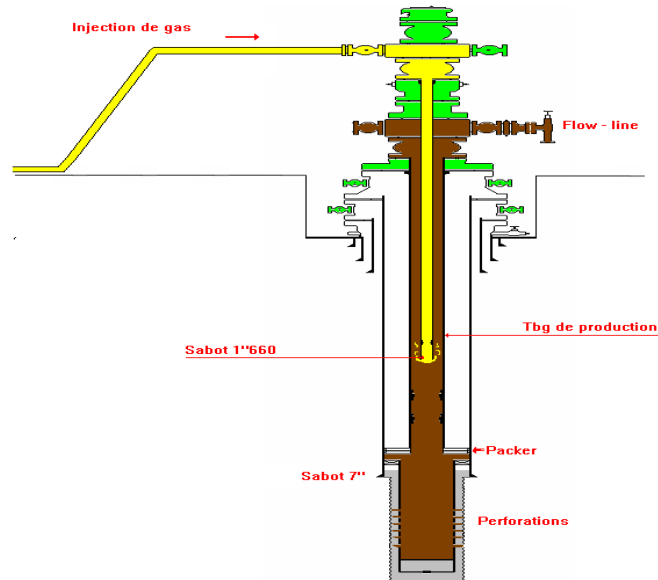


fig II.3: injection Gaz-lift à travers CCE [01]

• **Gas-lift à travers l'espace annulaire :**

Ce mode de complétion est un mode spéciale utilisé pour des puits qui nécessitent l'injection d'eau pour le dessalage et l'injection de gaz pour liftage afin d'alléger la colonne du fluide et la remonté à la surface [01].

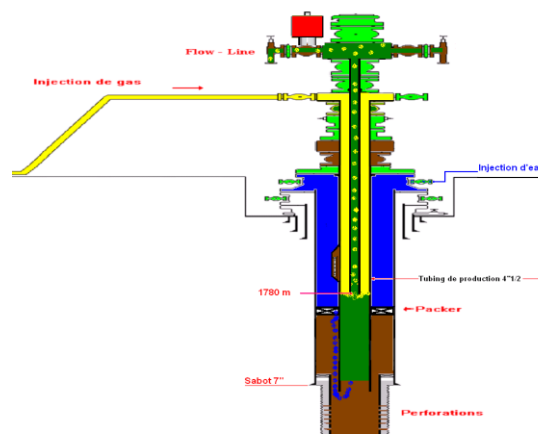


fig II. 4: Gas-lift dans l'espace annulaire « 4" 1/2 *CCE » [01]

II. 1.4.3. Classification en fonction de circuit d'injection :

Le gaz utilisé provient soit d'un puits injecteur gaz disponibles dans le voisinage, ou soit par le gaz associé avec la production d'huile, on distingue deux modes :

- **Gas-lift en circuit fermé :**

C'est un gaz récupéré après séparations d'huile au centre de traitement et comprimé puis réinjecté pour réutilisation au tant que gas lift. Ce qui résulte un circuit fermé [01].

- **Gas-lift en circuit ouvert :**

C'est un gaz provenant d'un autre gisement ou bien récupéré des stations de traitement, comprimé et utilisé comme gas lift [01].

II. 2. Les pompes ESP :

II. 2.1 Découverte :

Depuis la naissance de l'ESP en 1926, la technologie n'a pas beaucoup évolué et la technologie d'aujourd'hui a de nombreuses similitudes avec le système ESP original conçu en 1926. Aujourd'hui, environ 10% de la production mondiale de pétrole est produite par pompage électrique submergé. Les ESP sont également connus pour soulever des débits de liquide beaucoup plus élevés que la plupart des autres types de portance artificielle, aussi bien en onshore et offshore. [1].

II. 2.2 Le Système ESP :

Un système ESP typique consiste en un moteur électrique, section de joint, séparateur de gaz, pompe centrifuge à plusieurs étages, câble d'alimentation, mécanisme de contrôle de surface et transformateurs (voir fig II.10). La pompe centrifuge est entraînée par un moteur électrique alimenté depuis la surface. [6]

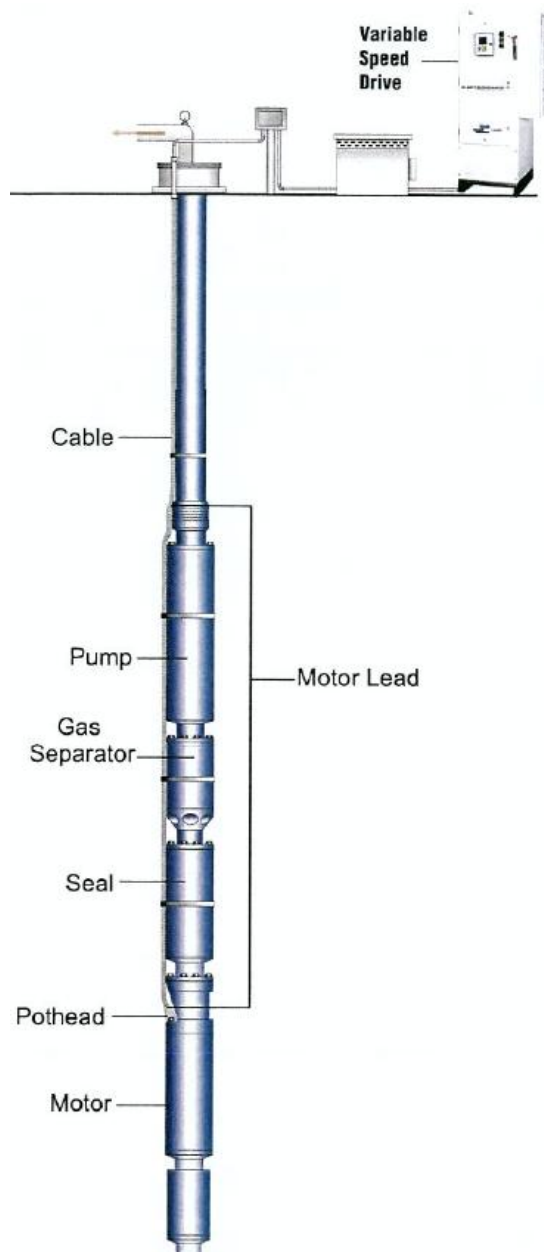


fig II.5: pompes électriques submersibles [4]

Le système ESP est installé au-dessus des perforations du puits. Lorsque les fluides pénètrent dans le puits, ils passent devant le moteur qui est relié au fond de la chaîne et assure le refroidissement. Ensuite, les fluides circulent à travers le joint vers un séparateur de gaz qui va séparer une grande partie du gaz (les séparateurs sont optionnels). En outre, les fluides pénètrent l'admission de la pompe et sont soulevés par plusieurs étages de pompe à la surface [4]. Le système ESP fournit un moyen efficace et économique de soulever de grands volumes de

fluides à partir de puits profonds dans diverses conditions de puits. L'ESP est une forme polyvalente d'artificial lifting et en opération partout dans le monde [4]. L'ESP est normalement utilisé dans les applications à volume élevé (plus de 1.000 BPD) [4].

Les ESP sont utilisés pour produire une variété de fluides et du gaz, les produits chimiques et les contaminants couramment trouvés dans ces fluides. Actuellement, les ESP sont exploités économiquement et pratiquement dans tous les environnements pétroliers connus. Le WOR n'est généralement pas important pour imposer l'application. Des rapports gaz/fluides relativement élevés peuvent être traités à l'aide de pompes de conception « conique » et d'une admission de pompe de séparateur de gaz spéciale. Les fluides agressifs (ceux contenant du H₂S, du CO₂, ou des produits corrosifs similaires) peuvent être produits avec des matériaux et des revêtements spéciaux. Le sable et les contaminants abrasifs similaires peuvent être produits avec une durée de vie de la pompe acceptable en utilisant des pompes et des procédures de fonctionnement spécialement modifiées [4].

Les ESP n'exigent pas généralement d'enclos de stockage, de coussins de fondation ou de clôtures de protection. Un ESP peut être exploité dans un forage dévié ou dirigé, bien que la position de fonctionnement recommandée soit dans une section droite du puits. Parce que l'ESP peut atteindre 200 pieds de long, opération dans un virage ou dog-leg pourrait sérieusement affecter la durée de vie de l'unité et la performance en provoquant des points chauds où le moteur repose contre le casing. L'ESP peut fonctionner en position horizontale. Dans ce cas, la durée de vie sera déterminée par la capacité du protecteur à isoler le fluide du moteur [4].

Les ESP sont actuellement exploités dans des puits avec des températures de fond (BHT) allant jusqu'à 350 ° F. Le fonctionnement à des températures ambiantes élevées nécessite des composants spéciaux dans les câbles de moteur

et d'alimentation capables de fonctionner de manière continue à température ambiante élevée [4].

II. 2.3 Les applications des pompes électriques submersibles :

Historiquement, l'ESP a été utilisée pour soulever de l'eau ou des puits à faible teneur en huile qui fonctionnent de la même façon que les puits d'eau [4].

II. 3 Comparaison entre le GL et les pompes ESP :

Le tableau au-dessous montre les avantages et les inconvénients de ces deux modes d'activation :

ESP		GAZ-LIFT	
Avantage	Inconvénient	Avantage	Inconvénient
Peut soulever des volumes extrêmement élevés.	Applicable seulement avec l'énergie électrique.	Peut gérer de gros volumes de solides avec des problèmes mineurs.	Le gaz de lifting n'est pas toujours disponible.
Discret dans les zones urbaines	Haute tension sont nécessaires.	Manipule un volume important dans les puits à PI élevé.	Difficile de soulever des émulsions et du brut visqueux.
Applicable offshore	Peu pratique dans les puits à faible volume et peu profonds.	Discret dans les zones urbaines.	Problèmes de givrage et d'hydrates de gaz.
Capteur de pression de télémessure à la surface par câble.	Cout de maintenance.	La source d'alimentation peut être localisée à distance.	Problème de sécurité avec le gaz à haute pression.
Simple à utiliser.	Le câble provoque des	Le lifting des puits gazeux	Impossible de produire efficacement des puits

	problèmes dans la manipulation des boyaux.	n'est pas un problème.	profonds à l'abandon.
Facile à installer pression de fond de trou	Le système est limité en profondeur en raison du coût du câble et de l'impossibilité d'installer suffisamment de puissance en fond de trou.	Facile d'obtenir la pression de fond et les gradients.	Le casing doit résister à la pression de levage.
Corrosion et traitement de tartre faciles à réaliser	La production de gaz et de solides est gênante.	Parfois réparable avec l'unité wireline.	Le casing doit résister à la pression de levage.
Les coûts de levage pour les volumes élevés sont généralement très faibles	Limites de taille de Casing.	Les trous tordus ne présentent aucun problème.	

Tab II.1 : Les avantages et les inconvénients de GL et ESP [7]

Chapitre III

Acquisition des données

III.1. Application sur le puits OMJ832 :

Le puits foré en 04/08/1976 dans la zone 04 et mis en gaz lift en 29/05/1996, qui a une salinité modérée, et n'a pas un problème de dépôt organique, sa profondeur est 3349 m.

Il est situé au Centre de la zone, implanté suivant les coordonnées [1] :

$$X=809378.375, Y=144399.641, Z_{SOL}=170.94 \text{ (m)}, Z_{TABLE}=177 \text{ (m)}.$$

La complétion :

- Tubing 5" VAM + CCE 1"660.
- Réservoir recouvert par un Crépine 5" FJ. Fond initial (13 Jts L = 97.92m).
- Sabot crépine 5" = 3428.58 m.
- Sabot 7" = 3353 m.
- Packer Backer = 3332 m.

III.2. Les dernières opérations sur OMJ832 :

Date de début	Date de fin	Type opération
13/08/2017	13/08/2017	Diagraphie
16/08/2017	16/08/2017	Operation spéciale
21/04/2018	28/04/2018	Snubbing
28/04/2018	28/04/2018	Wireline

Tab III.1 : L'historique des opérations effectuées sur OMJ832.

III.3. Les mesures effectuées sur OMJ832 :

Type de teste	Date	P _g (bar)	PFD (bar)	IP	Débit (m ³)
DST	06/08/1976	240	237	.4	--
EP_BU	18/02/1977	221.2	167.13	.473	25.49
SBU	07/05/2006	150.83	114.93	.476	17.1
PFD	17/11/2012	--	123.4	0	8.68

Tab III.2 : L'historique des tests effectués sur OMJ832.

III.4. Les données de jaugeage sur OMJ832 :

Date	Débit huile Jaugé (m ³ /h)	GOR	Eau/Rec (m ³ /h)	Eau/inj (m ³ /h)	Wor	Cumule (m ³)
15/02/2016	5.36	661	0	0	0	5402426.12

Tab III.3: jaugeage effectué sur le puits OMJ832.
III.5.Les données PVT de OMJ832 :

PVT DATA		
Gravité API d'huile	45	API
Gravité spécifique d'huile	0,8017	Water = 1
Gravité spécifique de gaz	0,836	Air = 1
Salinité d'eau	350000	ppm
Gravité de l'eau	1,2748	
RS à la pression de saturation	190,0359	Sm ³ /Sm ³
Model de fluide	Black Oil	

Tab III.4 : Les données PVT pour OMJ832.

DATA de laboratoire		
Pression de saturation	153,966	kg/cm ² _g
Température	118	°C

Tab III.5 : Les données de laboratoire pour OMJ832.

On a utilisé comme corrélations :

- Pour P_b, R_s, B_o : **Vazquez-Beggs.**
- Pour la viscosité d'huile : **Beggs et Al .**

III.6.Les données de point de test dans OMJ832 :

Point de test	
Pression	154 kg/cm ² _g
GOR	190 m ³ /m ³
Oil FVF	1,715 m ³ /m ³
Viscosité d'huile	0,245 cp
Température	118 °C
Pression au point de bulle	154 kg/cm ² _g

Tab III.6 : Les données de point de test pour OMJ832.

III.7. Les données de Gaz-lift dans OMJ832 :

Données de coiled tubing (GL)		
Gas-lift gas gavity	0,7	sp.gravity
GLR injecté	883	m3/m3
Diamètre intérieur de coiled tubing	35,052	mm
Épaisseur du coiled tubing	3,556	mm
Profondeur spécifique du coiled tubing	3282	m
Gas injected pressure	120	Kg/cm2_g

Tab III.7: Les données de gaz-lift pour OMJ832.

Lift method	specified injection depth
-------------	---------------------------

Les data de Diviation survey	
Profondeur mesurée (m)	Profondeur verticale (m)
0	0
3347	3347

Tab III.8 : Les données de Diviation survey pour OMJ832.

	Profondeur verticale (m)	Diamètre intérieur de pipe (mm)
Manifold	0	/
Choke	/	16
Température de l'environnement = 25 °C		
Coefficient global de transfert de chaleur = 8 BTU/h/ft²/F		

Tab III.9 : Les données des équipements de surface pour OMJ832 .

	Profondeur mesuré (m)	Diamètre intérieur de tubing (mm)	Epaisseur intérieur de tubing (m)
Xmax tree	0	/	/
Tubing	3301	111,963	3,05E-05
Tubing	3332	99,568	3,05E-05
Tubing	3336	159,41	3,05E-05

Tab III.10 : Les données de complétion pour OMJ832.

Profondeur mesuré (m)	Température °C
0	25
3347	118

Tab III.11: le gradient géothermique pour OMJ832.

III.8. Les données d'ESP dans OMJ832 :

Les data de Diviation survey	
Profondeur mesurée (m)	Profondeur verticale (m)
0	0
3347	3347

Tab III.12 : Les données ESP de Diviation survey pour OMJ832.

Les équipements de surface de ESP :

On a introduit une pipe qui a un diamètre intérieur = **16 mm**, tel que : la température ambiante **25°C**, et Overall Heat Transfer Coefficient : **8 BTU/h/ft²/F** (voir Annexe I.15).

Données des équipements de fond (complétion) :

- Tubing de longueur = 3300 m.
- Casing de longueur = 3336 m.

Le gradient géothermique :

- De profondeur 0 m qui a une température de **25°C** jusqu'à une profondeur de **3347 m** qui a une température de 118 °C.

Chapitre IV

Partie Calcule

IV.1. Procédure de travail :

Ce travail est pour le but de faire une étude comparative entre le gaz-lift et les pompes électrique submersible (ESP), afin d'étudier la fiabilité de la pompe ESP dans le puits OMJ832.

On va suivre le plan de travail suivant :

- Modélisation et estimation d'actuel PI et P_g .
- Design gaz-lift.
- Design de la pompe ESP et déterminer le débit de conception de la pompe.
- Etude techno-économique.
- Résultat et recommandation.

IV.1.1. Estimation d'actuel PI et P_g :

En utilisant l'historique de pression de gisement pour la zone 4, on va estimer la pression actuelle de la zone qui va être considéré comme la pression de gisement du puits au cours de cette étude.

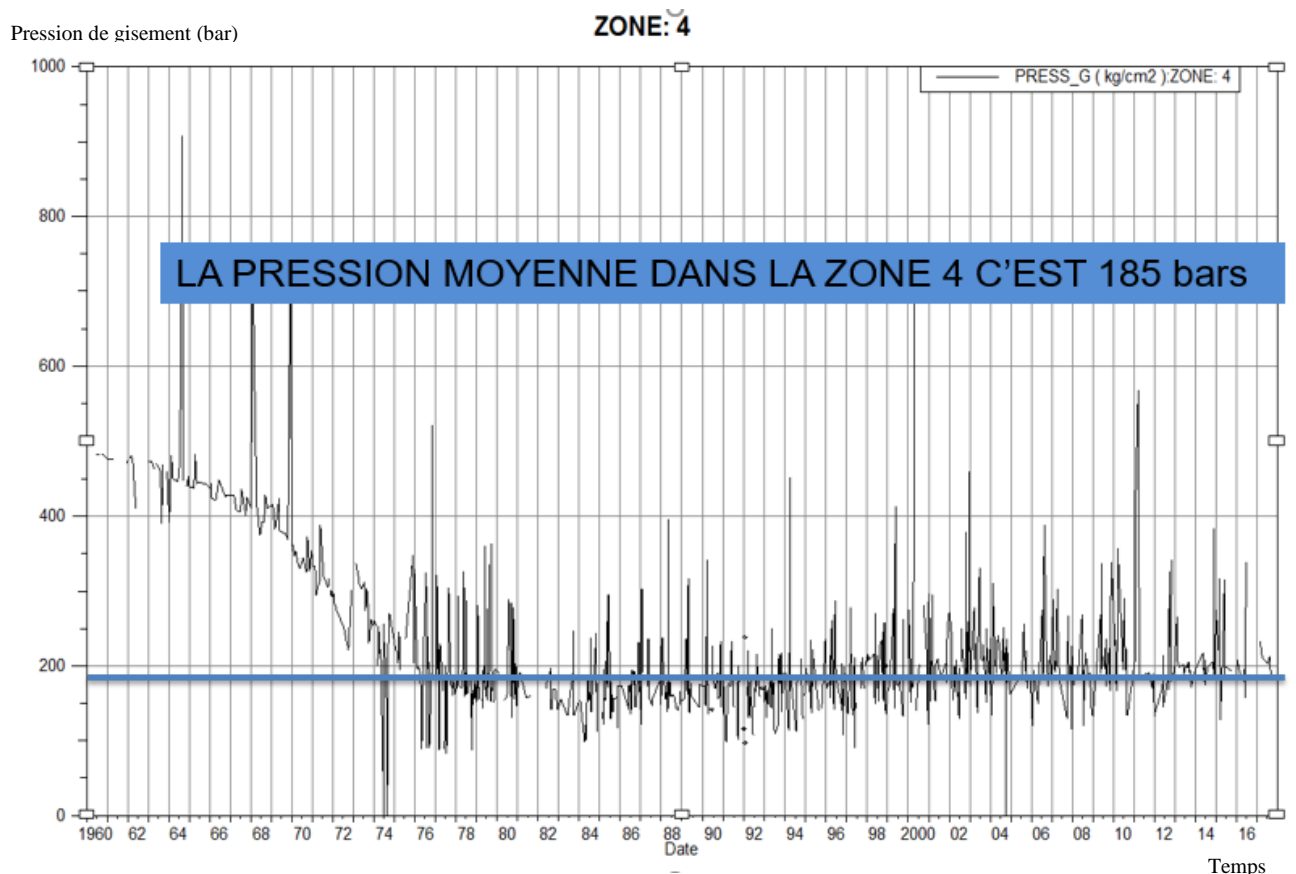


Fig IV.1 : Représente pression de gisement en fonction de temps la zone 4.

Date Mesure	Débit (m³/h)		GOR	Qg reservoir	Pression (kg/cm²) Débit Eau (lm3h)				GLR total	GLR injected	PG	PWF	PI	AOFp
	Huile	Gaz			Press. Tete	debit d'eau	liquid rate	w cut						
25/05/2017	4,14	4860,84	1175	786,6	39	0,75	4,89	0,153374233	994,037	833,17791	185	107,4	1,66	8
17/07/2017	4,71	2684,71	570	894,9	24,5	1,6	6,31	0,253565769	425,469	283,64659	185	102,38	2,02	9,8
08/09/2017	5,32	2297,65	432	1010,8	28,1	2,6	7,92	0,328282828	290,107	162,48106	185	123	3,23	15,8
20/02/2018	4,34	2478,63	571	824,6	38,6	3	7,34	0,408719346	337,688	225,34469	185	137	3,78	18,8

Tab IV.1 : Données des différentes données utilisant les derniers jaugeages.

On a tracé la courbe PI en fonction de temps en utilisant Excel :

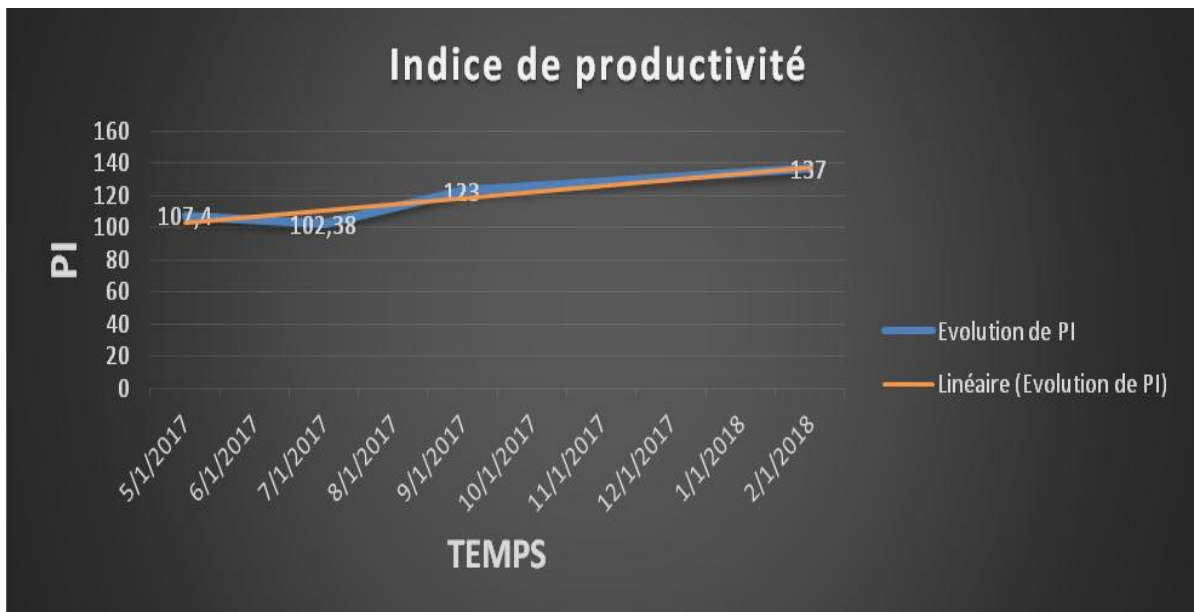


Fig IV.2: Représente le PI en fonction de temps.

Comme il n’y a pas un test récent, alors on a essayé de matcher les jaugeages des années 2017 et 2018 avec le PFD réalisé en 17/11/2012. Le résultat de matching c’est :

- Le puits a un **PI= 2,65 sm³/j** avec une pression de gisement **185 bar**. Ces résultat reste à confirmer avec DST.

IV.1.2. Tracer les courbes de performance IPR :

A partir des résultats de test, et notamment P_r , P_{wf} et Q_g , nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour le puits OMJ832. Ces résultats sont introduits dans le logiciel **PROSPER** pour l'établissement de l'IPR.

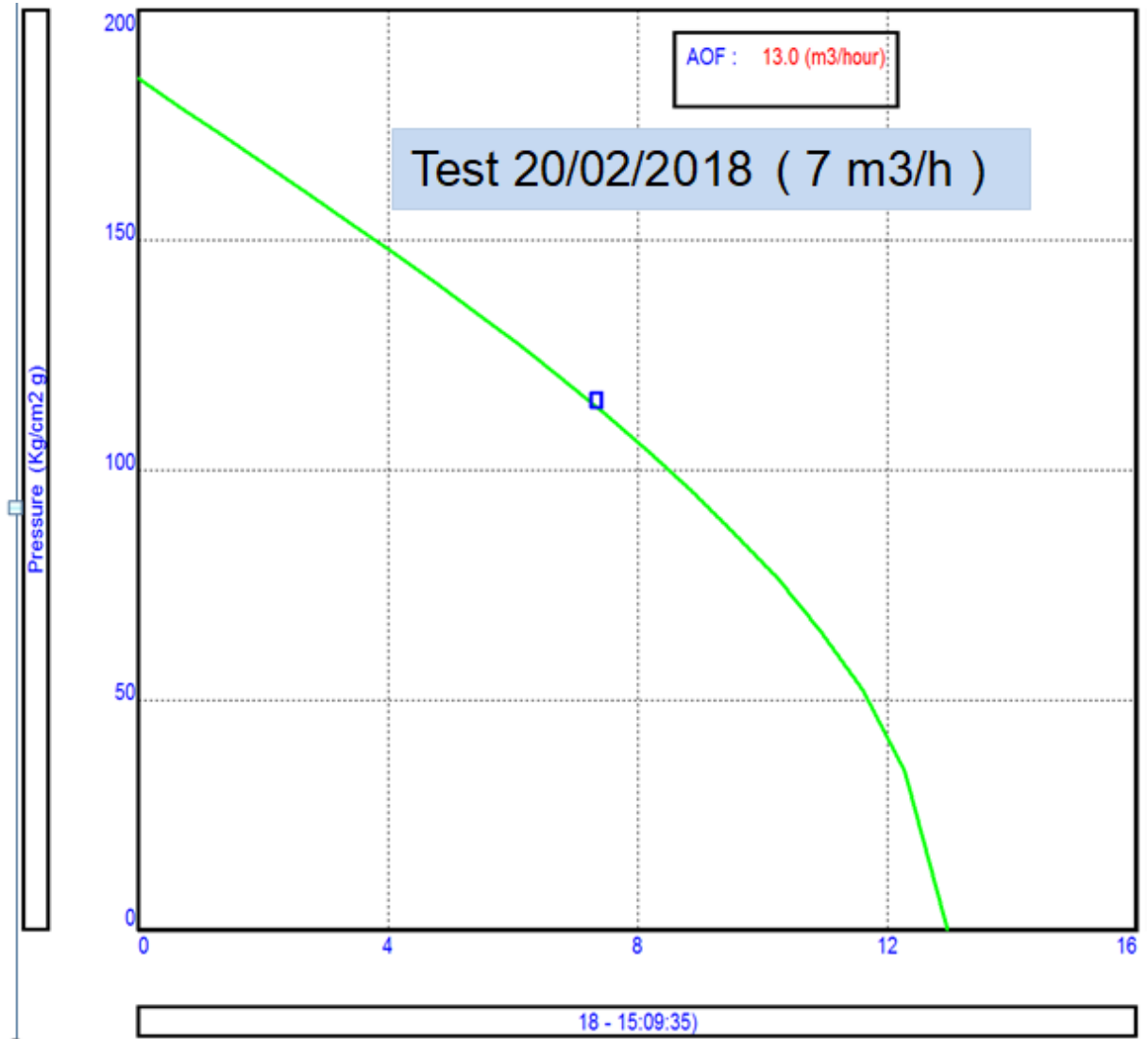


Fig IV.3: Représente courbe IPR pour OMJ832.

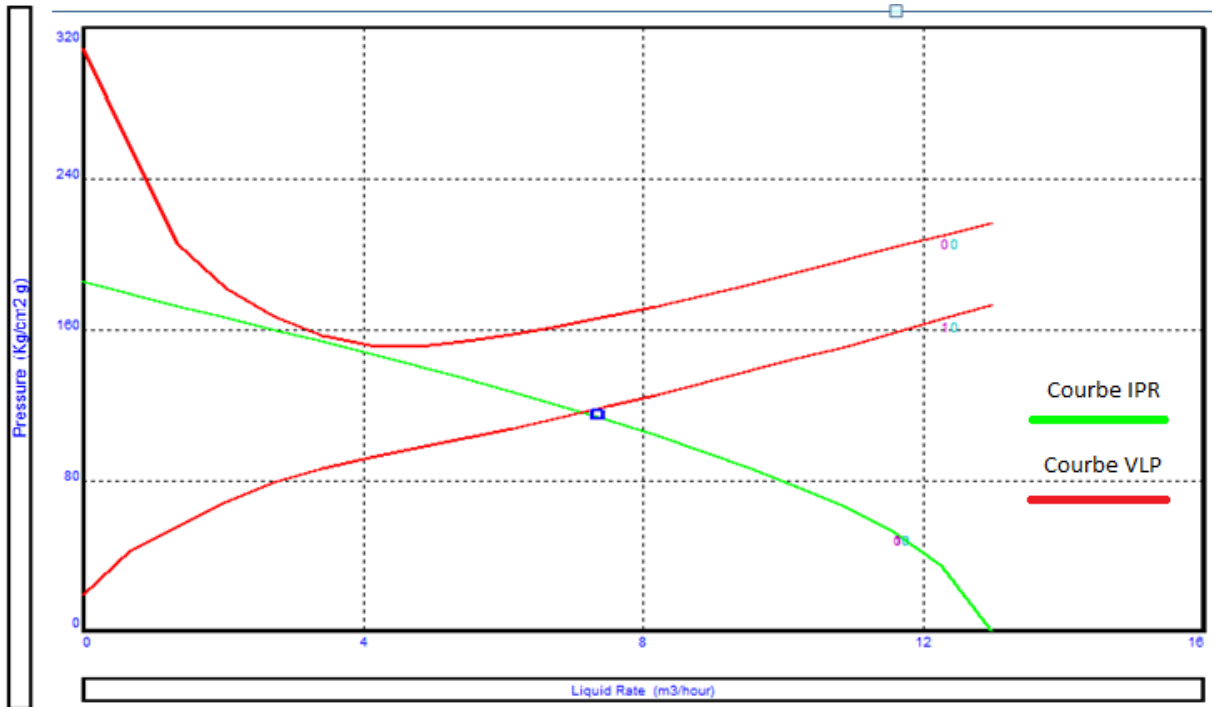


Fig IV.4: Représente courbe IPR/VLP pour OMJ832.

D’après la courbe de fonctionnement on trouve que les résultats de test effectués le 20/02/2018 sont identiques.

IV.1.3. Optimisation gaz-lift pour OMJ832 :

On a varié le diamètre de la duse et le débit de gaz injecté pour voir le changement de débit récupéré dans le puits.

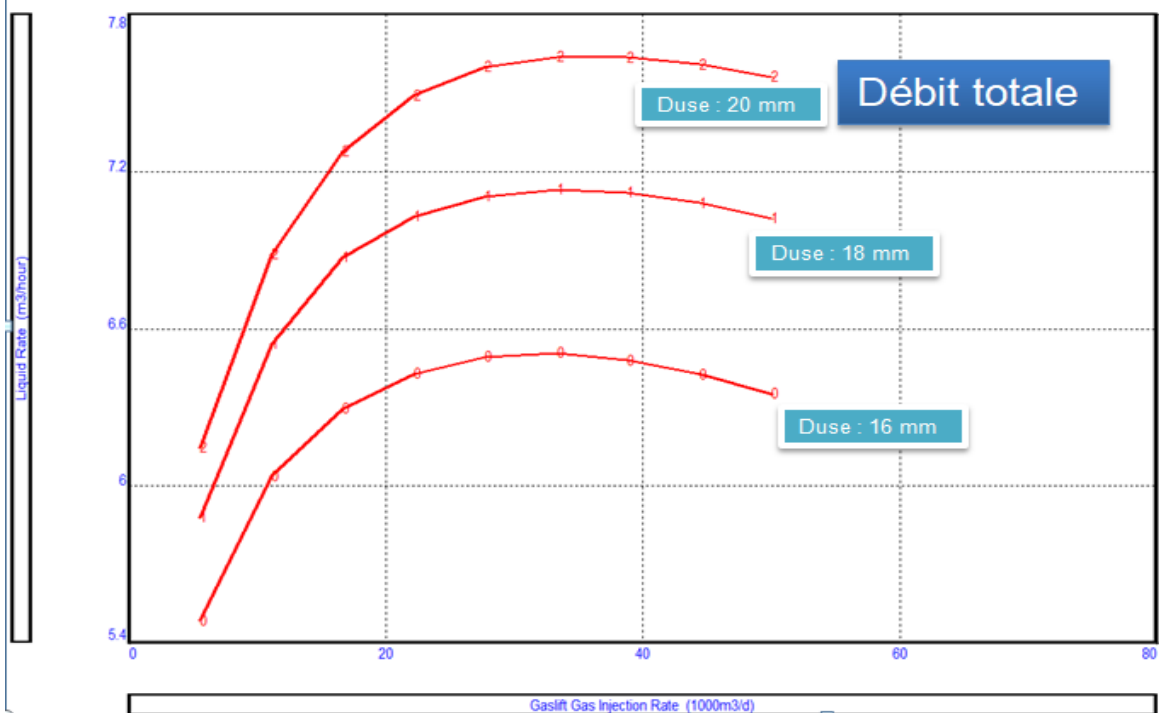


Fig IV.5 : Représente débit total en fonction débit de gaz injecté dans OMJ832.

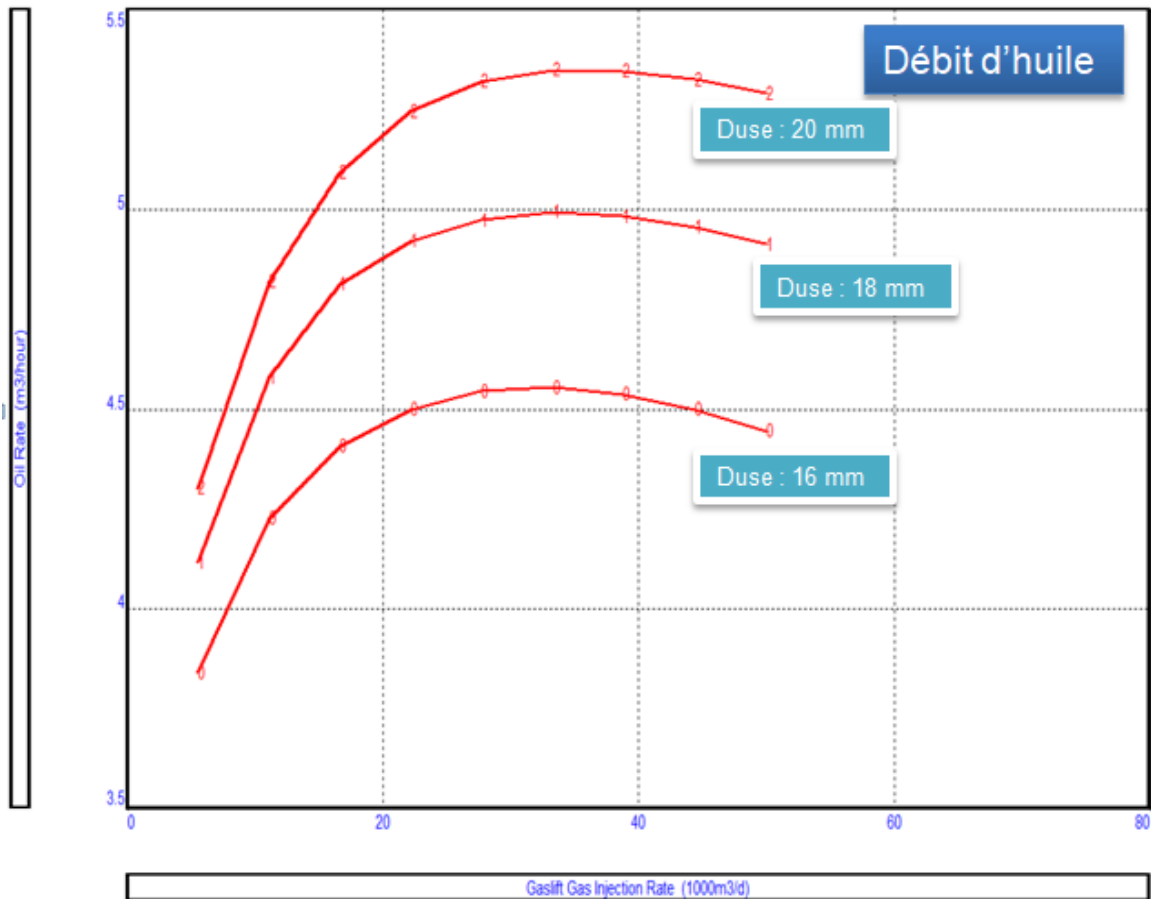


Fig IV.6 : Représente débit d'huile en fonction débit de gaz injecté dans OMJ832.

- Le puits peut donner jusqu'à 8 m³/h débit totale avec **35000 m³/h** et pression d'injection **120 bar** avec une duse **de 20 mm**.

IV.1.4. Design de la pompe ESP et déterminer le débit de conception de la pompe :

La contrainte de puits :

LD2 : 2620 m-2687 m
 2785 à 2725.0 m : Qualité de cimentation **Mauvaise**

De 2785.0 m à 3351 m : **un sabot moyen**

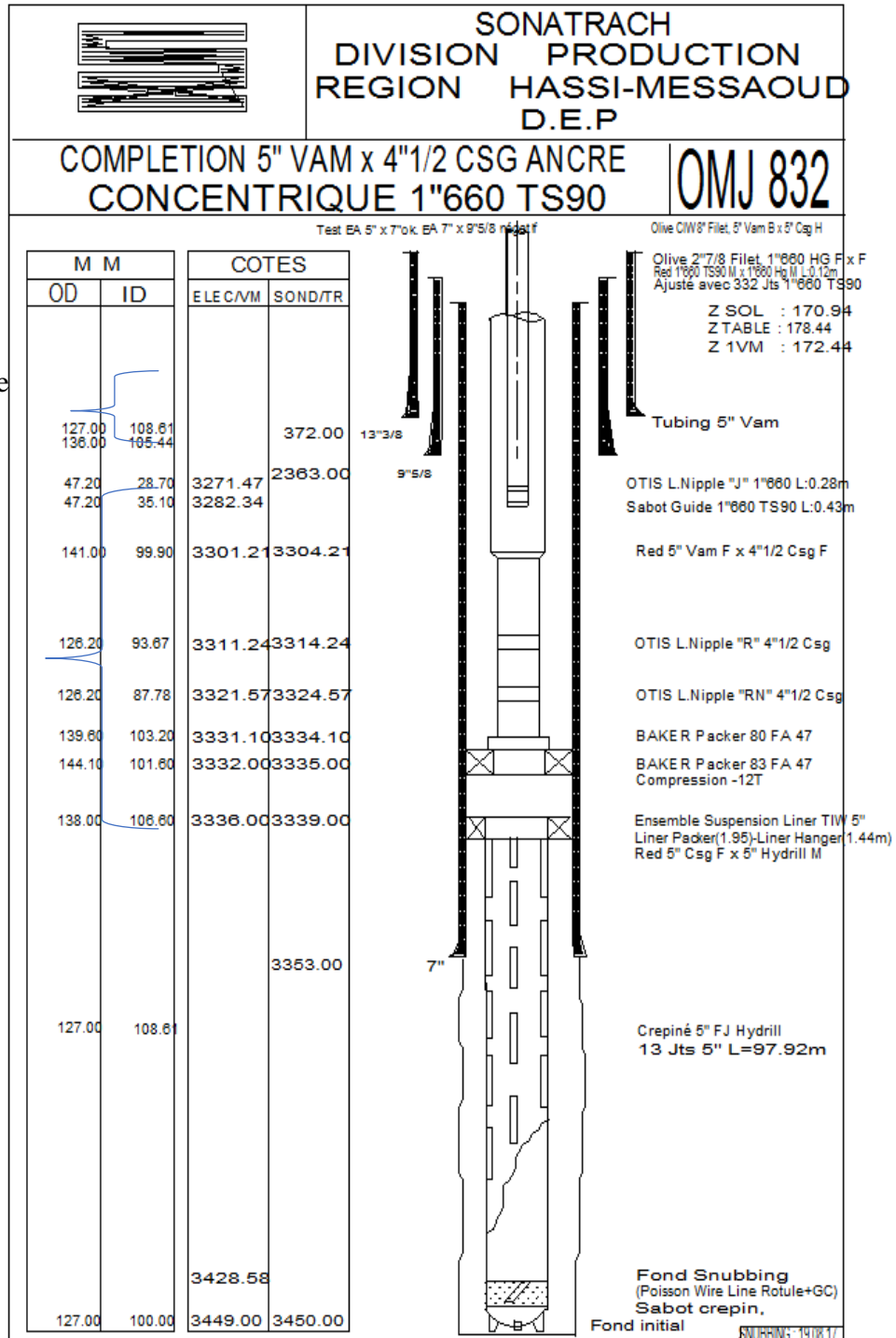


Fig IV.7 : Fiche technique du puits et les contraintes d'installation d'une ESP à OMJ832.

On a comme donnée initiale de la pompe dans OMJ832 :

- Water-cut moyenne = **30 %**
- Pression de tête = **30 bars**
- AOFP = **13 m³/h**
- Cote de la pompe = **3300 m**

Le tableau suivant montre la pression intake au niveau de la pompe due au draw down pour obtenir Le débit désiré :

Débit de conception(m ³ /h)	4	5	6	7	8	9
Pression Intake (bar)	145,5	135,8	125,76	115,18	103	91
Densité du mélange	0,7	0,68	0,66	0,64	0,62	0,6
Hauteur (m) De fluide au-dessus de la pompe	2078,57143	1997,05882	1905,45455	1799,6875	1661,29	1516,66 67

Tab IV.2 : Détermination le débit de conception de la pompe.

IV. 1.5. Etude techno-économique :

IV. 1.5.1. Choix d'une méthode d'activation :

a) Critères économiques

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus rapidement (actualisation), quantité importante (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité).

Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gas-lift...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surcoût lie au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui sera implantée plus tard.

De même, le dimensionnement d'une plateforme de production en mer doit tenir compte des équipements supplémentaires qui sont requis pour l'activation.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance du système d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

En effet, par exemple, les dépenses de l'énergie propre au procédé, d'activation supposent, au préalable, la connaissance du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui n'est pas forcément représentatif pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection de fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti émulsion. [2]

b) Critères techniques

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier les différents procédés, et de déterminer le quel et le plus compatible avec les spécifications de production requise (débits, et pression en tête principalement), avec les contraintes dues au gisement et à son environnement.

- **Le premier critère :**

Il tient à la source d'énergie nécessaire au procédé, à sa disponibilité et à son coût d'accès.

- **Le deuxième critère :**

Il est représenté par le couple des paramètres, hauteur de refoulement de la pompe et débit liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre.

- **Le troisième critère :**

Il tient compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants [3] :

- **L'environnement général :**

L'état du site, les conditions climatiques, l'environnement industriel, ainsi que les normes de sécurité ...etc.

- **L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat :** Le fait que les puits soient isolés, ou au contraire groupés, influe sur le choix du procédé d'activation ainsi que les équipements complémentaires de surface. [3]

- **L'architecture du puits** : En particulier le profil du point, la profondeur du puits, la place disponible au voisinage de puits, le nombre de niveaux à produire séparément.
- **Les caractéristiques de l'effluent à produire** : Le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable. [3]

IV.1.5.2. Etude économique :

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est-à-dire : avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie. [3]

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les suivants : [3]

- Détermination des objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie.
- Formuler un scénario pour le développement du projet.
- Acquisition des données de production, des opérations et des nées économiques.
- Effectuer des calculs économiques.
- Etablir une analyse de risque et choisir u projet optimal. Ou les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

Approche économique :

Pour que le projet soit économiquement intéressant. Il faut que la récupération d'une opération être extrait grand autant que possible. [3]

- Calcul de VAN [3] :

$$\mathbf{VAN\$ = Cout d'exploitation\$ - cout d'investissement \$}$$

-Calcul de délai de récupération [5] :

$$\mathbf{Delais de recuperation = \frac{cout d'investissement\$(annuelle)}{VAN\$ (jours)}}$$

Avec :

- **VAN** : la valeur actuelle net
- **Coût d'investir** : Coût de location et d'installation de la pompe ou Coût d'achat et d'installation de la pompe Rod Pump .

- **Coût d'exploiter** : Débit d'huile (m3/j) *365jours*prix de baril (\$).
- **Prix actuel d'un baril de pétrole** :50 \$/baril.

Le puits	Débites d'huile avec GL (m3/j)	Débites d'huile avec ESP (m3/j)
OMJ832	30.65	51.2

Tab IV.3 : Comparaisons entre les deux modes d'activation (exemple).

Production avec GL (m3)	Production avec pompe ESP (m3)	Gains avec ESP (m3)
23374.5	38376	15867.57

Tab IV.4 : Gain de la production en huile (prévision de deux ans).

Le cout de location et d'intallation d'une pompe ESP :

La pompe ESP	Prix de location annuelle	Prix de location par jour
	760477.5 \$	2083,5 \$

Tab IV.5 : Étude technico-économique (ESP).

Le gain	Recuperation annuelle	Récupération par jour ESP
Coût d'investir \$	760477.5 \$	2083,5 \$
Coût d'exploiter \$	5876750	16100,7
VAN\$	4355065,5	14017,2

Tab IV.6 : La valeur actuelle nette pompe ESP.

Calcul du délai de la récupération : **DR= 63 jours.**

IV.2. Résultats et discussions :

D'après l'étude et les calculs réalisés, on a trouvé que :

- D'après un test CBL "Ciment Bond Log", on a découvert que la couche aquifère LD2 (2620 m-2687 m) à une mauvaise qualité de cimentation (il n'y a pas une double isolation) donc il est recommandé de mettre un **packer d'isolation**. (Voir Fig IV.7)
- Il est recommandé de mettre un sabot à la moyene de 2785.0 à 3351 m. (voir Fig IV.7)

- L'optimisation de gaz-lift a augmenté le débit total jusqu'à $8\text{m}^3/\text{h}$ avec une duse de 20 mm, c-à-d une augmentation de $0.66\text{ m}^3/\text{h}$.
- Après le design de la pompe ESP et le choix de débit de conception, on a trouvé que le débit recommandé c'est $6\text{m}^3/\text{h}$ (débit totale) et 55Hz, parce que on a un water cut de 30% et si le débit augmente, le coning de l'eau augmente, la densité du mélange augmente, donc la colonne s'alourdir.
- Le nombre d'étages de la pompe n'est pas encore calculé, en attente de réaliser un DST pour déterminer la pression actuelle du gisement.

D'après l'étude techno-économique :

- Le taux d'augmentation de la production jusqu'à 43% avec la pompe ESP.
- L'installation d'une pompe ESP va permettre de voir une récupération dans 63 jours, qui est intéressant !

Conclusion
et recommandations

Conclusion :

A partir de cette étude comparative, on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le mode d'activation par GAS-LIFT n'est pas efficace pour la production à long terme à cause l'augmentation du water-cut, la diminution de la pression de gisement et la limitation de la pression et débit d'injection du gaz.
- Les pompes ESP ont un gain d'augmenter la production jusqu'à 43 % par rapport une activation par gaz-lift surtout dans le cas d'un water cut élevé.
- Pour une meilleure récupération dans le champ Hassi Messaoud l'activation par des pompes ESP est très favorable par apport au Gas-Lift.

Recommandations :

On recommande que :

- Installer des pompes ESP dans le champ de Hassi Messaoud, grâce à son efficacité dans le cas d'un water cut élevé.
- Faire une étude générale pour voir la fiabilité de la pompe ESP pour tous les puits du champ de Hassi Messaoud.
- Faire une étude pour optimiser le débit de conception de la pompe pour bien retarder le coning d'eau.

*Références
bibliographiques*

Références bibliographiques

- [01] : Mémoire de fin de formation Etude de la performance des puits Gas lift en fonction du type de complétion (Concentrique), Nabila boussalem , janvie 2017
- [02] : Mémoire fin d'étude, "Application de l'analyse NODALE pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de production avec et sans Storm choke sur le puits HTG11 (HASSI TOUAREG)", BENCHEIKH Mohamed Ali & DOKMA Lakhdar, 07 / 06 / 2015
- [03] : Mémoire fin d'étude, " THÈMEL'Artificial-Lift choix d'un mode d'activation adequat dans le champ d'el-adeb larache " , MECHICHE Mohammed El Amine, GHEMBAZI Zakaria,BOUCETTA Mohammed Aziz, 28 / 05 / 2017
- [04] : Baker Hughes Centrilift. 2008. Submersible Pump Handbook. Eight Edition Version
- [05]: StatoilHydro, 2009. Artificial Lift in wells. General presentation. Internal Statoil power point presentation.
- [06] : Boyun Guo, William C .Lyons, Ali Ghalambor , Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [07] : MASTER'S THESIS : Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field, Rune W. Time, University of Stavanger.

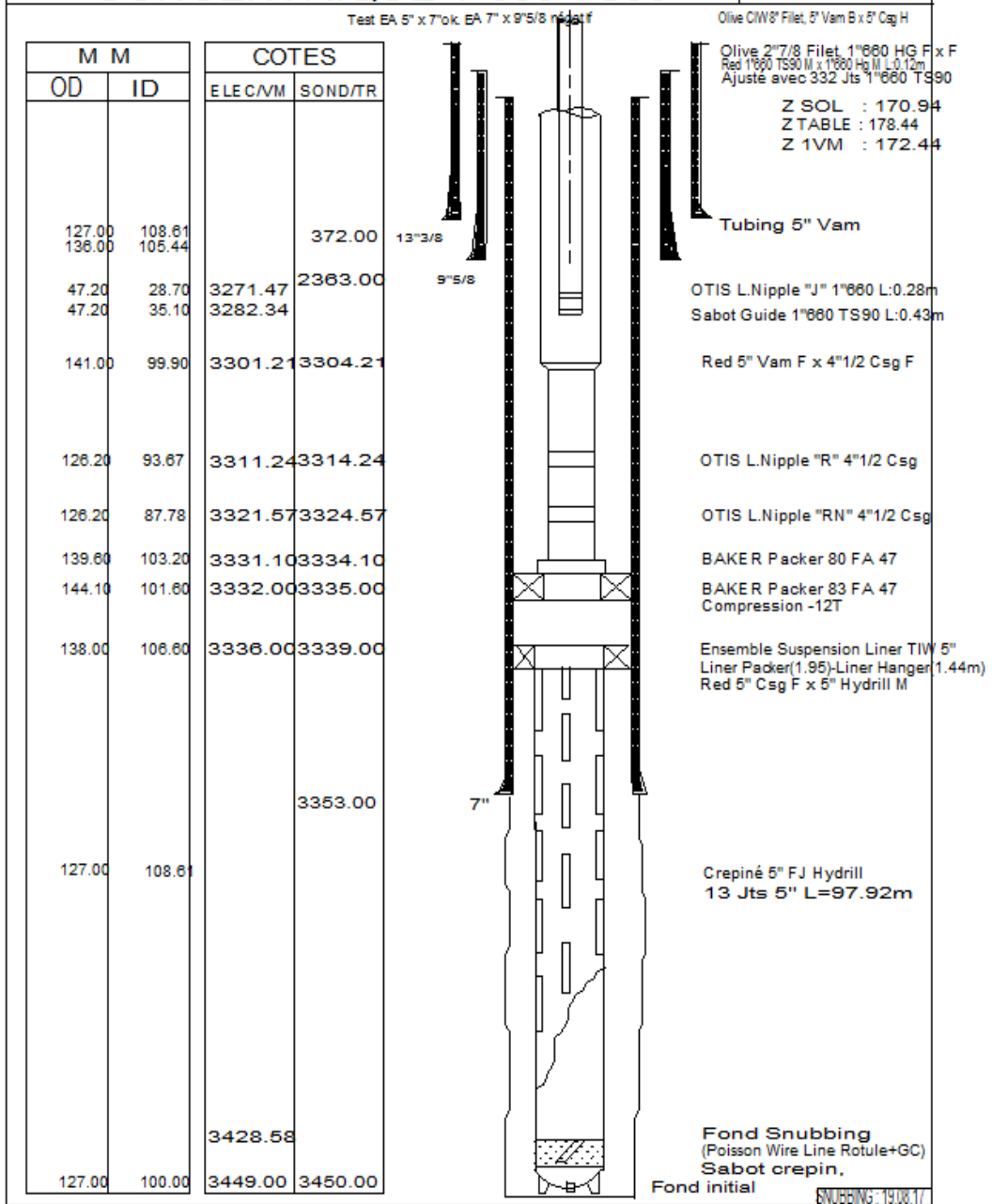
Annexes



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

**COMPLETION 5" VAM x 4 1/2" CSG ANCRE
CONCENTRIQUE 1"660 TS90**

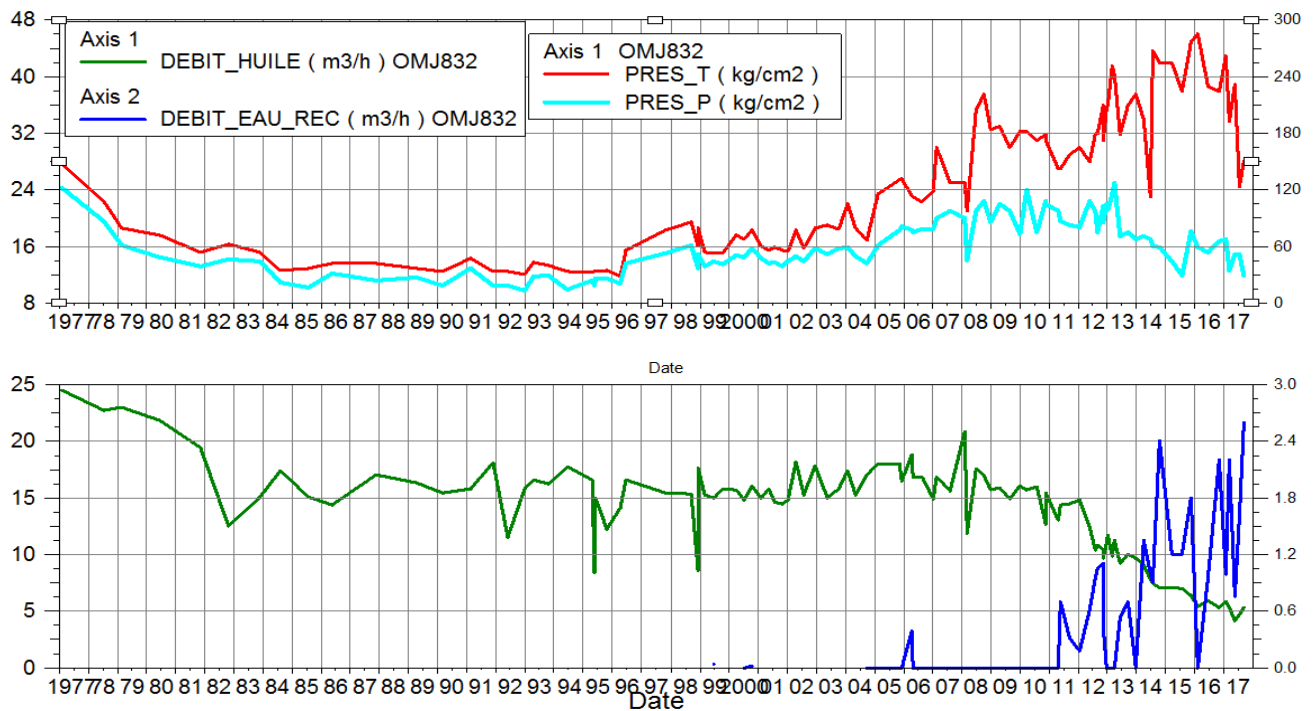
OMJ 832



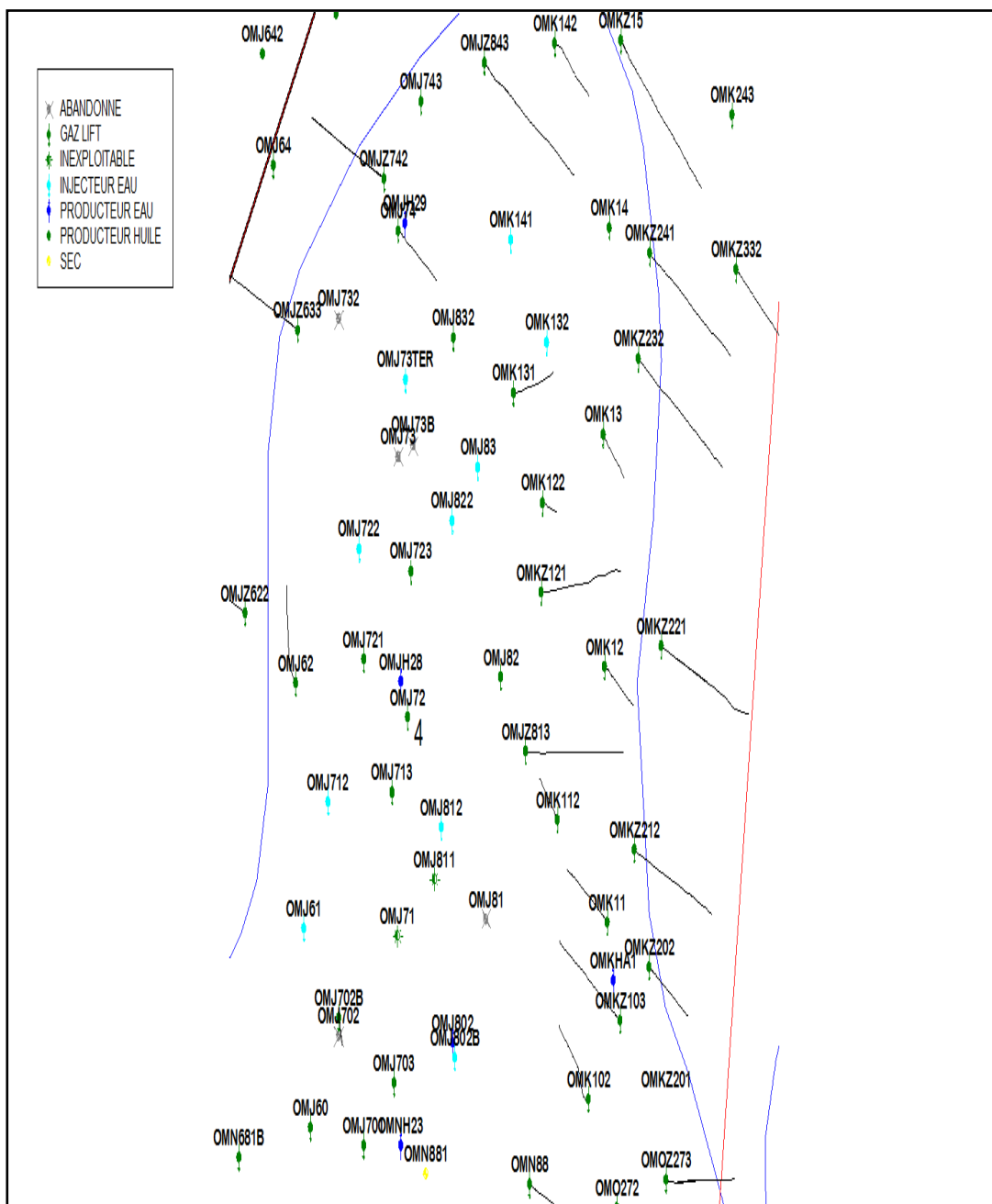
Annexe 1 : Fiche technique du puits OMJ832.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTES							INTERPRETATION PARELAN				
DRAIN	TOIT_MUR	EPAIS	K	ø	So	Sw	EP-CAR	Dens-Silt	INTERVALLE INTERP	EP.INTERP	ø	Sw	Vcl
	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(m)	(%)	(%)	(%)
D3	3348 à 3363	15	2.74	5.047									
D2	3363 à 3387	24	37.47	9.263									
ID	3387 à 3415	28	16.71	8.382									
D1	3415 à 3443	28	33.33	12.692									
Z_PSG	3443 à 3449	06	04.614	12.182									
R2	3449 à 3450	06	04.558	13.525									

Annexe 2 : Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir pour OMJ832.



Annexe 3 : Représente débit d'huile et débit d'eau récupéré en fonction de temps pour OMJ832



Annexe 4: Position du puits OMJ832 dans la zone 04 à HMD

Puits	Status	Zone	Short Raduis	Fracture	Rayon	Dernier Test		
						Type	Date	PG(kg/cm ²)
OMJ73B	ABANDONNE	4	---	---	762.13	SBU	10/05/1997	141.48
OMJ83	INJECTEUR EAU	4	---	---	763.1	--	--	--
OMK131	GAZ LIFT	4	12/01/2007	24/04/2000	780.39	PFS	04/01/2015	274.2
OMK141	INJECTEUR EAU	4	---	---	871.34	--	--	--
OMJ74	GAZ LIFT	4	27/02/2007	---	883.28	SBU	13/04/2015	166.38
OMJ73	ABANDONNE	4	---	---	926.35	SBU	19/01/1987	142.48
OMJ822	INJECTEUR EAU	4	---	---	996.27	FALL_OFF	27/12/2017	369
OMK132	INJECTEUR EAU	4	---	---	1120.9	FALL_OFF	11/02/2002	244.11
OMJZ742	GAZ LIFT	4	---	---	1200.1	PFD	13/12/2017	--
OMJ743	GAZ LIFT	4	---	---	1342.29	DST	31/08/2010	181.91
OMJ723	GAZ LIFT	4	---	---	1374.18	PFD	23/10/2016	--
OMK122	GAZ LIFT	4	26/05/2009	---	1400.04	PFS	04/10/2011	191.23

Annexe 5: Etat des puits voisins de OMJ832

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION	
CZ	NEO	MIO PLOCENE	212	26" x 18" 5/8	Boue douce bentonitique D : 1,1-1,2 V: 45-50	Sable, Calcaire
		EOCENE	128		471m	
MESOZOIQUE	CRETACÉ	SENONIEN	CARBONATE	97	16" x 13" 3/8	Calcaire, Dolomie,
			ANHYDRITIQUE	222		Anhydrite, Marne, Dolomie
			SALIFERE	173		Sel massif et traces d'Anhydrite
		TURONIEN	77	Boue KEN X D: 1,26-1,32 V: 50 - 70 F : 2,4	Calcaire tendre crayeux	
		CENOMANIEN	153	Anhydrite, Marne et Dolomie		
		ALBIEN	367	Grés, Argile siliceuse		
		APTIEN	26	Dolomie et Calcaire		
		BARREMIEN	239	Argile, Sable, Grés		
		NEOCOMIEN	209	Dolomie, Marne et Grés, Argile		
	JURASSIQUE		MALM	229	12" x 9" 5/8	Argile, Marne, et Dolomie, Grés
		DOGG	ARGILEUX	106		Argile, Marne, Dolomie
			LAGUNAIRE	214		Anhydrite, Dolomie et Marne
LIAS		LD1	76	Dolomie, Anhydrite et Argile		
		LD2	LS1	76		Sel, Anhydrite et Argile
			LD3	53		Anhydrite et Dolomie Cristalline
		LD3	60	Alternance de Sel et Argile		
TRIAS		SALIF	TS1	37		Dolomie et de Marne
			TS2	194		Sel d'Anhydrite et de Dolomie
			TS3	203		Sel massif à intercalation d'Anhydrite et Argile
	ARGILEUX	114	Sel massif et trace d'Argile			
	GRESEUX	20	Argile Rouge Dolomitique			
	ANDESITIQ	38	Grés. Argile			
PALÉOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra	75	8" x 7"	Andésite	
		Grès d'El-Atchane	25		Grès très fins	
		Argiles d'El-Gassi	50		Grès fins glauconieux	
		Zones des Alternances	18		Argile verte ou noire	
	CAMBRIEN	R Isométriques	42	Alternances grès et argiles		
		R Anisométriques	125	Grés Isométriques. Silts		
		R 2	100	Grés Anisométriques. Silts		
		R 3		Grés Grossiers. Argile		
	Infra Cambrien		Grés Grossiers. Argiles			
	SOCLE		Grés Argileux rouge	Granite porohvoïde rose		

Annexe 6: Schéma représentatif de la stratigraphie du champ de Hassi - Messaoud