

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de

MasterOption : Production

Présenté Par :

DEBAILIA Loukmane , REKIOUA Alaa Eddine

-THEME-

**ETUDE D'AMELIORATION DE LA PRODUCTION DANS
LES PERIMETRES DE TOUGGOURT PAR LA
CONCEPTION D'UN EPF RAMA**

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

Jury :

Président :			Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Rapporteur :	MEHSSOUEL AMMAR	MCA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Co-rapporteur :	ATLILI MED ELHADI	Enseignants associé	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examineur :			Univ. Kasdi Merbah Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

Résumé

Notre travail a pour objectif d'évaluer le gain des puits qui sont raccordés à l'EPF dans le but d'opter pour le design de cette installation comme modèle si le résultat est concluant.

Pour ce faire nous avons suivi cette démarche : On a calculé le dimensionnement des séparateurs par deux méthodes en choisissant les diamètres et la longueur de séparateur optimaux avoir une meilleure séparation. Après avoir déterminé le débit de l'effluent au niveau de l'EPF on a dimensionné le séparateur afin que la production puisse atteindre le champ périmètre de Touggourt. Après avoir choisi le type de séparateur à installer on a terminé notre travail par une étude technico économique pour estimer le gain du projet

Mots clés : EPF, séparateur, compresseur, le champ RAMA, design.

Abstract

The aim of our work is to evaluate the gain of the wells connected to the EPF with a view to opting for the design of this installation as a model if the result is conclusive.

To do this, we followed this approach: We calculated the size of the separators using two methods, choosing the optimum diameters and length of separator for best separation. After determining the effluent flow at the EPF, we sized the separator so that production could reach the Touggourt perimeter field. After selecting the type of separator to be installed, we completed our work with a technical-economic study to estimate the project's profitability.

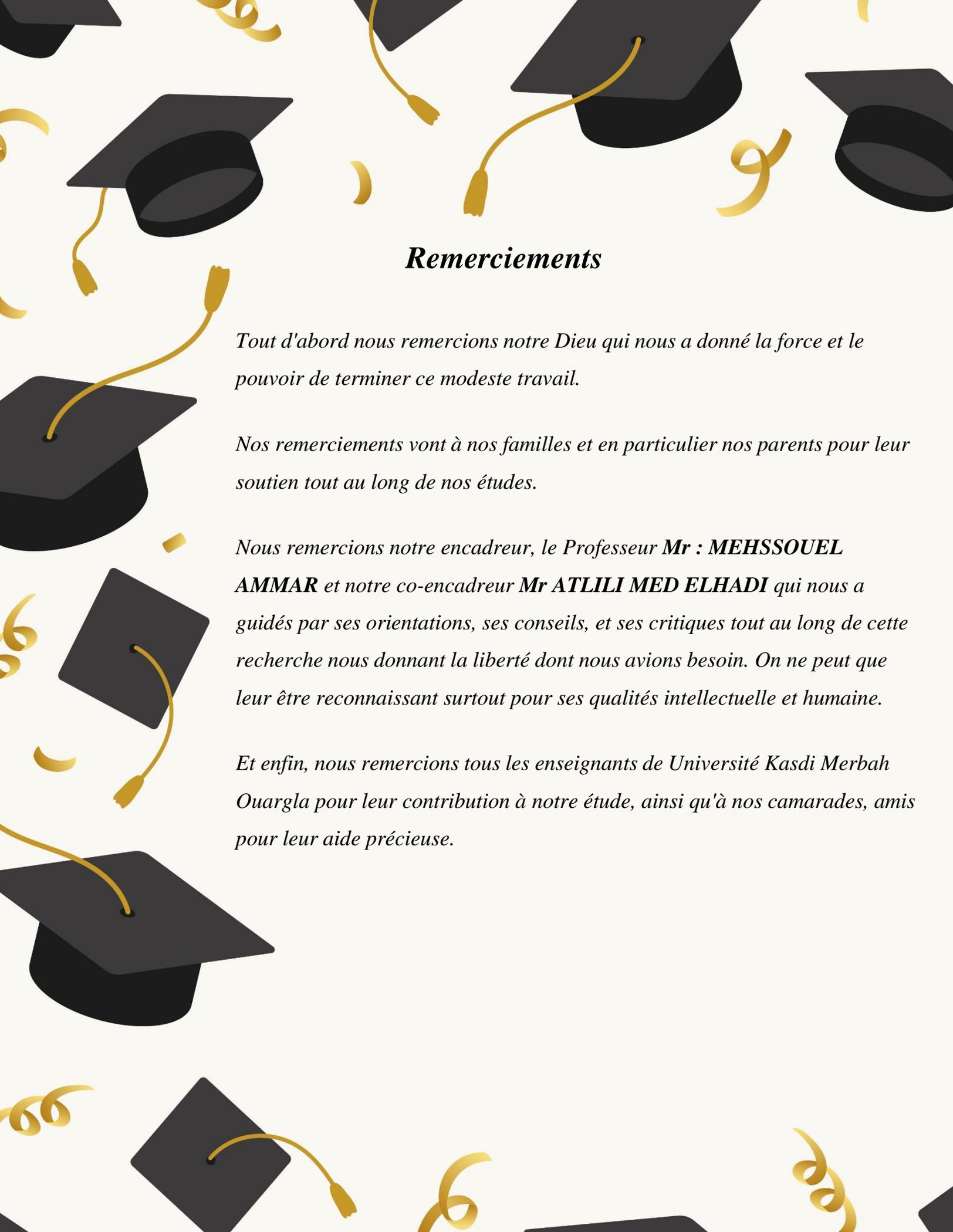
Key words: EPF, separator, compressor, RAMA field, design.

المخلص

الهدف من عملنا هو تقييم مكاسب الآبار المتصلة بمرفق EPF الموسع بهدف اختيار تصميم هذا التركيب كنموذج إذا كانت النتيجة قاطعة.

وللقيام بذلك، اتبعنا هذا النهج: قمنا بحساب مقاس الفواصل باستخدام طريقتين، واختيار الأقطار والطول الأمثل للفواصل لتحقيق أفضل فصل. بعد تحديد معدل تدفق النفايات السائلة في مرفق المعالجة الكهربائية، قمنا بتحديد حجم الفاصل بحيث يمكن أن يصل الإنتاج إلى حقل محيط تقرت. بعد اختيار نوع الفاصل الذي سيتم تركيبه، أكملنا عملنا بدراسة تقنية اقتصادية لتقدير فوائد المشروع.

الكلمات الرئيسية: فاصل، EPF، فاصل، ضاغط، حقل راما، تصميم.



Remerciements

Tout d'abord nous remercions notre Dieu qui nous a donné la force et le pouvoir de terminer ce modeste travail.

Nos remerciements vont à nos familles et en particulier nos parents pour leur soutien tout au long de nos études.

*Nous remercions notre encadreur, le Professeur **Mr : MEHSSOUEL AMMAR** et notre co-encadreur **Mr ATLILI MED ELHADI** qui nous a guidés par ses orientations, ses conseils, et ses critiques tout au long de cette recherche nous donnant la liberté dont nous avons besoin. On ne peut que leur être reconnaissant surtout pour ses qualités intellectuelle et humaine.*

Et enfin, nous remercions tous les enseignants de Université Kasdi Merbah Ouargla pour leur contribution à notre étude, ainsi qu'à nos camarades, amis pour leur aide précieuse.

Sommaire

Remerciements

Sommaire

List des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

I. Introduction générale	1
II. Problématique	1

Chapitre I : Présentation du champ RAMA

I.1 Introduction	3
I.2 Description de champ RAMA-RAA	4
I.2.1 Situation géographique	4
I.2.2 Situation géologique	5
I.2.3 Situation stratigraphique	6
I.2.4 Description de la production champ RAMA	7
I.2.5 Propriétés pétrophysiques et réserves en place	9
I.3 Contacts des fluides	10

Chapitre II : Design d'un EPF

II.1 Généralités sur l'EPF	11
II.1.1 Introduction	11
II.1.2 L'installation des EPFs	11
II.1.3 L'objectif des EPFs	11
II.2 La séparation	13
II.2.1 Le pompage	13
II.2.2 La compression	14
II.4 La Séparation par gravité	14
II.5 Temps de rétention	16
II.6 Dimensionnement d'un séparateur horizontal tri-phasique	16
II.7 Procédure de dimensionnement des séparateurs horizontaux triphasiques procédures de calcul :	17
II.7.1 Méthode d'Arnold et Stewart	17
II.7.2 Calcul de l'épaisseur de l'huile maximale	18
1 Calcul de la fraction de la surface de la section transversale du séparateur occupée par l'eau :	18
2 Calcul du diamètre intérieur maximal du séparateur	19
3 Contrainte de capacité de gaz	19

4 Calcul de longueur seam to seam _____	20
5 Slenderleness Ratio _____	21
II.8 Procédures de calcul dimensionnement des séparateurs horizontaux triphasiques _____	21
Chapitre III :Etude de cas	
III.1. Introduction _____	23
III.2 Dimensionnement d'un séparateur _____	23
III.2.1. Introduction _____	23
III.2.2. Calcul Dimensionnement d'un séparateur horizontal trois phases remplies à moitié _____	23
2. Calcul de Coefficient de trainée CD _____	24
3. Calcul de la hauteur maximale d'huile (d=500 microns) _____	25
4. Calcul des combinaisons de d et Leff pour d moins de dmax qui satisfait la contrainte De rétention de l'huile et de l'eau. _____	27
5. Calcul Dimensionnement d'un séparateur horizontal par la méthode de Svrcek et Monnery _____	28
5.2. Calcul de capacité de liquide _____	29
III.3. Procédure _____	24
III.4. Etude technico-économique _____	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1. Les compresseurs _____	Erreur ! Signet non défini.
<i>Conclusion générale</i> _____	26
Conclusion général _____	29
Annexe Calcul de séparateur _____	23
<i>Référence</i> _____	23

List des figures

Chapitre I : Présentation du champ RAMA

<i>Figure I. 1 Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda. [8].....</i>	<i>3</i>
<i>Figure I. 2: Plan de position des puits découverte RAMA. [8]</i>	<i>4</i>
<i>Figure I. 3: Position du gisement de Rahlet El Aouda [8].....</i>	<i>6</i>
<i>Figure I. 4: Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA-1, RAMA-1 et ERAMA-1 [5].....</i>	<i>7</i>
<i>Figure I. 5 : Schéma de bloc de RAMA</i>	<i>8</i>
<i>Figure I. 6: Manifold RAMA.....</i>	<i>9</i>

Chapitre II : Design d'un EPF

<i>Figure II. 1: Schéma d'un EPF.....</i>	<i>11</i>
<i>Figure II. 2 : La charge de liquide en écoulement [3].....</i>	<i>13</i>
<i>Figure II. 3 : principe de separation par gravite</i>	<i>15</i>
<i>Figure II. 4 : Figure 14 Temps de rétention de l'huile.....</i>	<i>17</i>
<i>Figure II. 5 : Courbe de β.....</i>	<i>19</i>

Chapitre III :Etude de cas

<i>Figure III. 1: séparateur moitié plein avec le liquide et l'autre moitié estpleine du gaz.....</i>	<i>24</i>
<i>Figure III. 2: schéma d'un compresseur</i>	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>
<i>Figure III. 3: Notification du tarif de base indexé,au titre de l'année 2016</i>	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>

Liste des tableaux

Chapitre II : Design d'un EPF

Tableau I. 1 : Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet el Aouda (RAA) en UTM 32-North Sahara 1959.....	5
Tableau I. 2: Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda.....	10
Tableau I. 3: Contacts des fluide [8].....	10

Chapitre III :Etude de cas

Tableau III. 1: Données des Puits RAMA [8].....	24
Tableau III. 2 Calcul de Coefficient de traînée CD.....	25
Tableau III. 3 : Dimensionnement d'un séparateur horizontal trois phases diamètre et longueur pour capacité gaz.	27
Tableau III. 4: Dimensionnement d'un séparateur horizontal à trois phases diamètre et longueur pour capacité liquide.....	27
Tableau III. 5: Données de Périmètre de Touggourt.....	23
Tableau III. 6: Données de compresseur RAMA	Erreur ! Signet non défini.
Tableau III. 7: Données Technique de compresseur	Erreur ! Signet non défini.
Tableau III. 8: Décomposition du volume journalier	Erreur ! Signet non défini.
Tableau III. 9: prix de 25/05/2024	Erreur ! Signet non défini.

Liste des abréviations

Pp	Pression de pipe
Pt	Pression de tête
P mfd	Pression de manifold
Pfd	Pression de fond dynamique.
Pr	Pression de réservoir.
Pb	Pression de bulle.
Psép	Pression de séparation.
PCV	Pressure Control Valve.
Pot	Pay out time.
ql	Capacité de liquide
qgst	Capacité de gaz au conditions standards.
Q	Débit d'huile.
Rsb	GOR de dissolution au point de bulle.
Rs	GOR de dissolution.
Re	Nombre de Reynolds.
T	Température.
t _o	Temps de rétention d'huile.
t _w	Temps de rétention d'eau.
μ	Viscosity.
V _L	Liquid settling volume.
V _m	Vitesse du mélange.
VLP	Vertical lift performance curve.
Z	compressibilité de gaz.

- ρ_m Densité du mélange.
- θ Pente de la conduite.
- \emptyset Diamètre de la Duse.
- ρ_o Densité d'huile aux conditions de travail.
- ρ_g Densité de gaz aux conditions de travail.
- η rendement de la pompe.

Introduction générale

I. Introduction générale :

Souvent, l'incertitude de la conception d'un EPF « Early Production Facility » à un impacte négative sur la production d'un champ. Étant donné que l'EPF a fourni une solution de production d'hydrocarbures pour les champs exploités très éloignés du centre de traitement ou ceux qui débitent à faible pression. . Cette solution a été abordée dans de nombreux articles et thèses, en comparant les débits des puits avant et après l'installation de l'EPF, et en cherchant à optimiser le réseau de collecte pour une production totale optimale. Cependant, ils n'ont pas pris en compte l'optimisation du dimensionnement de la conception de l'EPF. Sur la base de ce point, notre travail est élaboré et en ciblant certains composants de l'EPF. En trois chapitres, le premier chapitre nous donne une présentation sur le champ RAMA. Le deuxième chapitre expose le design de l'EPF et les principaux éléments de l'EPF et la méthode utilisée pour estimer le diamètre et la longueur des séparateurs horizontaux triphasiques.

Le troisième chapitre c'est l'étude de cas l'application de deux méthodes pour calculer dimensionnement de séparateur. Dans le champ RAMA.

II. Problématique :

La production de brut du champ de RAMA est actuellement de l'ordre de 8000 m³/j et celle du gaz et de l'ordre de 1600000 stm³/j. La capacité de production de brut après développement de ce champ est estimée à 9000 m³/j et celle du gaz à 2000000 stm³/j.

L'exploitation optimale du champ nécessite la réalisation du centre de séparation sur place pour booster la production de la zone éloignée RAMA, dans ce texte comment gérer cette quantité énorme par un grand séparateur de production quelles sont les méthodes de dimensionnement de ce dernier pour aboutir notre défis et objectif ?

Chapitre I :
Présentation du champ RAMA

I.1. Introduction :

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Messaoud (Figure I.1). La superficie couverte par le permis d'exploitation est de 246.30 km². Le réservoir Triasique (Série Inférieure) représente l'objectif principal du champ, il a été découvert par le forage du puits RAA1 en 2010. Les Grés d'Ouargla représentent un objectif secondaire découvert par le puits RAA2 en 2014 (Figure I.2). Un autre puits de recherche RAMA1, foré en 2014 a également produit du réservoir Triasique Série Inférieure. Sur la base des résultats des puits forés, le réservoir gréseux est principalement développé à la base de formation Trias SI, avec des épaisseurs faibles, variant entre 6 et 12m. Le réservoir Triasique du gisement de RAA se caractérise par de bonnes propriétés pétrophysique. Les débits de puits obtenus varient entre 10 et 33 m³/h sur la duse 32/64".

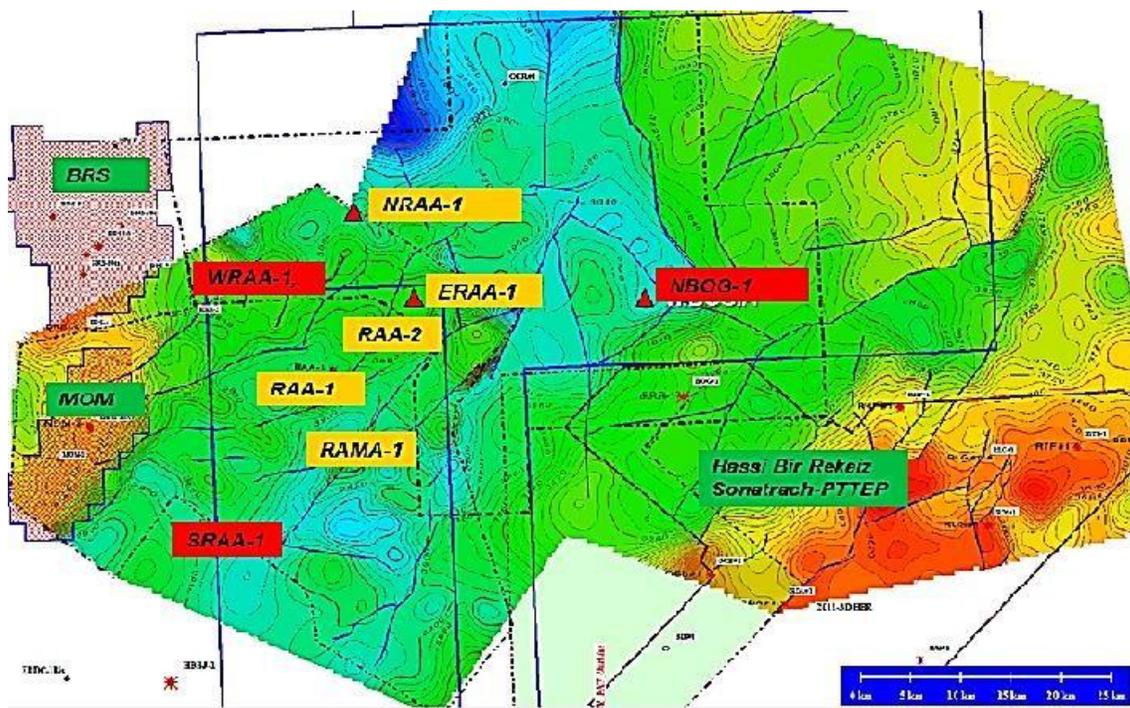


Figure I. 1 Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda. [8]

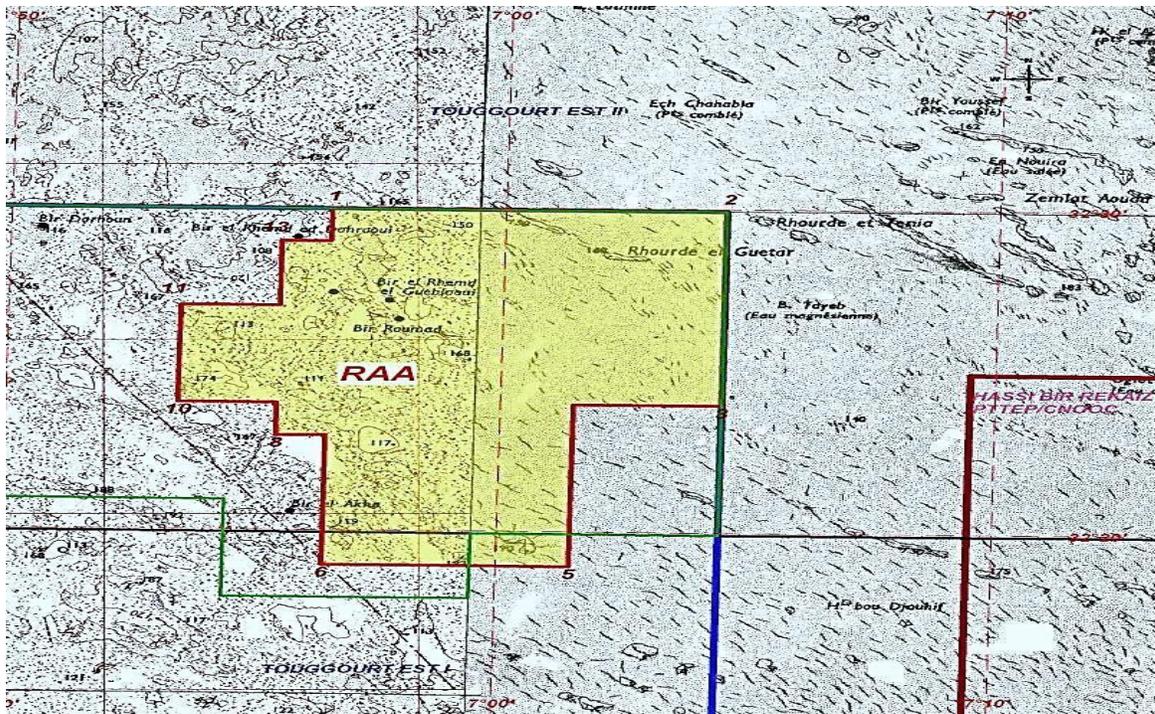


Figure I. 2: Plan de position des puits découverte RAMA. [8]

I.2. Description de champ RAMA-RAA :

I.2.1. Situation géographique :

Le périmètre du Permis d'Exploitation du champ de Rahlet El Aouda proposé et dénommé «Périmètre de Rahlet El Aouda » (Figure I.2) est défini par les limites du gisement. La superficie couverte par le permis d'exploitation est de 246.30 km². Le tableau I.1 présente les coordonnées géographiques et UTM32 des points définissant ce périmètre.

La zone du Permis est délimitée par les méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par les parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord.

Les coordonnées en plan (quadrillage) décrivant le périmètre sont exprimées dans le système de projection Universel Transverse Mercator (UTM 32 -North Sahara 1959).

Tableau I. 1 : Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet el Aouda (RAA) en UTM 32-North Sahara 1959. [8]

Coordonnées géographiques et UTM du périmètre d'exploitation				
Rahlet el Aouda (RAA)				
Sommet	Géographiques		UTM-32	
	Longitude	Latitude	X	Y
1	6°57'00"	32°30'00"	312 272.70	3 606 588.71
2	7°05'00"	32°30'00"	320 095.93	3 606 444.66
3	7°05'00"	32°24'00"	319 896.39	3 595 357.34
4	7°02'00"	32°24'00"	329 294.48	3 595 192.84
5	7°02'00"	32°19'00"	329 168.69	3 587 801.56
6	6°57'00"	32°19'00"	326 033.71	3 587 855.36
7	6°57'00"	32°23'00"	326 001.72	3 586 007.53
8	6°56'00"	32°23'00"	315 027.07	3 586 203.47
9	6°56'00"	32°24'00"	314 857.26	3 576 964.15
10	6°54'00"	32°24'00"	307 010.82	3 577 111.24
11	6°54'00"	32°27'00"	307 152.39	3 584 502.85
12	6°56'00"	32°27'00"	305 584.23	3 584 533.03
13	6°56'00"	32°29'00"	305 619.95	3 586 380.96
14	6°57'00"	32°29'00"	302 484.19	3 586 442.08
Superficie = 246.30 Km²				

I.2.2. Situation géologique :

Le gisement de Rahlet El Aouda a été découvert en 2010, il se trouve, à 65 Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga, et à 10 km et 28 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM). Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud (Figure I.3).

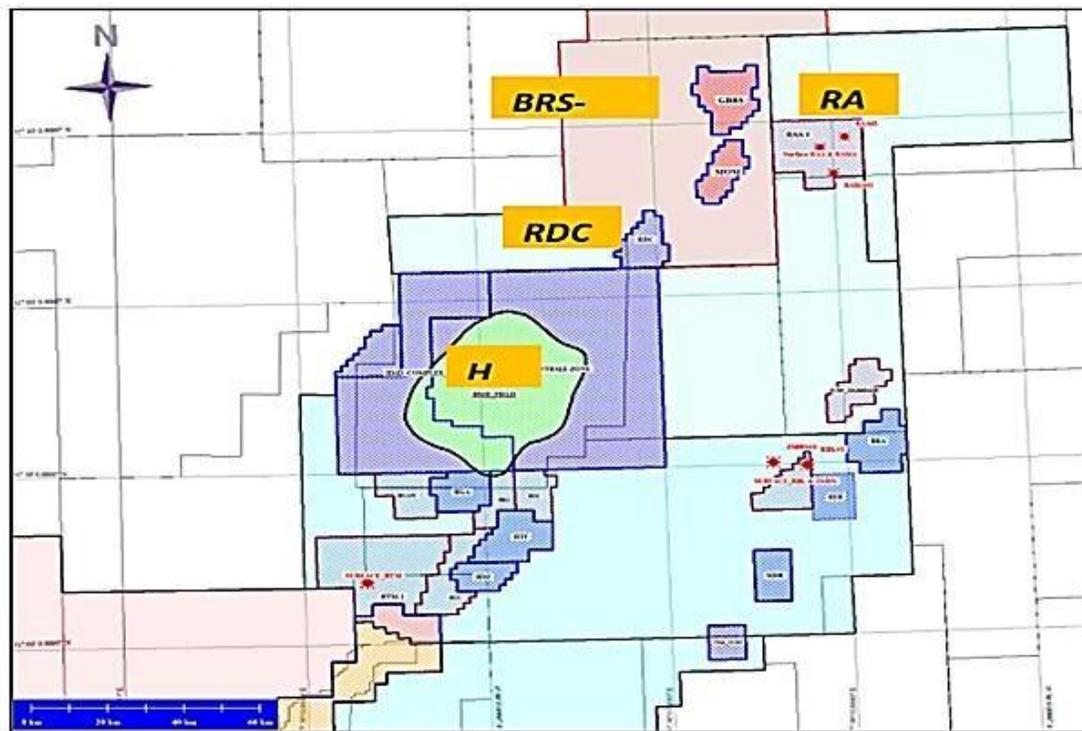


Figure I. 3: Position du gisement de Rahlet El Aouda [8]

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable compte tenu de sa position contiguë au gisement de Hassi Messaoud lui conférant ainsi un intérêt tout particulier ajouter à cela les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de HBHJ ; MOM ; BRS et récemment les résultats encourageants obtenus par les forages des puits dont les tests réalisés au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » ont montré d'excellents résultats.

Le réservoir Trias (Série Inférieure) est le principal réservoir du périmètre de RAA, il a été découvert en 2010 par le premier puits RAA-1 dont la profondeur finale est de 4240m. Le réservoir Grès d'Ouargla a été découvert en 2014 par le puits RAA-2 dont la profondeur finale est de 4223m, il reste un objectif secondaire pour d'éventuelles investigations et développement. Le réservoir Quartzites de Hamra constitue un objectif secondaire. [8]

I.2.3. Situation stratigraphique :

La structure de RAA a été découverte par les puits RAA-1, RAA-2 et RAMA-1. Elle est formée d'un ensemble de blocs bordé essentiellement par des failles de direction NE-SO et N-S auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction Est-Ouest.

Le puits RAA-2 est positionné sur un axe structural haut tandis que les puits RAA-1 et RAMA-1 sont situés sur le flanc des structures.

La structure actuelle du gisement de Rahlet El Ouada (RAA) est formée par un ensemble de structure de surface moyenne. L'une se trouve dans la zone du puits RAA-2. La seconde structure se trouve à l'ouest du puits RAA-2.

Les flancs sont limités par des grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Hassi Messaoud.

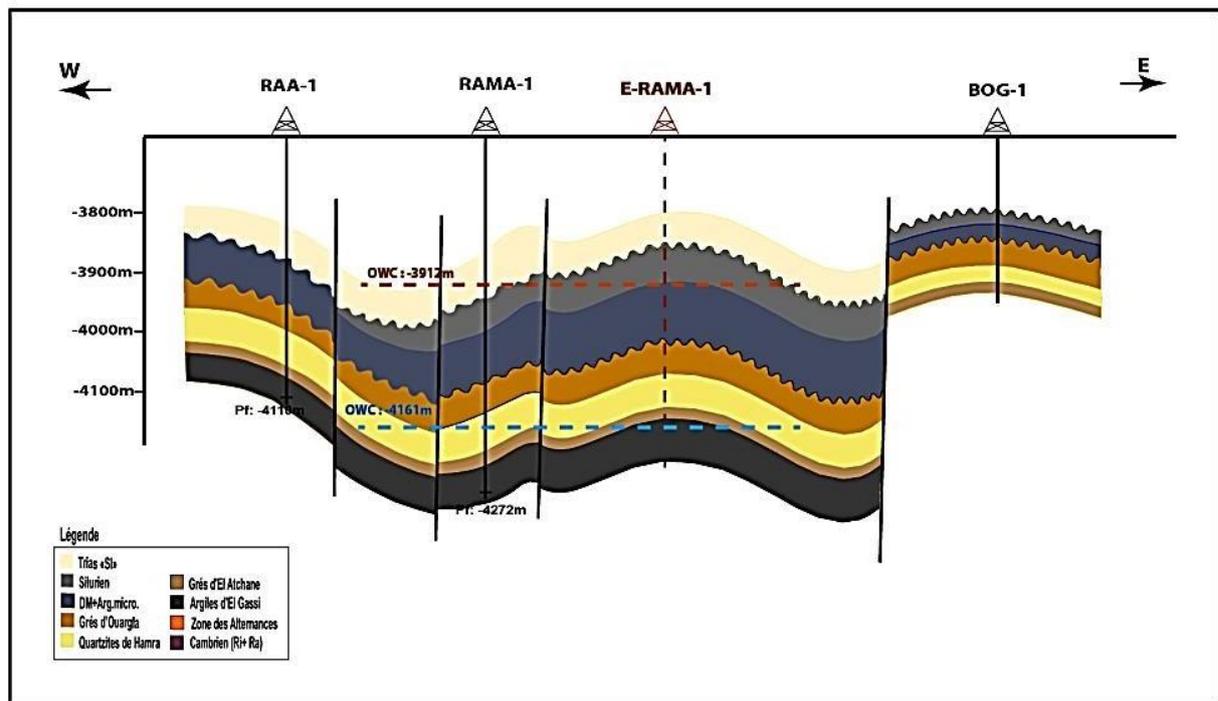


Figure I. 4: Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA-1, RAMA-1 et ERAMA-1 [5]

I.2.4. Description de la production champ RAMA :

Le champ de RAMA comprend 25 puits producteurs dont 13 puits actuellement en exploitation. L'exploitation du gisement pose de nombreux problèmes en raison de l'éloignement des puits par rapport aux installations de traitement dont l'huile brute est acheminée vers le nouveau EPF qui est installé à côté de l'usine existante du groupement BRS

Une séparation tri-phasique est prévue au niveau de l'EPF. Le gaz et l'eau issus de la séparation sont envoyés vers les unités existantes du groupement BRS.

L'huile issue de la séparation (environ 32000 sbbl/j) est envoyée à l'aide d'une pompe vers RDC via une nouvelle ligne de transfert 8" au point de raccordement sur la ligne existante 10" reliant RDC à CINA.

Le parcours global de production de tout le champ RAMA est illustré dans le schéma de bloc suivant (Figure I.5): [8]

Section Manifold : Collecte la production de 25 puits venu de deux sous manifolds RAA- M1 et RAA-M2 à travers un collecteur de 14'' (Figure I.6).



Figure I. 6: Manifold RAMA [8]

Section séparation : La production est acheminée dans un pipe d'alimentation de 14'' vers Un séparateur tri phasique pour éliminer :

- ✓ Le gaz associé et l'eau produite sont acheminés vers GBRS, et
- ✓ L'huile vers RDC via les deux collecteurs 8'' (Figure I.7).

Section expédition : on distingue dans cette section deux modes d'expédition :

- ✓ Expédition du gaz associé par un compresseur centrifuge.
- ✓ Expédition de l'huile et l'eau séparée par des pompes centrifuge (Figure I.8).

I.2.5. Propriétés pétrophysiques et réserves en place :

L'évaluation petro-physique des puits du périmètre de Rahlet El Aouda a été réalisée en utilisant le module ELAN PLUS. Trois puits ont été interprétés dans le périmètre de RAA (tableau I.2). Le réservoir principal considéré est le Trias (Série inférieure) et le réservoir secondaire est l'Ordovicien (Grès d'Ouargla).

Tableau I. 2: Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda [8]

Puits	Réservoirs	N/G	Net Pay(m)	Porosité(%)	Sw (%)
RAA-1	Trias SI	0.61	05	10	19
	Grès d'Ouargla	0.2	04	05	42
	Quartzite H	-	28	07	35
RAA-2	Trias SI	0.61	08	10	19
	Grès d'Ouargla	0.54	07	09	20
RAMA-1	Trias SI	0.50	06	7.5	10

I.3. Contacts des fluides :

L'évaluation pétro-physique pour trois puits au niveau du réservoir Triasique Sérié inférieure a permis de mettre en évidence les différents contacts par compartiment. Le tableau suivant résume les contacts utilisés lors de cette évaluation :

Tableau I. 3: Contacts des fluide [8]

Puits	Réservoirs	OWC (m) (TVDSS)
RAA-1	Trias SI	-3842.5
RAA-2	Trias SI	-3812
RAMA-1	Trias SI	-3876 / ODT
ERAA-1	Trias SI	-3912

Chapitre II :
Design d'un EPF

II.1. Généralités sur l'EPF :

II.1.1. Introduction :

L'EPF est une installation complète de production de pétrole, de gaz et de l'eau, généralement reliée aux manifolds, il consiste à produire du pétrole par un système de traitement temporaire ou le fluide polyphasique est séparé, le brut traité est envoyé vers un bac de stockage pour un transport ultérieur vers le marché.

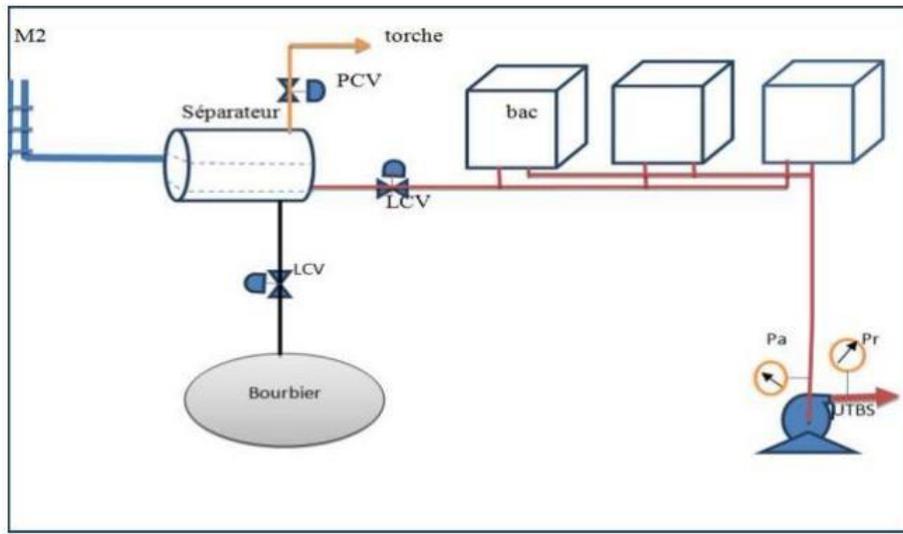


Figure II. 1: Schéma d'un EPF [6]

II.1.2. L'installation des EPFs :

Les EPF sont des installations de traitement qui permettent de mettre en production les puits plus rapidement et de reconnaître les flux de réservoir le plus rapidement possible tout en continuant à obtenir des données sur l'effluent. C'est une installation complète de pré-traitement du pétrole brut à pour objectif d'éliminer le gaz associé et l'eau produite de formation. En générale une installation EPF est composée de trois sections indispensables :

- ✓ Section Manifold : c'est un assemblage des productions de tous les puits producteurs d'une zone ou plusieurs zones à proximité de l'unité.
- ✓ Section séparation : la production globale sera traitée dans un séparateur en général horizontale de types qui convient aux caractéristiques de l'effluent produits à partir de l'ensemble de puits.
- ✓ Section expédition : les fluides obtenus en sortie séparateur sera dirigé vers l'usine via des appareils de pompage comme l'huile et l'eau et le gaz associé via un compresseur centrifuge. Un EPF peut aussi constituer d'une unité de stockage, et possible d'une unité de stabilisation.

II.1.3 L'objectif des EPFs :

- ✓ Utiliser ces unités temporaires pour identifier les petites réserves qui seraient financièrement risquées

ou non rentables pour produire avec une unité permanente.

- ✓ Pour récupérer la production des puits à faible pression de tête.
- ✓ Fournir également les données de production en temps réel pour évaluer la performance des réservoirs avant d'installer des unités permanentes.

Les avantages d'un EPF comprennent l'acquisition de meilleures données sur les réservoirs, la planification du développement des champs, l'optimisation des investissements. A partir des performances des puits, de leur évolution dans le temps, et le contenu du brut produit, l'opérateur peut avoir une meilleure estimation de la taille la plus probable et de la productivité à long terme du réservoir ciblé. Les données acquises permettront à l'opérateur de planifier le développement complet du champ avec plus de confiance. Ceci est particulièrement important lorsque le champ est marginal en raison de sa taille ou de son emplacement, ou lorsque plusieurs scénarios de développement ont été envisagés.

La conclusion peut être soit d'éviter des dépenses d'investissement inutiles, ou de justifier des développements plus importants que ceux prévus à l'origine. Les domaines d'application des EPFs sont nombreux, ils peuvent être utilisés pour les petits réserves qui seraient financièrement risquées ou non rentables pour produire avec une installation de production permanente, ainsi dans le cas d'un blocage dans le manifold à cause de différence de pression on sépare à une pression inférieure à la pression de manifold pour libérer et booster la production des puits à faible pression, aussi ils fournissent également des données de production en temps réel permet aux clients d'évaluer la performance des réservoirs avant d'installer des installations permanentes.

Les systèmes EPF existants peuvent être divisés en trois catégories :

- ✓ La première catégorie comprend les systèmes qui sont utilisés pour produire des champs marginaux. Dans ce cas l'unité est généralement conçue pour être utilisée en tant qu'EPF pendant sa vie entière sur plusieurs champs. La phase EPF est généralement la seule phase de production sur le terrain.
- ✓ La deuxième catégorie comprend les systèmes EPF installés temporairement ensuite remplacés par les installations de développement complet du champ.
- ✓ La troisième catégorie comprend les systèmes EPF qui sont installés pour faire partie des installations complètes sur le terrain.

L'EPF est constitué essentiellement d'une unité de séparation, unité de stockage, unité de pompage et une unité de compression, l'effluent polyphasique est séparé dans un séparateur horizontal, le liquide passe vers un Surge Tank pour libérer les bulles de gaz et améliorer la séparation, puis il passe vers une pompe à vis pour l'envoyer vers le centre de traitement, des fois la pompe à vis est alimentée par une pompe centrifuge pour la protéger de la cavitation. Le gaz passe dans un Knockout Vessel pour éliminer les

goulettes d'huile pour pouvoir le passer vers le compresseur et l'envoyer vers le centre de traitement.

II.2. La séparation :

Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent, il présente un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement, il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production **amenée par les collectes**. Pour les puits de l'huile, le fluide produit peut-être également homogène dans les conditions de fond, mais la détente à la surface libre de l'huile une quantité variable de gaz. Suivant l'importance de la quantité de gaz ainsi produite, on peut envisager de l'utiliser, ou au contraire de le brûler sur torche. Et d'autre part le pétrole doit être dégazé. Donc le problème consiste à séparer un effluent complexe en une phase gazeuse et une ou plusieurs phases liquides.

II.2.1. Le pompage :

Les pompes sont des appareils mécaniques servant à transporter des liquides entre deux points. Elles permettent, notamment, de prendre un liquide à une pression et de le porter à une pression supérieure.

La charge d'un liquide, en un point donné d'un réseau correspond à l'énergie que le liquide dispose en ce point. Cette énergie se présente sous 3 formes, L'énergie de pression, L'énergie cinétique et l'énergie potentielle de pesanteur. Ce liquide pourra augmenter sa charge s'il est alimenté en énergie par une pompe, ou perdre une partie de son énergie à cause de **frottement lorsqu'il s'écoule**. La charge s'exprime en mCL, c'est simplement égal à l'énergie divisée par le terme $\rho \cdot g$.

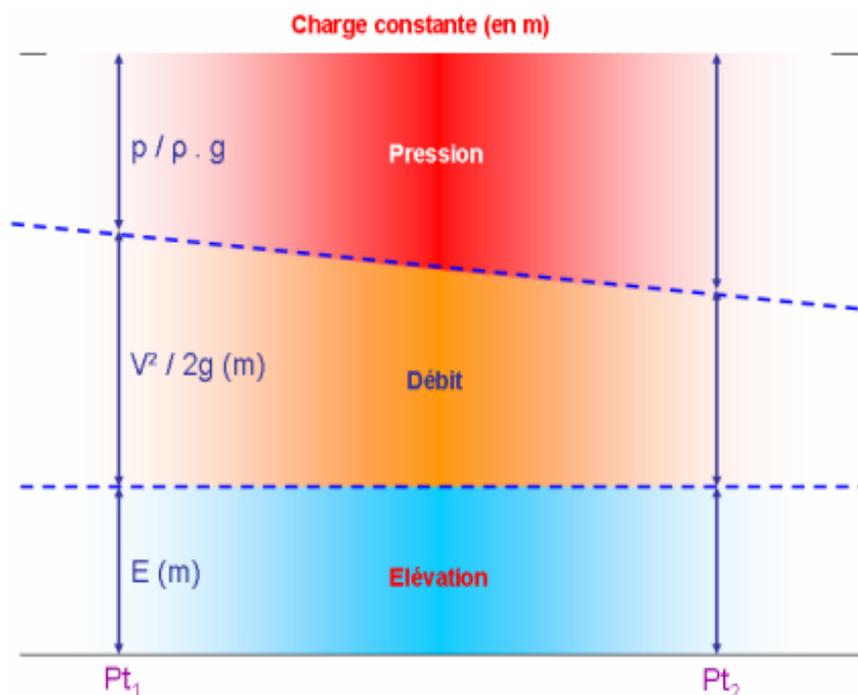


Figure II. 2 : La charge de liquide en écoulement [3]

La sélection d'une pompe consiste donc à trouver la pompe qui fournira l'énergie demandée pour assurer le débit voulu dans ce réseau, donc fournir l'énergie nécessaire pour répondre :

- ✓ Au besoin de la hauteur statique qui dépend uniquement des hauteurs et des pressions des points de départ et d'arrivée.
- ✓ Au besoin des pertes de charges.

II.2.2. La compression :

Les compresseurs sont des équipements mécaniques permettant d'augmenter la pression d'un gaz. Les applications des compresseurs sont très variées.

La compression des gaz à un objectif de base, la livraison d'un gaz sous une pression supérieure à la pression existant à l'origine.

- ✓ Pour transporter et distribuer un gaz, comme dans les pipelines de gaz naturel.
- ✓ Pour créer des conditions plus favorables à certaines réactions chimiques.

La pression et le volume du gaz ont une relation inversement proportionnelle si la température reste constante. Si on diminue le volume, la pression augmente, c'est sur cette base que le principe de fonctionnement d'un compresseur est établi.

II.3. Principes de séparation entre liquide et gaz

Le séparateur fonctionne selon le principe de la séparation par gravité / densité lorsque le volume du récipient et le temps de rétention requis de sorte que les phases existantes peuvent être séparées.

Les principaux facteurs qui influent sur la conception d'un séparateur sont

- ✓ Différence de densité
- ✓ Temps de dépôt Temps pendant lequel le fluide reste dans le séparateur;
- ✓ Surface de Contact entre les phases (gaz .huile .eau)

II.4. La Séparation par gravité :

Les gouttelettes liquides s'installent dans une phase gazeuse si La force gravitationnelle agissant sur la gouttelette est supérieure à la force de traînée du gaz circulant autour de la gouttelette (voir la figure). Ces forces peuvent être décrites mathématiquement en utilisant le terminal/ ou Calcul de vitesse de décantation fini.

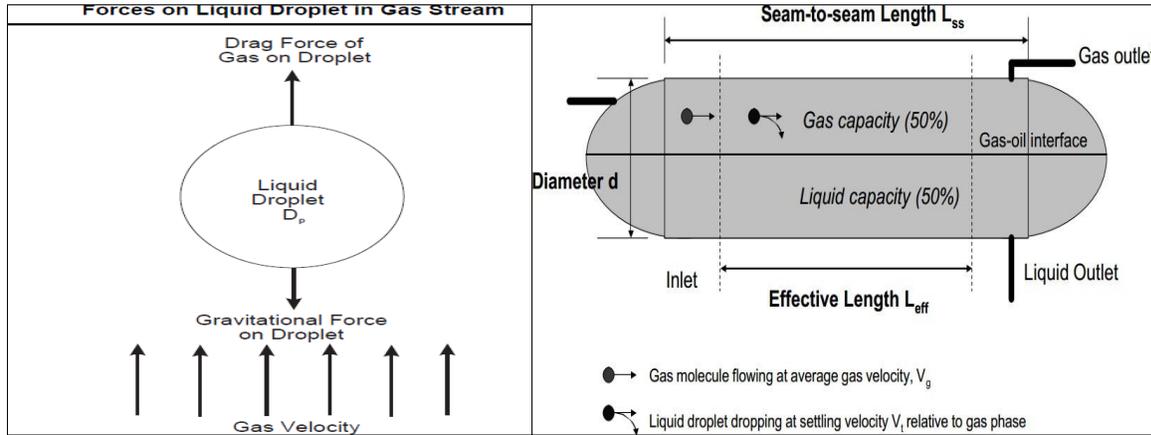


Figure II. 3 : principe de separation par gravite [2]

Le nombre de Renolds (Re) pour le gaz naturel et de brut sont beaucoup plus grands que 1,0, donc les équations suivantes devraient être utilisées itérativement pour calculer la terminal vélocité (Vt) et le coefficient de traîné (drag) Cd L'équation de la flottabilité et de la force de traînée résulte d'une équation générale à partir de laquelle la vitesse terminale des particules liquides de décantation peut être calculé; La force de glissement est définie comme suit:

$$F_D = C_D A \rho \left[\frac{V_t^2}{2g} \right] \quad (1)$$

Où, FD = force de glissement, lb; CD = coefficient de traînée; A = surface transversale des gouttelettes, ft²; P = densité de phase continue (Gaz), lb / ft³; Vt = vitesse terminale des gouttelettes, ft / s; G = accélération de la gravité = 32,2 ft / ss. Pour flux laminaire CD = 24 / Re; Re nombre de Reynolds = ρ Vt D / μ. Pour un très faible Re (<1,0), la terminal vélocité peut être calculée à partir de l'équation suivante :

$$V_t = \frac{1.78 * 10^{-6} * (\Delta SG) * d_m^2}{\mu} \quad (2)$$

C'est ce qu'on appelle la " Stock's terminal velocite " où, ΔS.G. = différence de spécifiques gravités par rapport à l'eau; généralement S.G. de gaz sont beaucoup plus petits que celles des liquides et donc ΔS.G.≈ S.G.l (densité de la phase liquide); dm = diamètre gouttelettes en microns ou micromètres (10-6 m) M = viscosité du gaz en cp (centipoises)

Pour les installations de production de gaz naturel et de pétrole brut, l'équation ci-dessus a des applications limitées car les nombres de Reynolds sont beaucoup supérieurs à ce qui est supposé pour l'équation ci-dessus. Le CD doit donc être calculé à partir de l'équation suivante :

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34 \quad (3)$$

Et la terminal velocity V_t est calculée à partir de l'équation suivante :

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

Où ρ_l et ρ_g = densités liquides et gaz respectivement (lb / ft³); d_m = diamètre de la gouttelette (μ : micromètre)

II.5. Temps de rétention :

Pour s'assurer que le liquide et le gaz atteignent l'équilibre à la pression de séparation, un certain stockage de liquide est requis. Ceci est défini comme " Temps de rétention" ou le temps moyen où une molécule de liquide est retenue dans le séparateur.

En supposant un écoulement du bouchon. Le temps de rétention est donc le volume du stockage de liquide dans le séparateur divisé par le débit de liquide.

$$T = V/Q \quad (5)$$

Où, V = volume de la section de collecte de liquide en ft³, Q = débit volumétrique du liquide en ft³ / s ou bpd (barils par day). Pour les temps de service normaux entre 0,5 à 3 minutes sont utilisés, mais si le moussage est une préoccupation majeure, les temps jusqu'à 4 fois les valeurs ci-dessus peut être utilisé.

Le réentraînement des gouttelettes de liquide en raison de la vitesse élevée du gaz peut se produire si la longueur au diamètre est supérieure à 4 à 5.

Les rapports L / D de <4-5 pour un séparateur à moitié plein de liquide est habituellement considéré.

II.6. Dimensionnement d'un séparateur horizontal tri-phasique :

Les procédures conventionnelles de dimensionnement des séparateurs demandent beaucoup de travail et exigent de nombreuses méthodes manuelles d'essai et d'erreur, avec de larges consultations de tables et nécessitent l'application de nombreuses règles empiriques. En fonction de la diversité des données de production disponibles et du nombre d'itérations à effectuer, il devient difficile d'établir une méthode de dimensionnement acceptable et facilement disponible.

Parmi les méthodes les plus utilisées et qui décrivent précisément une méthode étape par étape utilisée dans

la conception des séparateurs, sont les procédures de base établies par Svrcek et Monnery en 1994 et Arnold et Stewart en 2008. Selon C.O. Olotu et S. Osisanya dans leur article de développement d'un programme informatique facile à utiliser pour la conception de séparateurs, la procédure proposée par Arnold et Stewart est plus convenable pour le dimensionnement des séparateurs. Cela est dû au fait qu'elle implique l'utilisation de moins de variables et de constantes de conception, et qu'elle ne repose pas sur l'utilisation des abaques et des tableaux pour estimer les dimensions. Il y a moins de suppositions, le temps de calcul est réduit et les procédures de calcul sont faciles à comprendre et moins exposés aux erreurs.

II.7. Procédure de dimensionnement des séparateurs horizontaux triphasiques procédures de calcul :

II.7.1. Méthode d'Arnold et Stewart :

La procédure utilisée est celle de Arnold et Stewart, pour un séparateur horizontal triphasique à moitié plein de liquide.

Établissement de la base de conception : C'est la première étape dans le dimensionnement d'un séparateur horizontal. Ceci comprend la spécification des débits des fluides produits, leurs densités et viscosités, la pression et la température de séparation.

Sélection du temps de rétention de l'eau et de l'huile : Un certain volume d'huile est nécessaire pour s'assurer que l'huile atteint l'équilibre et que les bulles de gaz sont libérées. Un volume supplémentaire est nécessaire pour que l'eau libre ait le temps de coalescer en gouttelettes de taille suffisante pour se déposer. En général, le temps de rétention doit être augmenté lorsque la gravité ou la viscosité de l'huile augmente. Il est courant d'utiliser des temps de rétention allant de 3 minutes à 30 minutes selon les données de laboratoire ou de terrain. Si ces informations ne sont pas disponibles, on peut utiliser les recommandations présentées dans la figure II.4.

°API Gravity	Minutes
Condensate	2–5
Light crude oil (30°–40°)	5–7.5
Intermediate crude oil (20°–30°)	7.5–10
Heavy crude oil (less than 20°)	10+

Note: If an emulsion exists in inlet stream, increase above retention times by a factor of 2 to 4.

Figure II. 4 : Figure 14 Temps de rétention de l'huile [3]

De même, un certain volume d'eau est nécessaire pour garantir que la plupart des grandes gouttelettes d'huile entraînées dans l'eau ont suffisamment temps pour coalescer et remonter à l'interface huile-eau. Il est courant d'utiliser temps de rétention pour la phase aqueuse allant de 3 minutes à 30 minutes en fonction des données de laboratoire ou de terrain. Si ces informations ne sont pas disponibles, un temps de rétention

d'eau de 10 minutes est recommandé pour la conception.

II.7.2. Calcul de l'épaisseur de l'huile maximale :

La vitesse des gouttelettes d'eau qui se déposent dans l'huile peut être calculée à l'aide de la loi de Stokes. A partir de cette vitesse et du temps de rétention de la phase huileuse spécifié, la distance à laquelle une gouttelette d'eau peut se déposer peut-être déterminée. Cette distance établit une épaisseur maximale d'huile. Donc ce paramètre représente l'épaisseur maximale que peut avoir l'huile tout en permettant aux gouttelettes d'eau de se déposer à temps de rétention.

$$(h_o)_{\max} = 0.033 \frac{(t_r)_o (\Delta S G) d_m^2}{\mu} \quad (6)$$

dmw : Diamètre des gouttelettes de l'eau à séparer de l'huile (μm).

(ho)max : L'épaisseur de l'huile maximale (in).

(tr)o : Temps de rétention de l'huile (min).

μo : Viscosité de l'huile (cp).

Sg l : La densité du liquide.

Sg g : La densité du gaz.

Il est difficile de prédire le diamètre des gouttelettes d'eau qui doivent être déposées hors de la phase huileuse pour coïncider avec la définition de "Free Oil". Si des données de laboratoire ou de terrain ne soient disponibles, de bons résultats ont été obtenus en dimensionnant le l'épaisseur de l'huile de manière à ce que les gouttelettes d'eau de 500 μm et plus se déposent hors de la phase huileuse. Pour le pétrole brut lourd, il est parfois nécessaire de dimensionner le séparateur pour que des gouttelettes d'eau de 1000 μm se déposent.

1. Calcul de la fraction de la surface de la section transversale du séparateur occupée par l'eau :

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w(t_r)_w}{Q_w(t_r)_w + Q_o(t_r)_o} \quad (7)$$

A : La surface de la section transversale du séparateur (ft^2)

A_w : La surface de la section transversale du séparateur occupée par l'eau (ft^2)

$(t_r)_o$: Temps de rétention de l'huile (min).

$(t_r)_w$: Temps de rétention de l'eau (min).

Q_o : Débit de l'huile (bbl/d)

Q_w : Débit de l'eau (bbl/d)

2. Calcul du diamètre intérieur maximal du séparateur :

En utilisant la fraction de la surface de la section transversale du séparateur occupée par l'eau calculée de l'étape précédente et la courbe proposée par Arnold et Stewart **figure II.5**, on estime la fraction de l'épaisseur de l'huile maximale du diamètre intérieur maximal du séparateur (β).

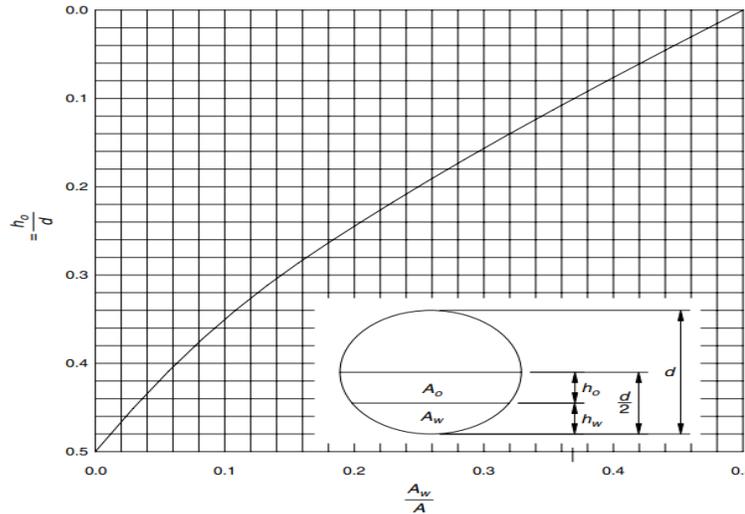


Figure II. 5 : Courbe de β [1]

Le diamètre intérieur maximal du séparateur est calculé par l'équation suivante

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} \quad (8)$$

d_{max} : diamètre intérieur maximal du séparateur (in).

$(h_o)_{max}$: L'épaisseur de l'huile maximale (in).

β : la fraction de l'épaisseur de l'huile maximale du diamètre intérieur maximal du séparateur.

3. Contrainte de capacité de gaz :

Dans la section de séparation par gravité, les gouttelettes de liquide sont séparées par la force de gravité. Les gouttelettes contenues dans le gaz, se déposent à une vitesse de décantation. À cette vitesse, la force de gravité qui s'exerce sur la gouttelette est égale à la force de traînée exercée sur la gouttelette en raison de son mouvement à travers la phase gazeuse. En prenant le temps de rétention du gaz égal au temps nécessaire à une goutte de liquide pour se déposer à l'interface liquide.

$$d * L_{eff} = 34.5 * \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) * \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{C_D}{d_m} \right)^{0.5} \quad (9)$$

d : Diamètre intérieur du séparateur (in).

L_{eff} : Longueur effective du séparateur (ft).

T_{sep} : Température de séparation ($^{\circ}\text{R}$)

P_{sep} : Pression de séparation (psia).

Z_{sep} : Facteur de compressibilité à la pression et la température de séparation.

Q_g : Débit du gaz (MMscf/d).

$\rho_{g \text{ sep}}$: Masse volumique de gaz à la pression et la température de séparation (lb/ft³).

ρ_l : Masse volumique de liquide (lb/ft³).

C_d : Coefficient de frottement.

d_{ml} : Diamètre des gouttelettes de liquide à séparer du gaz (μm).

La contrainte du temps de rétention de l'huile et de l'eau

La contrainte est basée sur le calcul du volume d'huile et d'eau dans le séparateur déterminé par le débit de gaz et d'huile pour une durée correspondant au temps de rétention.

$$d^2 L_{\text{eff}} = 1.42[(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w] \quad (10)$$

d : Diamètre intérieur du séparateur (in).

L_{eff} : Longueur effective du séparateur (ft).

$(t_r)_o$: Temps de rétention de l'huile (min).

$(t_r)_w$: Temps de rétention de l'eau (min).

Q_o : Débit de l'huile (bbl/d)

Q_w : Débit de l'eau (bbl/d)

4. Calcul de longueur seam to seam :

La longueur effective peut être calculée à partir des équations précédentes. A partir de cette longueur, on peut estimer la longueur seam-to-seam, qui La longueur réelle requise dépend de la conception physique du séparateur. Pour les séparateurs dimensionnés en fonction de la capacité en gaz, une partie de la longueur est nécessaire pour répartir uniformément le gaz près du déflecteur d'entrée, une autre partie est nécessaire pour l'extracteur de brouillard.

$$L_{\text{ss}} = L_{\text{eff}} + \frac{d}{12} \quad (11)$$

Pour les séparateurs dimensionnés en fonction de la capacité en liquide, une partie de la longueur est nécessaire pour la distribution du flux au déviateur d'entrée et à la sortie du liquide.

$$L_{\text{ss}} = \frac{4}{3} L_{\text{eff}} \quad (12)$$

d : Diamètre intérieur du séparateur (in).

Lss: la longueur seam-to-seam du séparateur (ft).

5. Slenderness Ratio :

Pour chaque dimensionnement de séparateur, il existe une combinaison de longueur et de diamètre qui minimiser le coût. En général, plus le diamètre est petit, plus son coût est réduit. Cependant, la diminution du diamètre augmente les vitesses du fluide et les turbulences. Plus le diamètre est petit plus la probabilité que le gaz entraîne des liquides ou que l'interface huile-eau soit détruite augmente. L'expérience indique que le rapport de la longueur seam-to-seam divisée par le diamètre extérieur doit être compris entre 3 et 5. Ce rapport est appelé "Slenderness Ratio". Des rapports en dehors de l'intervalle de 3 à 5 peuvent être utilisés, mais ne sont pas aussi courants. Selon les standards API 12J les rapports doivent être supérieur à 2. précédentes et l'intervalle de Slenderness Ratio. La sélection finale des dimensions Lors de la sélection finale, il est toujours plus économique de choisir une dimension standard. Les tailles API pour les petits séparateurs peuvent être trouvées dans API 12J. Pour les tailles plus grandes, dans la plupart des cas et selon les spécifications d'API 12J, les diamètres sont des multiples de 6 in, la longueur est une multiple de 5 ft.

II.8. Procédures de calcul dimensionnement des séparateurs horizontaux triphasiques :

La procédure pour la détermination de diamètre et la longueur d'un séparateur horizontal three-phase Peut être résumée dans les étapes suivantes :

- **Déterminer la valeur de (A_w/A) a partir de l'équation (7)**

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w(t_r)_w}{Q_w(t_r)_w + Q_o(t_r)_o} \quad (13)$$

utiliser la figure 1 pour déterminer la valeur de (H_0/D) pour la valeur calculée de (A_w/A)

- **Déterminer l'épaisseur maximum de l'huile H_{omax} de l'équation (6) pour un d_m egal a $500\mu m$:**

$$(h_o)_{max} = 0.033 \frac{(t_r)_o(\Delta SG)d_m^2}{\mu} \quad (14)$$

- **Déterminer D_{max} :**

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} \quad (15)$$

Pour des diamètres inférieurs a D_{max} on determine la combinaison entre D et L qui satisfis la contrainte

capacité gaz Eq .remplaçant 100 μm pour d_m et CD déterminé auparavant par itération:

$$d * L_{\text{eff}} = 34.5 * \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) * \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{C_D}{d_m} \right)^{0.5} \quad (16)$$

Pour des diamètres inférieurs à D_{max} on détermine la combinaison entre D et L qui satisfait la contrainte temps de rétention par :

$$d^2 L_{\text{eff}} = 1.42 [(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w] \quad (17)$$

Comparer les résultats obtenus des étapes 5 et 6 et déterminer la quelle des contraintes gouverne le design la capacité gaz ou le temps de rétention (capacité liquide) Si c'est la capacité gaz qui gouverne le design on détermine la longueur seam-to seam L_s par :

$$L_{ss} = L_{\text{eff}} + \frac{d}{12} \quad (18)$$

Et si c'est la capacité liquide qui gouverne le design (temps de rétention) on détermine L_s par :

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{\text{eff}} \quad (19)$$

Recommander un diamètre et une longueur raisonnables avec un rapport de précision (slenderness ratio SR) dans la gamme 3-5.

$$SR = L / \left(\frac{D}{12} \right) \quad (20)$$

Chapitre III :
Etude de cas

III.1. Introduction :

L'EPF est constitué principalement des équipements suivants :

- ✓ Séparateur.
- ✓ Pompe d'expédition.
- ✓ Bacs.

Le rôle de de notre **EPF** est d'améliorer la récupération d'huile et l'exploitation des puits de périmètre de Touggourt RAMA

III.2 Dimensionnement d'un séparateur :**III.2.1. Introduction :**

Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la Vitesse d'écoulement de l'effluent qui reçoit directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes.

Le type et la géométrie d'un séparateur doit être sélectionné en fonction de :

- ✓ Cout d'installation et de maintenance, en incluant l'opportunité réutilisation future
- ✓ Les problématiques de séparation pouvant affecter les performances de l'unité : paraffines, sable et sédiments...

Usuellement, on choisit un séparateur horizontal parce qu'il présente un bon choix pour notre projet.

III.2.2. Calcul Dimensionnement d'un séparateur horizontal trois phases remplies à moitié :**1. Méthode d'Arnold et Stewart :**

Pour dimensionner un séparateur horizontal trois phases, il est nécessaire de spécifier un diamètre vaisseau et une longueur du vaisseau joint-à-joint. [3]

La capacité du gaz et les considérations du temps de la rétention s'établissent de certaines combinaisons acceptables de diamètre et de longueur du séparateur.

Données :

Tableau III. 1: Données des Puits RAMA [8]

Paramètre	Valeur
Débit de gaz en (m ³ /hr)	50000
Débit d'huile en (m ³ /hr)	350
Débit d'eau en (m ³ /hr)	15
Pression (KPa)	1200
Température °C	45
Huile en °API	35
Densité d'eau	1,04
Densité de gaz	0,65
Temps de rétention d'eau (tr) _w en min	10
Temps de rétention d'huile (tr) _o en min	10
Viscosité d'eau μ _w en (cp)	1
Viscosité d'huile μ _o en (cp)	6
Masse volumique de gaz ρ _g en (kg/m ³)	650
Masse volumique de liquide ρ _l en (kg/m ³)	850
Diamètre de la gouttelette d'eau (microns)	500
Diamètre de la gouttelette d'huile (microns)	200
Coefficient de compressibilité	0.82
Coefficient de trainée C _D	1.246

2. Calcul de Coefficient de trainée C_D :

On procède un calcul itératif tel que :

$$\rho_l = 1000 * \frac{141.5}{131.5 + API} = 850 \quad \frac{Kg}{m^3}$$

$$\rho_g = 3492 * \frac{S * P}{T * Z} = 5.46 \quad \frac{Kg}{m^3}$$

$$V_t = 0.0036 * \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} * \frac{d_m}{C_D} \right)^{0.5} = 224 \text{ ft/s}$$

$$Re = 0.001 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu} \right) = 102$$

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34$$

On suppose $CD = 0,34$

Tableau III. 2 Calcul de Coefficient de trainée CD

	CD= 0,34	CD=0,899	CD=1,142	CD=1,218	CD=1,240	CD=1,246
Vt (m/s)	0,996	0,61	0,54	0,526	0,522	0,520
Re	95,28	58,59	52	50	49,890	49,770
CD	0,899	1,142	1,218	1,240	1,246	1,247

On s'arrête quand la différence entre CD supposé et CD calculé est égale à 0,001, donc $CD = 1.246$.

On calcul la différence de la densité :

Densité d'huile :

$$(SG)_0 = \frac{141.5}{API + 131.5} = 0.85$$

$$\Delta SG = (SG)_{\text{eau}} - (SG)_{\text{huile}} = 1.04 - 0.85$$

$$\Delta SG = 0.19$$

3. Calcul de la hauteur maximale d'huile (d=500 microns) :

$$(h_o)_{\max} = 0.033 \frac{(t_r)_0 (\Delta SG) d_m^2}{\mu} = 0.033 * \frac{10 * 0.19 * 500^2}{6}$$

Alors :

$$(h_o)_{max} = 2612.5 \text{ mm}$$

a) On calcule le rapport A_w/A :

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w(t_r)_w}{Q_w(t_r)_w + Q_o(t_r)_o} = 0.5 \frac{15 * 10}{15 * 10 + 350 * 10} = 0.020$$

$$\frac{A_w}{A} = 0.020$$

Donc D'après la figure 11.5 : $\beta = 0.46$

b) Calcul de diamètre intérieur maximum du vaisseau d_{max} :

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} = \frac{2612.5}{0.46} = 5679 \text{ mm}$$

c) Calcul des combinaisons de d et L_{eff} pour d moins de d_{max} qui satisfait la contrainte de la capacité gaz, on utilise la dimension de la gouttelette d'huile de 100 microns si aucune autre information n'est disponible. ($d_m = 100$)

Contrainte gaz :

$$d * L_{eff} = 34.5 * \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) * \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{C_D}{d_m} \right)^{0.5}$$

$$d * L_{eff} = 34.5 * \left(\frac{573 * 0.82 * 50000}{1200} \right) * \left(\frac{5.46}{850 - 5.46} * \frac{1.2}{100} \right)^{0.5} = 5949$$

Pour le gaz :

$$\mathcal{L}_{ss} = \mathcal{L}_{eff} + \frac{d}{1000}$$

Tableau III. 3 : Dimensionnement d'un séparateur horizontal trois phases diamètre et longueur pour capacité gaz.

d (in)	d (mm)	L _{eff} (m)	L _{ss} (m)	SR (L _{ss} /d*1000)
60	1524	2,0	3,3	2,1
72	1829	1,7	3,3	1,8
84	2134	1,5	3,4	1,6
96	2438	1,3	3,5	1,4

4. Calcul des combinaisons de d et Leff pour d moins de dmax qui satisfait la contrainte De rétention de l'huile et de l'eau.

Contrainte liquide :

$$d^2 L_{eff} = 42000(Q(t_{r,w} + Q_o(t_r))) = 42000*(15*10+350*10)$$

$$d^2 L_{eff} = 34\ 564\ 250$$

Pour le liquide :

$$L_{ss} = \frac{4}{3} * L_{eff}$$

Tableau III. 4: Dimensionnement d'un séparateur horizontal à trois phases diamètre et longueur pour capacité liquide.

d(in)	d(mm)	Leff (m)	Lss(m)	SR(Lss/d*1000)
60	1524	15,1	20,1	13,2
72	1828,8	10,5	14,0	7,6
84	2133,6	7,7	10,3	4,8
96	2438,4	5,9	7,8	3,2
108	2743,2	4,7	6,2	2,3

Vérification & discussion

- D'après les calculs d x Leff=5949

Suite au Tableau IV.2 pour

1- $D=2134\text{mm}$ & $L_{\text{eff}}=1.5$ $d \times L_{\text{eff}}= 3201$

2- $D=2438\text{mm}$ & $L_{\text{eff}}=1.3$ $d \times L_{\text{eff}}= 3169$

On remarque que la valeur des produits est très loin et suite que le SR doit varier entre 3 et 5 la contrainte gaz ne domine pas le dimensionnement de notre séparateur

- D'après les calculs $d^2 \times L_{\text{eff}}=34\ 564\ 250$

Suite au Tableau III.3 pour

3- $D=2438.4$ mm & $L_{\text{eff}}=5.9$ $d^2 \times L_{\text{eff}}= 35\ 080\ 188$

4- $D=2133.6$ mm & $L_{\text{eff}}=7.7$ $d^2 \times L_{\text{eff}}= 35\ 368\ 187$

- On remarque que la valeur des produits est proche de diamètre de 96 in et suite que le SR doit varier entre 3 et 5 le séparateur qui domine le dimensionnement de notre séparateur 96"x19'

5. Calcul Dimensionnement d'un séparateur horizontal par la méthode de Svrcek et Monnery :

5.1. Calcul de capacité de gaz :

Elle est déterminée par la vitesse maximale du gaz admissible pour séparer les gouttelettes de liquide par gravité

$$V = k \cdot \sqrt{\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}}$$

K : facteur empirique.

ρ_o : densité d'huile au conditions de travail, lb_m/ft^3

ρ_g : densité de gaz au conditions de travail, lb_m/ft^3

On calcule la capacité de gaz d'un séparateur horizontal en employant la formule suivante :

$$Q_{\text{gst}} = \frac{2.4D^2KP}{Z(T+460)} \sqrt{\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}} \quad (1)$$

Où :

Q_{gst} : capacité de gaz au conditions standards, MMscfd

D: diamètre intérieure, ft.

P: operating pressure, psia

T: operating temperature, °F

Z : compressibilité de gaz

5.2. Calcul de capacité de liquide :

On calcule la capacité de liquide d'un séparateur horizontal en employant la formule suivante :

$$q_l = \frac{1440 * V_L}{t_o + t_w} \quad (2)$$

Où :

Q_l : capacité de liquide, bbl/day

V_L : liquid settling volume, bbl

t: temps de rétention d'huile, min

t_w : temps de rétention d'eau, min

Sélection de séparateur :

Données :

Tableau III. 5: Données de Périmètre de Touggourt [7]

Paramètre	Valeur
Débit de gaz en (MMscf/d)	2.04
Débit d'huile en (m3/hr)	350
Débit d'eau en (m3/hr)	15
Pression (Psi)	180
Température °F	113
Densité d'eau	1,04
Densité de gaz	0,65
Temps de rétention d'eau (tr) _w en min	5
Temps de rétention d'huile (tr) _o en min	5
Coefficient de compressibilité	0.82

$$\rho_g = \frac{2.7 * \gamma_g * P}{T * Z} = 1.56 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_o = 62.4 * \gamma_o = 53.04 \text{ lb}_m/\text{ft}^3$$

$$O_L = Q_o + Q_w = 350 + 15 = 365 \text{ m}^3/\text{h} \quad O_g = 2.04 \text{ MMscf/d}$$

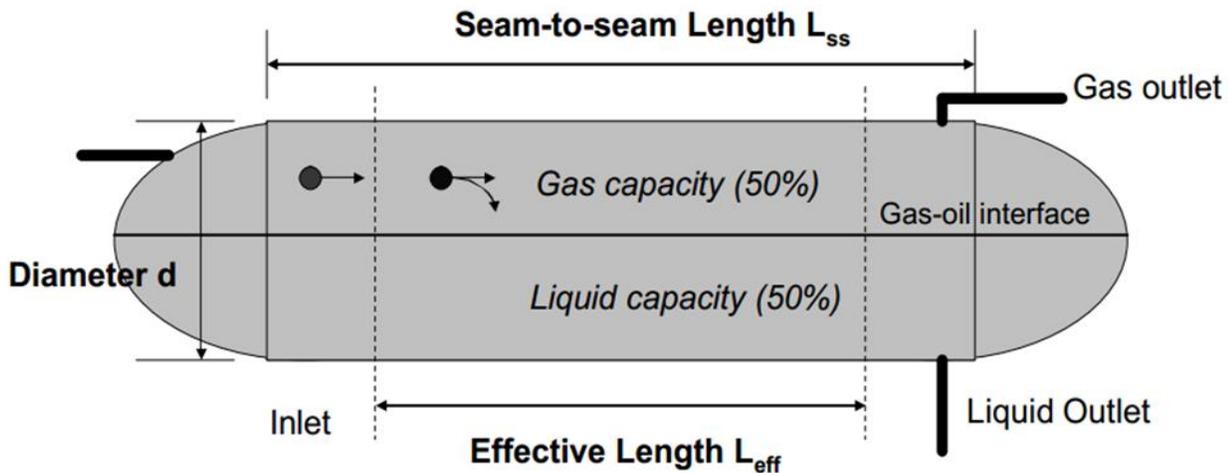


Figure III. 1: séparateur moitié plein avec le liquide et l'autre moitié est pleine du gaz [7]

III.3. Procédure

1. Premièrement, on calcule le débit de liquide design.

$$Q_L \text{ design} = \text{débit normal} + \text{marge design}$$

Marge de design recommandée est de 20%.

$$Q_L = 438 \text{ m}^3/\text{h} = 2755 \text{ bbl}/\text{h}.$$

Et la même chose pour le débit gaz design, $Q_g = 2.448 \text{ MMscf}/\text{d}$.

2. Nous supposons que notre séparateur sera à moitié plein avec le liquide et l'autre moitié est pleine du gaz qui est le cas standard. Voir figure III-1
3. Nous choisissons un temps de rétention de 5 minutes pour le liquide et un temps de rétention de 5 minutes pour l'eau ($t_o = 5 \text{ min}$, $t_w = 5 \text{ min}$). (Voir l'annexe Tableau I).
4. Nous choisissons une valeur moyenne de 0.45 pour le facteur K (voir le Tableau 2 dans l'annexe).
5. Nous choisissons une valeur pour V_L du tableau dans l'annexe Tableau 3 pour des séparateurs à 1/2 pleins.

Premier cas : séparateur 84"×24' :

Si on suppose que notre séparateur est 84"×24', le Volume Liquide sera $V_L = 163.53 \text{ bbl}$, qui est le volume d'arrangement de liquide pour le séparateur.

6. Nous employons la formule pour calculer la capacité liquide Q_1 , pour notre cas :

$$q = \frac{1440 \times V_L}{t_o + t_w}$$

$$q_l = 23\,548 \text{ bbl/d} \lll 66\,120 \text{ bbl/d. donc est insuffisant}$$

7. Nous employons la formule (1) pour calculer la capacité de gaz :

$$q_{gst} = 3.1 \text{ MMscf/d} \gg 2.448 \text{ MMscf/d. pour le gaz est suffisant}$$

Résultats :

A partir du calcul précédent nous pouvons voir que le séparateur 84"×24' ne peut pas manipuler la charge du liquide et par contre est largement suffisant pour le gaz des puits.

Deuxième cas : séparateur 102"×42' :

Si on suppose que notre séparateur est 102"×42', le Volume Liquide sera $V_L=402.54$ bbl, qui est le volume d'arrangement de liquide pour le séparateur.

8. Nous employons la formule pour calculer la capacité liquide q_l , pour notre cas :

$$q = \frac{1440 \times V_L}{t_o + t_w}$$

$$q_l = 57\,966 \text{ bbl/d} \lll 66\,120 \text{ bbl/d. donc est insuffisant}$$

9. Nous employons la formule (1) pour calculer la capacité de gaz :

$$q_{gst} = 4.4 \text{ MMscf/d} \gg 2.448 \text{ MMscf/d. pour le gaz est largement suffisant}$$

Résultats :

A partir du calcul précédent nous pouvons voir que le séparateur 102"×42' ne peut pas manipuler la charge du liquide et par contre est largement suffisant pour le gaz des puits.

Conclusion :

Les séparateurs 84"×24' et 102" x 42' sont insuffisants pour la production de périmètre de Touggourt

Conclusion générale

Conclusion général :

Pour atteindre les objectifs en termes de production et de récupération des gaz torchés et afin d'assurer la continuité des opérations, un nombre important des unités EPF et Compresseurs ont été installées induisant une consommation importante de l'argent.

Afin d'éviter le recours aux revoir au dimensionnement des équipements de surface à savoir les EPF, des calculs doivent être fait avant chaque installation de ces derniers.

Les raisons principales à l'installation des EPF's et compresseurs sont :

- ✓ Zones éloignées (Périphéries) tels que : RAMA,
- ✓ Réduction de charge sur réseau de collecte.
- ✓ Continuité de production dans le cadre de projet de revamping .

Tous ces EPF sont temporaires en attendant la réception des installations afférentes aux projets :

- ✓ Projet de la pompe Multiphasiques
- ✓ Projet Touggourt prendra en charge les puits du périmètre Touggourt.

Cette étude nous amène à aboutir aux conclusions suivantes :

- ✓ Le calcul de dimensionnement de l'EPF par la Méthode d'Arnold et Stewart est une méthode a nous conduit a installer un séparateur de dimension de 96"x19' réellement est insuffisant donc la méthode n'est pas précise.
- ✓ La méthode de Svrcek et Monnery a nous conduits que Les séparateurs 84"×24' et
 - 102" x 42' sont insuffisants pour la production de périmètre de Touggourt
- ✓ La mise en place d'un compresseur au niveau de l'EPF RAMA traduit les avantages suivants :
 - Un gain estimé à 133 590 \$/J.
 - Eviter les taxes de torchage de valeur de 129 231 \$/J

Suites aux conclusions suscitées nous recommandons :

- ✓ Les calculs conduits à installer deux séparateurs de Production vu la capacité non suffisante
- ✓ Utilisation d'un logiciel de simulation tel que HY-SYS est Primordiale pour la précision
- ✓ L'installation d'une nouvelle ligne de RAMA vers Hassi Messaoud.
- ✓ Le compresseur actuel installée au niveau de L'EPF a une capacité 600 000 Sm³/j est insuffisant donc l'obligation d'un ajout un autre compresseur pour pouvoir récupérer la totalité de gaz torché des champs

Annexe : Calcul de séparateur

Tableau 1 : Temps de rétention requis dans diverses conditions de séparation.

<i>Separation condition</i>	<i>T (°F)</i>	<i>t (min)</i>
Oil/gas separation		1
High-pressure oil/gas/water separation		2–5
Low-pressure oil/gas/water separation	>100	5–10
	90	10–15
	80	15–20
	70	20–25
	60	25–30

Tableau 2 : Les valeurs de **K** utilisées pour sélectionner le séparateur.

<i>Separator type</i>	<i>K</i>	<i>Remarks</i>
Vertical separators	0.06–0.35	
Horizontal separators	0.40–0.50	
Wire mesh mist eliminators	0.35	
Bubble cap trayed columns	0.16	24-in. spacing

Tableau 3: Settling Volumes of Standard Horizontal High-Pressure Separators (230-2000 psi working pressure).

Size (D × H)	V_L (bbl)	
	Oil/Gas separators	Oil/Gas/Water separators
16" × 5'	0.27	0.44
16" × 7½'	0.41	0.72
16" × 10'	0.51	0.94
20" × 5'	0.44	0.71
20" × 7½'	0.65	1.15
20" × 10'	0.82	1.48
24" × 5'	0.66	1.05
24" × 7½'	0.97	1.68
24" × 10'	1.21	2.15
30" × 5'	1.13	1.76
30" × 7½'	1.64	2.78
30" × 10'	2.02	3.54
36" × 7½'	2.47	4.13
36" × 10'	3.02	5.24
36" × 15'	4.13	7.45
42" × 7½'	3.53	5.80
42" × 10'	4.29	7.32
42" × 15'	5.80	10.36
48" × 7½'	4.81	7.79
48" × 10'	5.80	9.78
48" × 15'	7.79	13.76
54" × 7½'	6.33	10.12
54" × 10'	7.60	12.65
54" × 15'	10.12	17.70
60" × 7½'	8.08	12.73
60" × 10'	9.63	15.83
60" × 15'	12.73	22.03
60" × 20'	15.31	27.20

TABLE (Ref. API 12J)			
Oil Gravities			Retention time, minutes (Typical)
Above 35 °API			3 to 5
Below 35 °API			
100+ °F			5 to 10
80+ °F			10 to 20
60+ °F			20 to 30

Référence

- [1] H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
- [2] PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, (2006).
- [3] API SPECIFICATION 12J (SPEC 12J), seventh edition, October 1, 1989.
- [4] Design of oil-handling systems and facilities / Ken Arnold, Maurice Stewart – 2 nd ed.
- [5] M. Simon LAHAYE : Traitement sur champ des huiles et des eaux, Formation professionnalisant PRO / EXP1, IFP Training.
- [6] M. Simon CYR : Machines Tournantes, Formation professionnalisant PRO / EXP1, IFP Training.
- [7] D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot : La production fond, Editions Te
- [8] Rapport sonatrach