

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE
En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie
Option : Géologie des hydrocarbures

Effet de l'injection Gas lift sur la stabilité des parois
du puits pétrolier

THÈME

Présenté par

Boulaadjoul Mouad et Maamri

Heythem et Benhizia Med Samir

Soutenu publiquement le 11/06/2026

Devant le jury :

Président :	HOUARI Idir Menad	M.C. A	Univ. Ouargla
Promoteur :	MEDJANI Fethi	Prl	Univ. Ouargla
Co-promoteur :	LAOUINI Reda	Dr	Univ. Ouargla
Examineur :	SAHRI Leila	M.C. B	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2025/2026

REMERCIEMENTS

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

*Tous nos remerciements vont à notre Encadreur **Mr MEDJANI Fethi** qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidé tout au long de ce travail. Ainsi que notre co-encadreur **Laouini Reda** pour tous ces remarques pertinentes qui ont enrichi notre travail*

*Nous tiendrons également à remercier **Mr MOHCEN Boufaghes** et **Mr KAMEL Mekerri**. Et tous les gens de la société Sonatrach, base IRARA et en particulier le personnel de la direction EP.*

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département Géologie qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

*Nous remercions tous les membres du jury **Mme SAHRI Leila**, **Mr HOUARI Idir Menad** qui ont accepté de juger et examiner notre modeste travail.*

Enfin, que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail et tous ceux qui nous ont aidé d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.

Table des matières

ملخص.....	IV
Introduction	1
Chapitre I : Notions de base	5
Chapitre I : Notion de base	6
I. Géomécanique.....	6
I.1.Domaine d'utilisation	6
I.2.pramètres géomécaniques.....	6
I.2.1. Young moulus (E).....	6
I.2.2. Coefficient de Poisson (V)	7
I.3. Méthode de détermination	8
I.3.1. Young moulus (E).....	8
I.3.2. Coefficient de Poisson (V)	9
I.4. Model géomécanique	9
I.5. Application dans le domaine pétrolier.....	9
I.5.1. Fracturation hydraulique	10
I.5.2. Stabilité des parois.....	10
Chapitre II	13
Matériel et méthode	16
Chapitre II matériel et méthode	14
I. Problématique.....	14
II. Situation géographique.....	14
II.1. Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud.....	15
II.1. Localisation du bloc OMG	16
III. Description du site étudié.....	16
III.1. Donnée	16
III.1.1. Sonic	16
III.1.2. Gamma ray.....	17
III.1.3. Densité.....	17
III.1.4. Calliper	17
III.1.5. Pression de pore.....	17
III.2. Paramètres estimés.....	19
III.2.1. Total vertical stress (S_v)	19
III.2.2. Effective vertical stress (σ_v)	19
III.2.3. Dyn Shear modulus (G_{dyn})	20

<i>III.2.4. Dyn Bulk modulus (Kdyn)</i>	20
<i>III.2.5. Young modulus dyn (Edyn)</i>	21
<i>III.2.6. Coefficient de Poisson (Vdyn)</i>	21
<i>III.2.7. Young modulus statique (ESTATIC)</i>	22
<i>III.2.8. Stain modulus (E')</i>	23
<i>III.2.9. Max eff horizontal stress (σ_{Hmax})</i>	23
<i>III.2.10. Min eff horizontal stress (σ_{hmin})</i>	23
<i>III.2.11. Max total horizontal stress (SH)</i>	23
<i>III.2.12. Min total horizontal stress (Sh)</i>	23
<i>III.2.13. Volume shale</i>	23
<i>III.2.14. Porosité (ϕ)</i>	24
<i>III.2.15. Friction Angle (ϕ)</i>	24
<i>III.2.16. Friction Number (N)</i>	24
<i>III.2.17. UCS</i>	24
<i>III.2.18. To (Tensile Strength)</i>	25
<i>III.2.19. PWBD</i>	25
<i>III.2.20. PWBO</i>	25
<i>III.2.21. MW BD</i>	25
<i>III.2.22. MW BO</i>	25
III.3. Validation :	26
<i>III.3.1. Break down</i>	26
<i>III.3.2. Closure pressure</i>	26
III.4. Safety Mud Window et stabilité des parois	30
III.5. Effet de gaz lift	26
<i>III.5.1. Donné d'entrée (inputs)</i>	26
III.1.1. L'historique du puits (X)	19
Conclusion	45
Conclusion	37

Liste des figures

Figure I.1 : Représentation graphique du module de Young.

Figure I.2 : Schéma représente la Relation entre les déformations longitudinale et transversale (coefficient de Poisson).

Figure I.3 : Schéma de la fracturation hydraulique dans les formations rocheuses.

Figure I.4 : Schéma de la stabilité du puits en forage.

Figure I.5 : Simple Mud weight window.

Figure II.1 : Localisation géographique de champ de Hassi Messaoud.

Figure II.2 : Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud.

Figure II.3 : Localisation du bloc d'étude.

Figure II.4 : Contrainte Verticale et pression du pore.

Figure II.5 : différent type de régime des Contraintes

Figure II.6 : Schéma simplifié le module de cisèlement.

Figure II.7 : Schéma simplifié le module de bulk.

Figure II.8: Schéma simplifié le coefficient de Poisson.

Figure II.9: Schéma simplifié le module d'Young.

Liste des abréviations

- ρ_b** : Bulk Density
- MEM**: Mechanical Earth Model
- S_v** : Contrainte verticale
- S_{Hmax}** : Contrainte horizontale maximale, psi
- S_{hmin}** : Contrainte horizontale minimale, psi
- V_{sh}** : Volume d'argile
- σ_v** : Effectif vertical stress
- σ_{Hmax}** : Max effectif horizontal stress
- σ_{hmin}** : Min effectif horizontal stress
- ϕ_D** : Porosité densité
- E'** : Strain moduls
- Pp** : Pression des pores, psi
- Pf** : Pression de la fracturation, psi
- PFD** : Pression fond dynamique
- G** : Module de cisaillement
- K** : Module d'incompressibilité
- E_{dyn}** : Module de Young Dynamique, psi
- V_{dyn}** : Coefficient de Poisson Dynamique
- E_{sta}** : Module de Young Statique, psi
- V_{sta}** : Coefficient de Poisson Statique
- φ** : Friction angle
- N**: Friction number
- UCS**: Unconfined (Uniaxial) Compressive Strength, psi
- T₀** : Tensile
- PWBD**: pression well bore breakdown
- PWBO** : Pression well bore breakout

ملخص

تهدف هذه الدراسة الى تقييم تأثير تقنية الرفع بالغاز، باعتباره إحدى تقنيات تحسين الإنتاج، على استقرار جدران لبئر انتاجي يقع بحقل حاسي مسعود. وهذا باستغلال بيانات تسجيلات البئر (Logging) لبناء نموذج جيوميكانيكي أحادي البعد للبئر (MEM 1D)، كما أُجريت محاكاة باستخدام برنامج PIPESIM لدراسة تأثير الحقن بالغاز على ظروف الجريان وضغط قاع البئر، ومن ثم تحليل انعكاس ذلك على استقرار جدران البئر. أظهرت النتائج أن الحقن بالغاز يؤدي إلى تحسين أداء البئر وزيادة الإنتاجية من خلال خفض ضغط قاع البئر، إلا أن هذا الانخفاض أثر في حالة الإجهادات المحيطة بالبئر، مما أدى إلى تراجع استقرار الجدران الذي اتضح من خلال زيادة الترسبات في قاع البئر الناتجة من حدوث انهيارات في جدران البئر. وتؤكد هذه النتائج أهمية أخذ الجوانب الجيوميكانيكية بعين الاعتبار عند تطبيق تقنيات تحسين الإنتاج، وضرورة الموازنة بين تحقيق معدلات إنتاج مرتفعة والمحافظة على سلامة البئر واستقراره على المدى الطويل. كما توصي الدراسة بالمراقبة المستمرة لضغط قاع البئر واختيار معدلات حقن مناسبة لضمان التشغيل الآمن والمستدام.

الكلمات المفتاحية: الرفع بالغاز (Gas Lift)، بيانات التسجيلات البئر (Logging)، نموذج جيوميكانيكي احادي البعد (MEM 1D)، برنامج محاكات PIPESIM.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the influence of gas lift injection, on the wellbore stability of productive well. To achieve this objective, well logging data were analysed and utilized to develop a one-dimensional Mechanical Earth Model (1D MEM), providing a comprehensive characterization of the geomechanical properties and in-situ stress conditions surrounding the wellbore. In addition, numerical simulations were performed using PIPESIM software to investigate the effects of gas lift injection on flow behaviour and bottom-hole pressure, and subsequently assess the resulting implications for wellbore stability. The simulation results indicate that gas lift enhances well performance and increases productivity by reducing bottom-hole pressure, thereby improving fluid flow toward the wellbore. However, the reduction in bottom-hole pressure also alters the stress distribution around the well, leading to a decrease in wellbore stability. This stress redistribution promotes wellbore wall failure and increases the accumulation of collapsed rock fragments and debris at the bottom of the well. The findings highlight the critical importance of integrating geomechanical considerations into the design and implementation of production enhancement strategies. Although gas lift offers significant benefits in terms of production improvement, its influence on the mechanical stability of the wellbore may compromise long-term well integrity if not properly controlled. Therefore, an optimal balance must be established between maximizing production rates and maintaining wellbore stability and operational safety. Continuous monitoring of bottom-hole pressure and careful optimization of gas injection rates are recommended to ensure safe, efficient, and sustainable field operations while minimizing the risk of wellbore instability and associated production challenges.

Keywords : Gas Lift, PIPESIM software, MEM 1D.

RÉSUMÉ

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'effet de l'injection de gaz, en tant que technique d'amélioration de la production, sur la stabilité des parois du puits X. Pour atteindre ce but, les données de diagraphies de puits (logging) ont été exploitées afin de construire un (MEM 1D) du puits. En outre, des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel PIPESIM pour étudier l'effet de l'injection de gaz sur les conditions d'écoulement et la pression de fond de puits, puis analyser les répercussions de ces changements sur la stabilité des parois du puits. Les résultats ont montré que l'injection de gaz améliore les performances du puits et augmente sa productivité en réduisant la pression de fond. Cependant, cette diminution de pression a modifié l'état des contraintes autour du puits, causant une augmentation des dépôts accumulés au fond du puits, résultant d'effondrements des parois du puits. Ces résultats soulignent l'importance de prendre en compte les aspects géomécaniques lors de l'application des techniques d'amélioration de la production, ainsi que la nécessité de trouver un équilibre entre l'obtention de taux de production élevés et le maintien de l'intégrité et de la stabilité du puits à long Terme. L'étude recommande également une surveillance continue de la pression de fond de puits ainsi que le choix de débits d'injection de gaz appropriés afin de garantir une exploitation sûre et durable.

Mots clés : Gaz lift, données de diagraphies (logging), logiciel PIPESIM, MEM 1D



Introduction



Introduction

L'industrie pétrolière et gazière constitue l'un des piliers fondamentaux de l'économie mondiale, en raison de son rôle déterminant dans la satisfaction de la demande énergétique croissante et dans le soutien au développement industriel. Parmi les opérations les plus complexes de cette industrie, le forage des puits occupe une place centrale, en mobilisant des compétences multidisciplinaires liées à la géologie, à la mécanique des roches et à l'ingénierie des fluides [01].

Lors du processus de forage, l'extraction d'une partie de la formation rocheuse perturbe l'état d'équilibre initial qui prévalait sous l'effet des contraintes géostatiques et des pressions interstitielles. Cette perturbation entraîne une redistribution des contraintes autour du puits, pouvant engendrer des problèmes majeurs de stabilité des parois [02].

L'instabilité des parois de puits se manifeste sous diverses formes, telles que les éboulements, le rétrécissement du trou, les pertes de circulation ou encore le coincement du train de tiges. Ces phénomènes représentent des enjeux techniques et économiques considérables, entraînant des surcoûts importants, des pertes de temps opérationnel et, dans certains cas, des risques pour la sécurité des installations et du personnel [03].

L'analyse de la stabilité des puits repose principalement sur les principes de la mécanique des roches (géomécanique), qui permettent de comprendre le comportement des formations soumises à des sollicitations mécaniques. Cette analyse intègre plusieurs paramètres essentiels, notamment les contraintes in situ, la pression de pores, les propriétés mécaniques des roches, ainsi que les caractéristiques des fluides de forage. Elle s'appuie également sur des modèles analytiques et numériques combinant les approches théoriques et les observations expérimentales [04].

Apport de géomécaniques dans l'étude de stabilité des études récentes ont utilisé la caractérisation géomécanique pour identifier les causes principales de l'instabilité des parois du trou en effet

Exemple :

Selon les travaux de Aadnøy [01], il a été démontré que la mauvaise estimation des contraintes horizontales constitue l'une des principales causes d'instabilité des parois. Une sous-estimation de la contrainte horizontale minimale peut conduire à des pertes de circulation, tandis qu'une surestimation peut provoquer des effondrements.

Deuxièmement, les recherches de Zoback [02] ont montré que l'orientation du puits par rapport au champ de contraintes in situ joue un rôle déterminant dans sa stabilité. Les puits forés parallèlement à la contrainte horizontale maximale présentent généralement une meilleure stabilité que ceux forés perpendiculairement, où les risques de rupture sont plus élevés.

En outre [04], a confirmé que l'utilisation de critères de rupture tels que Mohr-Coulomb permet de prédire efficacement les zones de défaillance autour du puits. Ces modèles montrent que la stabilité dépend fortement de la cohésion et de l'angle de frottement interne de la roche.

D'autres études plus récentes ont également souligné l'importance de la pression de boue. Il a été démontré qu'il existe une « fenêtre de forage » optimale, comprise entre la pression de pores et la pression de fracturation. Le non-respect de cette fenêtre peut entraîner soit un effondrement des parois, soit une fracturation de la formation.

Enfin, l'intégration des modèles numériques (éléments finis et différences finies) a permis d'améliorer significativement la prédiction des instabilités. Ces modèles montrent que la redistribution des contraintes autour du puits est fortement influencée par la géométrie du forage, les propriétés mécaniques des roches et les conditions de pression.

Dans ce contexte, la maîtrise des problèmes d'instabilité ne peut reposer exclusivement ni sur l'expérience de terrain ni sur les modèles théoriques, mais nécessite une approche intégrée combinant ces deux aspects. Ainsi, le présent travail a pour objectif de proposer une méthodologie rigoureuse d'analyse de la stabilité des parois de puits, basée sur les concepts de la géomécanique et les données opérationnelles, afin d'optimiser les performances de forage et de minimiser les risques associés.

Par ailleurs, dans le cadre de l'optimisation de la production, diverses interventions sont réalisées au niveau du puits. Toutefois, ces opérations peuvent perturber l'équilibre géomécanique et compromettre la stabilité des parois. Parmi ces techniques, le Gas lift constitue une méthode couramment utilisée, mais susceptible d'influencer les conditions de stabilité du puits.

Le Gas-lift (ou levage par gaz) est une technique d'artificiel lift utilisée dans l'industrie pétrolière pour améliorer la production des puits.

Le Gas-lift est une technique de levage artificiel consistant à injecter du gaz comprimé dans le puits, généralement à travers le tubing, afin de réduire la densité du fluide produit (mélange pétrole/eau/gaz). Cette diminution de la densité permet d'alléger la colonne hydrostatique et de faciliter la remontée des hydrocarbures vers la surface, améliorant ainsi la productivité du puits.

Introduction

Selon le mode d'injection et les conditions d'exploitation, Le Gas lift se décline en plusieurs types, notamment le Gas lift continu, caractérisé par une injection permanente de gaz pour les puits à débit stable, le Gas lift intermittent, basé sur une injection périodique adaptée aux puits à faible production, ainsi que le Gas lift semi-continu, qui combine les deux modes pour s'adapter aux conditions variables du puits. Par ailleurs, l'injection peut être réalisée soit à travers l'espace annulaire (annular Gas lift), soit directement dans le tubing (tubing gas lift), selon la configuration du puits et les contraintes opérationnelles. Cette technique repose sur l'injection de gaz à haute pression dans le puits, où il se mélange aux liquides, ce qui réduit la densité du mélange et donc la pression hydrostatique, facilitant ainsi la remontée des fluides vers la surface et permettant à la fois de relancer ou d'augmenter la production des puits, notamment lorsque la pression du réservoir devient insuffisante.



Chapitre I

Notions de base



Chapitre I : Notion de base

I. Géomécanique

La géomécanique est une branche du génie géotechnique qui étudie le comportement mécanique des sols et des roches sous l'effet des forces naturelles ou artificielles (pression, poids, eau, etc.) [05].

I.1. Domaine d'utilisation

La géomécanique est une discipline essentielle utilisée dans de nombreux domaines liés à l'étude et à l'exploitation du sol et des roches. En génie civil, elle intervient dans la construction des bâtiments, des ponts et des barrages, ainsi que dans l'étude des fondations et la stabilité des talus et des pentes. Dans le domaine minier, elle permet l'exploitation des mines souterraines et à ciel ouvert, tout en contribuant à la prévention des effondrements et à la sécurité des galeries.

Dans le secteur du pétrole et du gaz, la géomécanique joue un rôle important dans le forage des puits, l'analyse du comportement des roches et la gestion de la pression dans les réservoirs souterrains. Elle est également indispensable dans les travaux souterrains, notamment pour la construction des tunnels et des métros, où elle assure le soutènement des excavations et la stabilité des ouvrages.

Par ailleurs, la géomécanique contribue à la protection de l'environnement en permettant l'étude des glissements de terrain, l'analyse des séismes et la prévention des risques naturels. Ainsi, elle constitue un outil fondamental pour garantir la sécurité, la stabilité et la durabilité des projets impliquant le sol et les roches.

I.2. paramètres géomécaniques

I.2.1. Young moulus (E)

Le module de Young (E), appelé aussi module d'élasticité, est une grandeur mécanique qui caractérise la rigidité d'un matériau ; il exprime la relation entre la contrainte appliquée (force par unité de surface) et la déformation relative (allongement) dans le domaine élastique selon la loi de Hooke, et il est utilisé en ingénierie et en physique pour comparer la rigidité des matériaux, prévoir leur déformation sous l'effet des forces, ainsi que pour concevoir et dimensionner des structures et des objets capables de résister sans se déformer excessivement.

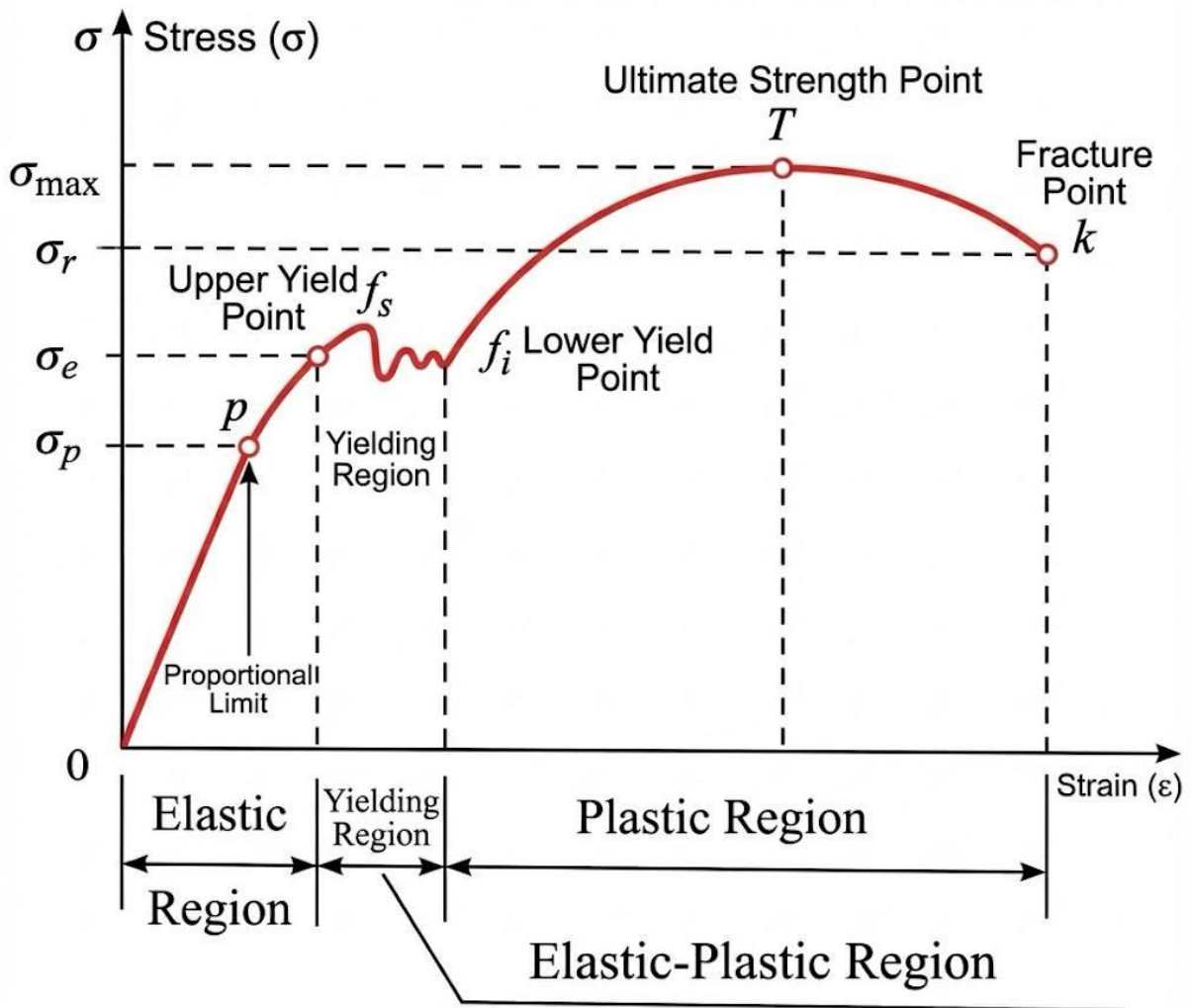


Figure I.1: Représentation graphique du module de Young [06].

I.2.2. Coefficient de Poisson (ν)

Le coefficient de Poisson (ν) est une propriété mécanique qui décrit la relation entre la déformation longitudinale et la déformation transversale d'un matériau soumis à une contrainte, telle que la traction ou la compression ; lorsqu'un matériau est étiré, il tend à se contracter perpendiculairement à la direction de la charge, et inversement lors de la compression, et il est défini mathématiquement comme le rapport négatif de la déformation transversale à la déformation longitudinale, tout en étant utilisé en ingénierie et en physique pour analyser le comportement des matériaux, prévoir leurs déformations et concevoir des structures solides et équilibrées.

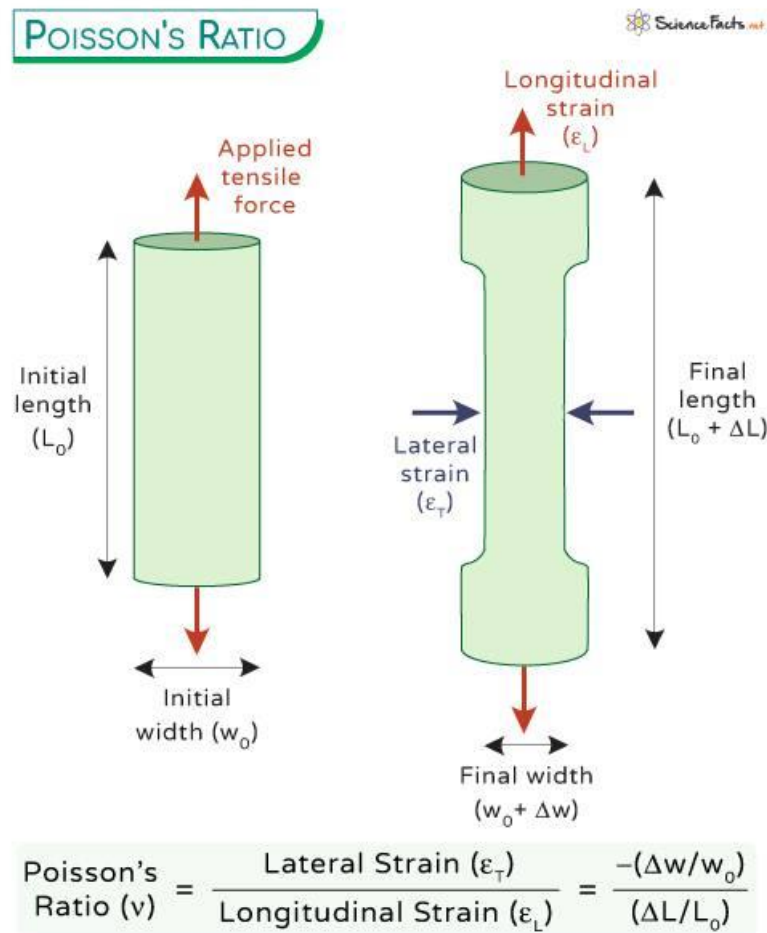


Figure I.2: Schéma représente la Relation entre les déformations longitudinale et transversale (coefficient de Poisson) [07].

I.3. Méthode de détermination

I.3.1. Young moulus (E)

Généralement il y a deux méthodes utilisées pour déterminer ce paramètre

I.3.1.1. Méthode dynamique

Le module de Young dynamique est estimé à partir des données soniques acquises en diagraphie. Le principe repose sur la mesure des temps de transit des ondes acoustiques (ondes P et éventuellement ondes S) dans la formation. Ces mesures permettent de calculer les vitesses de propagation des ondes, qui sont ensuite combinées avec la densité de la roche (issue du log densité). À partir de ces paramètres, on détermine les propriétés élastiques dynamiques de la formation, dont le module de Young dynamique. Ce module traduit le comportement de la roche sous des sollicitations rapides (ondes ou vibrations).

I.3.1.2. Méthode statique

Le module de Young statique est déterminé à partir des essais mécaniques réalisés en laboratoire, généralement des essais de traction ou de compression sur des échantillons de

roche. Le principe consiste à appliquer une charge progressive sur l'échantillon et à mesurer la déformation correspondante. À partir de la courbe contrainte-déformation obtenue, on détermine le module de Young comme étant la pente de la partie linéaire (zone élastique). Ainsi, il reflète le comportement réel du matériau sous des sollicitations lentes et contrôlées.

I.3.2. Coefficient de Poisson (ν)

Généralement il y a deux méthodes utilisées pour déterminer ce paramètre

I.3.2.1. Méthode dynamique

À partir des données de Sonic logging, dans le cas dynamique, le coefficient de Poisson est déterminé en fonction des caractéristiques de propagation des ondes dans le matériau, où les vitesses des ondes longitudinales (V_p) et des ondes de cisaillement (V_s) sont mesurées.

I.3.2.2. Méthode statique

Pour estimer le coefficient de Poisson statique à partir de la carotte en laboratoire, plusieurs essais mécaniques sur les roches sont utilisés, notamment l'essai triaxial, qui est le plus précis car il permet de mesurer directement les déformations axiales et radiales, ainsi que l'essai de compression uni axiale (UCS), qui permet de déterminer ce coefficient dans le domaine élastique. L'essai brésilien peut également être utilisé comme méthode indirecte approximative, tout comme les essais de flexion qui fournissent des informations sur le comportement élastique. L'essai hydrostatique peut aussi contribuer à l'évaluation des paramètres élastiques. En revanche, le Crush test est principalement destiné à la résistance à l'écrasement et n'est pas adapté pour déterminer précisément le coefficient de Poisson.

I.4. Model géomécanique

Le Modèle Mécanique de la Terre (Mechanical Earth Model - MEM) est une représentation mathématique et physique des formations géologiques en profondeur, utilisée en géomécanique pour analyser le comportement des roches sous contraintes, en intégrant des paramètres tels que les propriétés mécaniques des roches (résistance et élasticité), les contraintes in situ, la pression de pore ainsi que les failles et fractures, et il repose sur des disciplines scientifiques comme la géophysique et la mécanique des roches[08] .

I.5. Application dans le domaine pétrolier

Dans le domaine pétrolier, le Modèle Mécanique de la Terre (Mechanical Earth Model - MEM), issu de la Géomécanique, joue un rôle essentiel dans la fracturation hydraulique et la stabilité des parois des puits. Il permet d'analyser le comportement des formations géologiques sous contraintes en intégrant des paramètres tels que les propriétés mécaniques des roches, les contraintes in situ et la pression de pores, afin de prédire l'initiation et la propagation des

fractures lors de la fracturation hydraulique. De plus, il aide à évaluer la stabilité des parois des puits en identifiant les zones susceptibles de rupture ou d'effondrement, contribuant ainsi à concevoir des conditions d'exploitation plus sûres et adaptées. Ce modèle s'appuie également sur des disciplines comme la Géophysique et la Mécanique des roches [08].

1.5.1. Fracturation hydraulique

La géomécanique joue un rôle très important dans un programme de fracturation hydraulique. En effet, à travers un profil de stress obtenu par combinaison des différents paramètres élastiques et mécaniques de la formation ciblée, on pourra déterminer les zones de minimum stress qui représentent les zones intéressantes à fracturer, on peut aussi calculer la déformation et la rupture massive causée par la fracturation hydraulique et déterminer de la géométrie finale de la fracture.

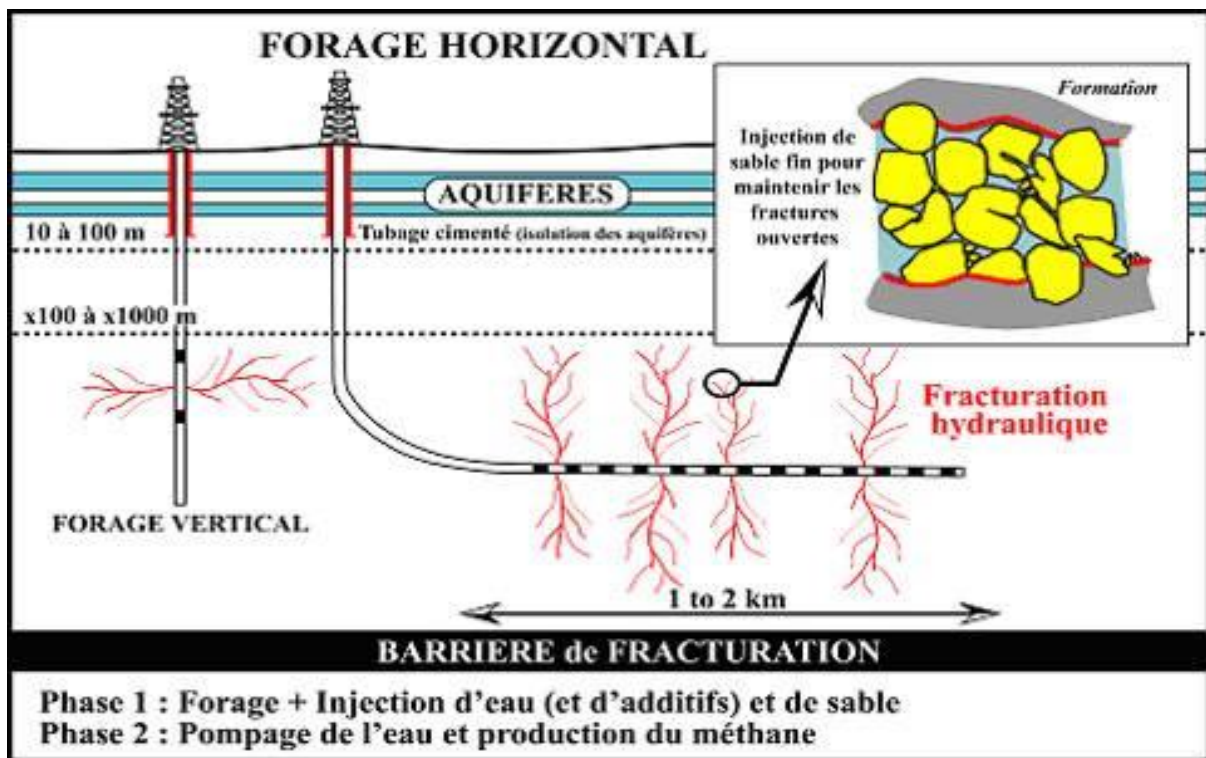


Figure I.3: Schéma simplifié la fracturation hydraulique dans les formations rocheuses [09].

1.5.2. Stabilité des parois

La stabilité des parois d'un puits pétrolier constitue un enjeu fondamental dans le domaine du génie pétrolier. Elle vise à maintenir la cohésion des formations rocheuses entourant le puits pendant les opérations de forage et après celles-ci, afin d'éviter les effondrements ou les déformations susceptibles de perturber les travaux. Cette stabilité dépend de plusieurs facteurs, notamment la nature des roches et leurs propriétés mécaniques liées à la mécanique des roches,

ainsi que les contraintes naturelles présentes dans les formations géologiques, telles que la pression de pores.

L'orientation du puits et son inclinaison jouent également un rôle important. Par ailleurs, le fluide de forage (boue) contribue à équilibrer la pression dans le puits et à soutenir les parois ; il doit donc être correctement formulé en termes de densité et de propriétés chimiques afin d'éviter l'effondrement des parois ou la fracturation des formations. Un déséquilibre entre la pression du fluide de forage et celle des formations peut entraîner divers problèmes, tels que l'instabilité des parois, la perte de circulation ou des incidents plus graves. C'est pourquoi l'utilisation de tubages (casing) ainsi que des techniques de modélisation et de contrôle des paramètres de forage est essentielle pour garantir la stabilité du puits.

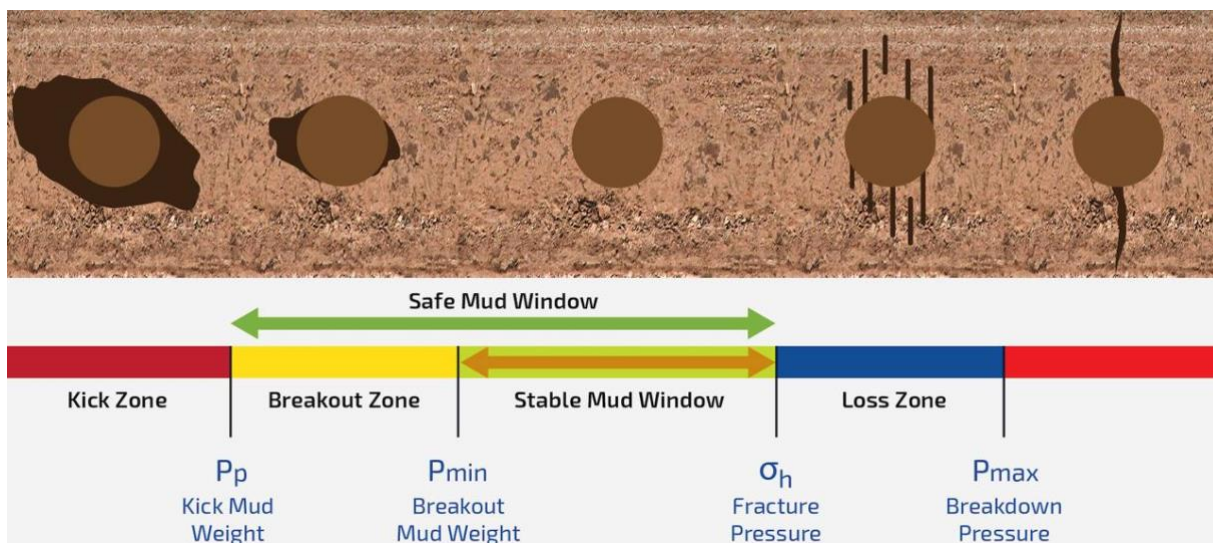


Figure I.4: Schéma simplifié la stabilité du puits en forage. [10].

I.5.3. Safety Mud Window

La Safety Mud Window (fenêtre de boue sécuritaire) est un paramètre fondamental pour assurer la stabilité des parois du puits lors du forage. Elle correspond à l'intervalle de densité de boue compris entre la pression des pores (limite inférieure) et la pression de fracturation ou de rupture de la formation (limite supérieure). Le respect de cette fenêtre garantit l'équilibre des contraintes agissant sur les parois du puits.

Si la densité de la boue est inférieure à la limite minimale, la pression exercée devient insuffisante pour soutenir les formations, ce qui peut entraîner des phénomènes d'effondrement des parois (caving ou break-out). À l'inverse, si la densité dépasse la limite maximale, elle peut provoquer la fracturation de la formation, entraînant des pertes de circulation et une déstabilisation supplémentaire du puits.

Ainsi, la stabilité des parois dépend directement du maintien de la pression de boue à l'intérieur de la Safety Mud Window. Une bonne maîtrise de cette fenêtre permet de prévenir à la fois l'instabilité mécanique et les incidents opérationnels, assurant ainsi un forage sûr et efficace.

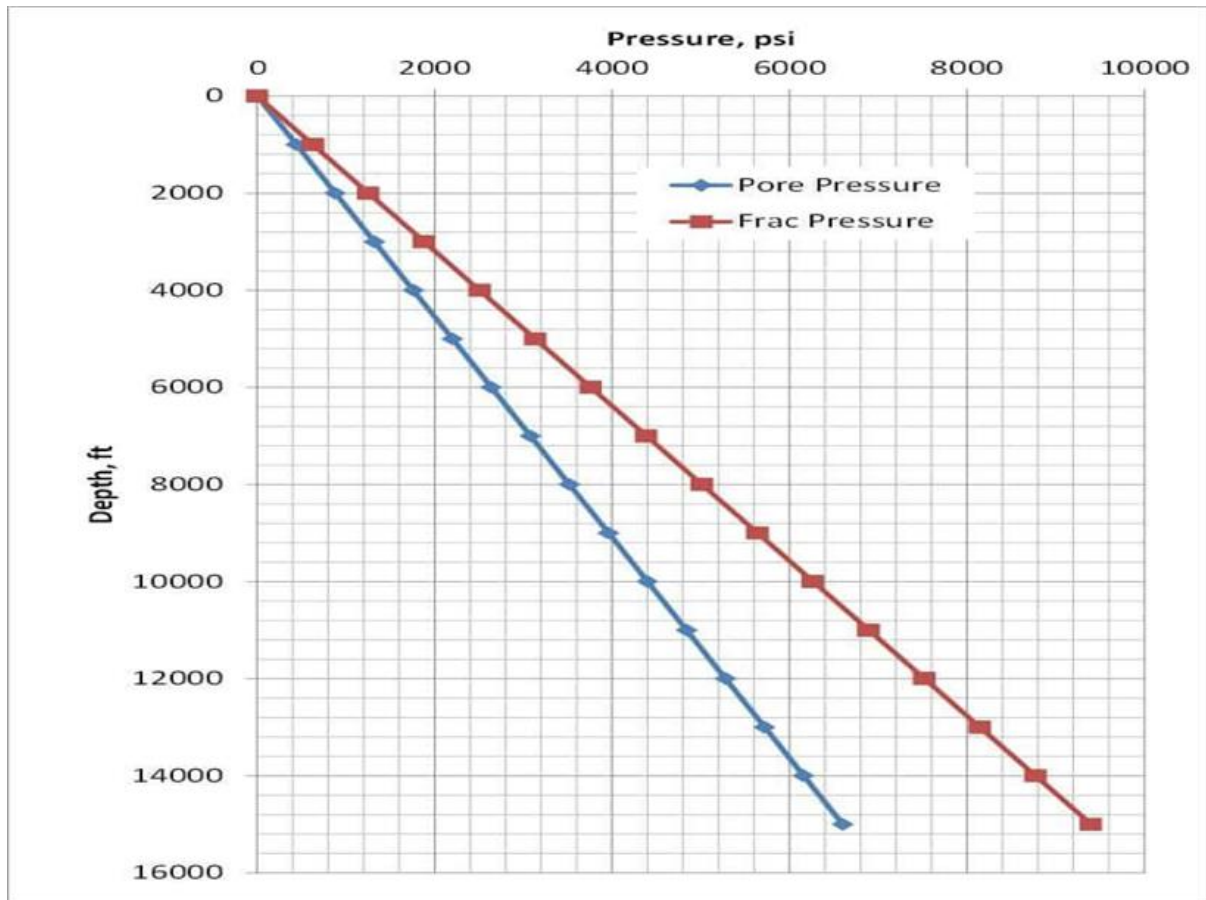


Figure I.5 : Simple Mud weight window

[11].



Chapitre II

Matériels & méthodes



Chapitre II matériel et méthode

I. Problématique

Le puits X est un puits producteur d'huile foré le 11 avril 2017 dans un réservoir exploité en open hole. Lors du test de production de type Drill Stem Test (DST) réalisé en trou ouvert, le puits a enregistré un débit de 5,94 m³/h pour un drawdown de 104 kg/cm², avec un facteur de skin négatif de -2,97. Ce résultat traduit une bonne connectivité réservoir-puits ainsi qu'une absence d'endommagement significatif au voisinage du puits. Les performances initiales confirmaient ainsi un potentiel productif favorable.

Après sa complétion en tubing 4"1/2, tout en maintenant l'intervalle productif en open hole, le puits a été mis en production naturelle avec un débit initial d'environ 3 m³/h. Une baisse progressive de la production a toutefois été observée au fil du temps, principalement attribuée à la déplétion du réservoir. En 2020, la pression était estimée à 280 kg/cm², entraînant l'incapacité du puits à produire naturellement et conduisant à un arrêt de production.

Afin de rétablir l'exploitation, le puits a été équipé en septembre 2020 d'un système de levage artificiel par Gas Lift à travers une CEE 1"660. Après son activation, le débit initial était de 2,75 m³/h. Néanmoins, une nouvelle phase de déclin a été enregistrée : le débit moyen s'est établi à 1,5 m³/h en 2021, est devenu inférieur à 1 m³/h en 2022, puis avoisine 0,5 m³/h depuis 2023 jusqu'à aujourd'hui. Cette évolution met en évidence une dégradation continue des performances productives malgré l'assistance par Gas Lift.

II. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud s'inscrit dans un contexte géologique complexe qui en fait l'un des bassins pétroliers les plus importants en Algérie. Il est limité au nord-ouest par les pièges de Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Hassi Berkaoui), au sud-ouest par les pièges d'El Gassi, Zotti et El Agreb, et à l'est par le piège de Ghadamès. D'un point de vue strictement géologique, il est bordé à l'ouest par la dépression de l'Oued M'ya, au sud par le môle d'Amguid El Biod, au nord par la structure Djamaa-Touggourt, et à l'est par les hauts-fonds du Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

L'évaluation tectonique du bassin montre que sa configuration actuelle résulte d'une succession de processus géologiques, incluant l'histoire sédimentaire, les déformations structurales telles que les failles et les plis, ainsi que l'influence des événements tectoniques régionaux. Cette analyse permet notamment d'identifier les zones favorables à l'accumulation des hydrocarbures et d'optimiser les stratégies d'exploration et de production.

Sur le plan structural, Hassi Messaoud correspond à un large anticlinal faiblement bombé, développée dans les grès cambro-ordoviciens, et située le long d'un axe régional majeur orienté NNE–SSW, ayant contrôlé la sédimentation jusqu'au début du Crétacé supérieur. Cette structure représente l'extension septentrionale du môle d'Amguid El Biod et se localise au cœur de la province triasique. Elle se présente sous forme d'une anticlinale allongée orientée NE–SW, dont l'extrémité occidentale est scellée par une faille majeure, et est encadrée par un réseau de failles principales et secondaires de même direction. Sa mise en place débute dès le Paléozoïque, tandis que l'activité tectonique du Jurassique a joué un rôle déterminant dans l'acquisition de sa configuration actuelle.

Il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est Y = [110.000 - 150.000] Nord

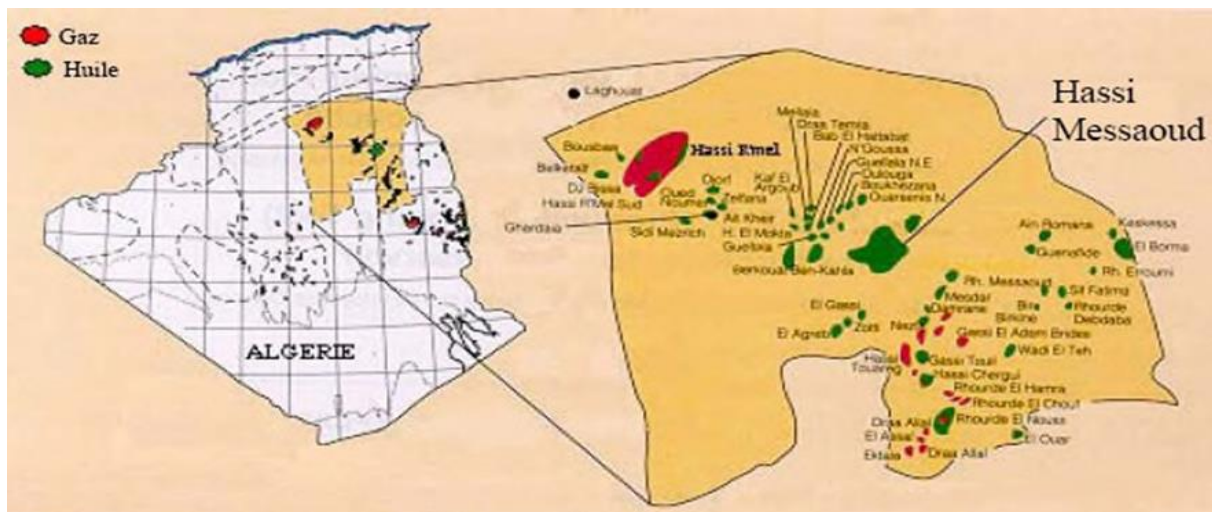


Figure II.1: Localisation géographique de champ de Hassi Messaoud [12].

II.1. Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité

d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

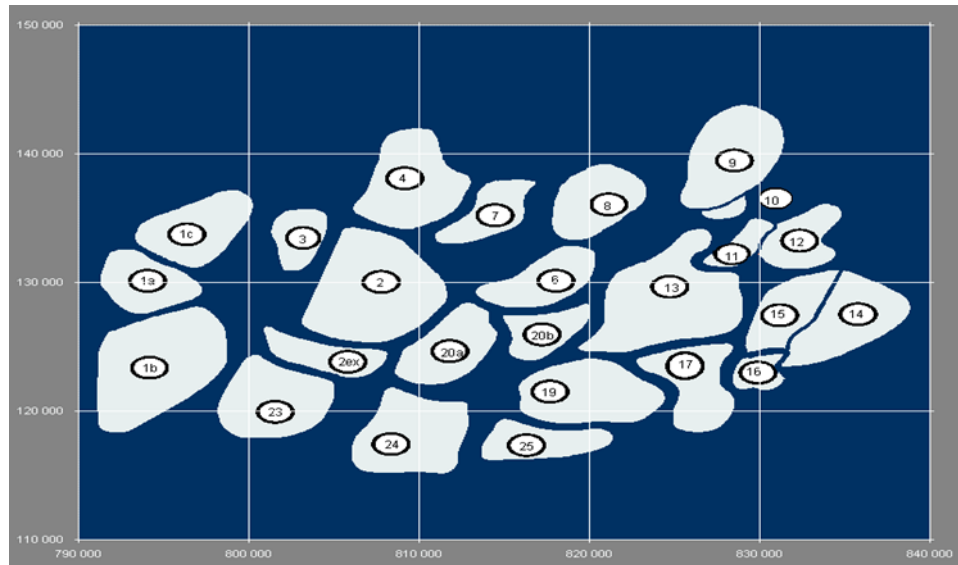


Figure II.2: Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud [12].

II.1. Localisation du bloc OMG

Le bloc OMG se situe à la partie centrale l'up side nord de Hassi messaoud.

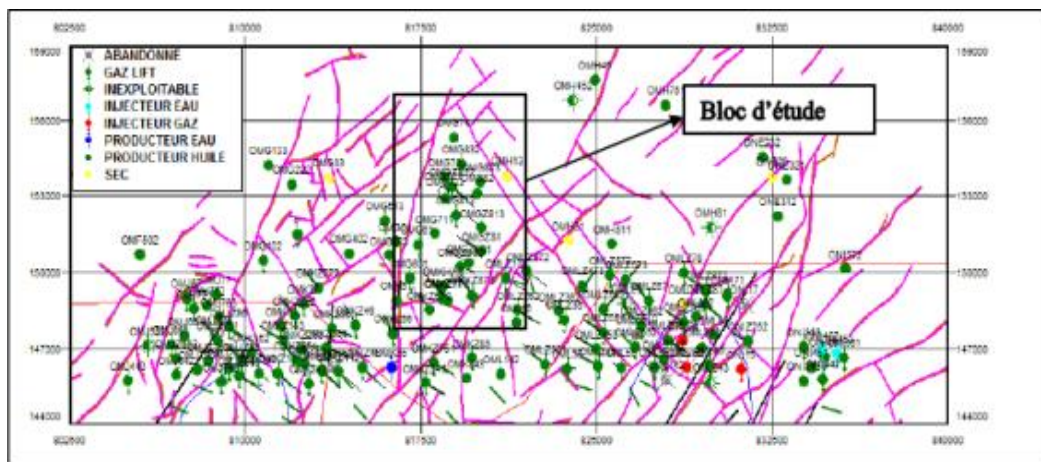


Figure II.3: Localisation du bloc d'étude [12].

III. Description du site étudié

L'ensemble des données utilisées dans ce travail caractérisent un puits producteur appartenant au champ de Hassi Messaoud, et acquises pendant le stage pratique effectué dans la division de production, base Irara Hasi Messaoud.

III.1. Donnée

Elles sont généralement les données de logging

III.1.1. Sonic

Le Sonic logging est une technique utilisée en génie pétrolier pour mesurer la vitesse de propagation des ondes acoustiques dans les formations rocheuses d'un puits. Un outil émet des impulsions sonores et mesure le temps qu'elles mettent à traverser les roches, ce qui permet d'évaluer des propriétés telles que la porosité, la densité et la nature des formations géologiques.

Dans le Sonic logging en génie pétrolier, on distingue deux types principaux d'ondes :

III.1.1.1. Onde compressive (P-wave / Sonic Compressional)

Ce sont des ondes de compression et de dilatation dans la direction de propagation.

- Les plus rapides
- Se propagent dans les solides, liquides et gaz
- Utilisées pour estimer la porosité et les propriétés des formations

III.1.1.2 Onde de cisaillement (S-wave / Sonic Shear)

Ce sont des ondes avec un mouvement perpendiculaire à la direction de propagation.

- Plus lentes que les ondes P
- Ne se propagent pas dans les fluides
- Utiles pour évaluer la rigidité et les propriétés mécaniques des roches

III.1.2. Gamma ray

Le gamma ray logging est une technique utilisée en génie pétrolier pour mesurer la radioactivité naturelle des formations traversées par un puits. Elle détecte les rayons gamma émis par des éléments radioactifs comme l'uranium, le thorium et le potassium. Cette méthode permet surtout de distinguer les roches argileuses (forte radioactivité) des roches propres comme les sables ou les calcaires (faible radioactivité).

III.1.3. Densité

Le Densité logging est une technique utilisée en génie pétrolier pour mesurer la densité des formations rocheuses dans un puits. Elle repose sur l'émission de rayons gamma vers les roches et la mesure du rayonnement diffusé (rétrodiffusé). L'intensité du signal retourné est liée à la densité de la formation, ce qui permet d'estimer la porosité et d'identifier le type de roche.

III.1.4. Calliper

Le calliper logging est une technique utilisée en génie pétrolier pour mesurer le diamètre du puits tout au long de sa profondeur. L'outil est équipé de bras mécaniques qui touchent la paroi du puits et enregistrent les variations de diamètre. Cela permet de détecter les élargissements, les effondrements et d'évaluer la qualité du forage et des informations sur le puit :

III.1.5. Pression de pore

La pression de pores (Pore Pressure) est la pression exercée par les fluides (eau, pétrole ou gaz) contenus dans les pores des roches d'une formation géologique. C'est un paramètre essentiel en génie pétrolier car il influence directement la stabilité du puits et la sécurité du forage.

- Une pression élevée → risque d'éruption (blowout).
- Une pression faible → risque d'effondrement du puits (collapse).

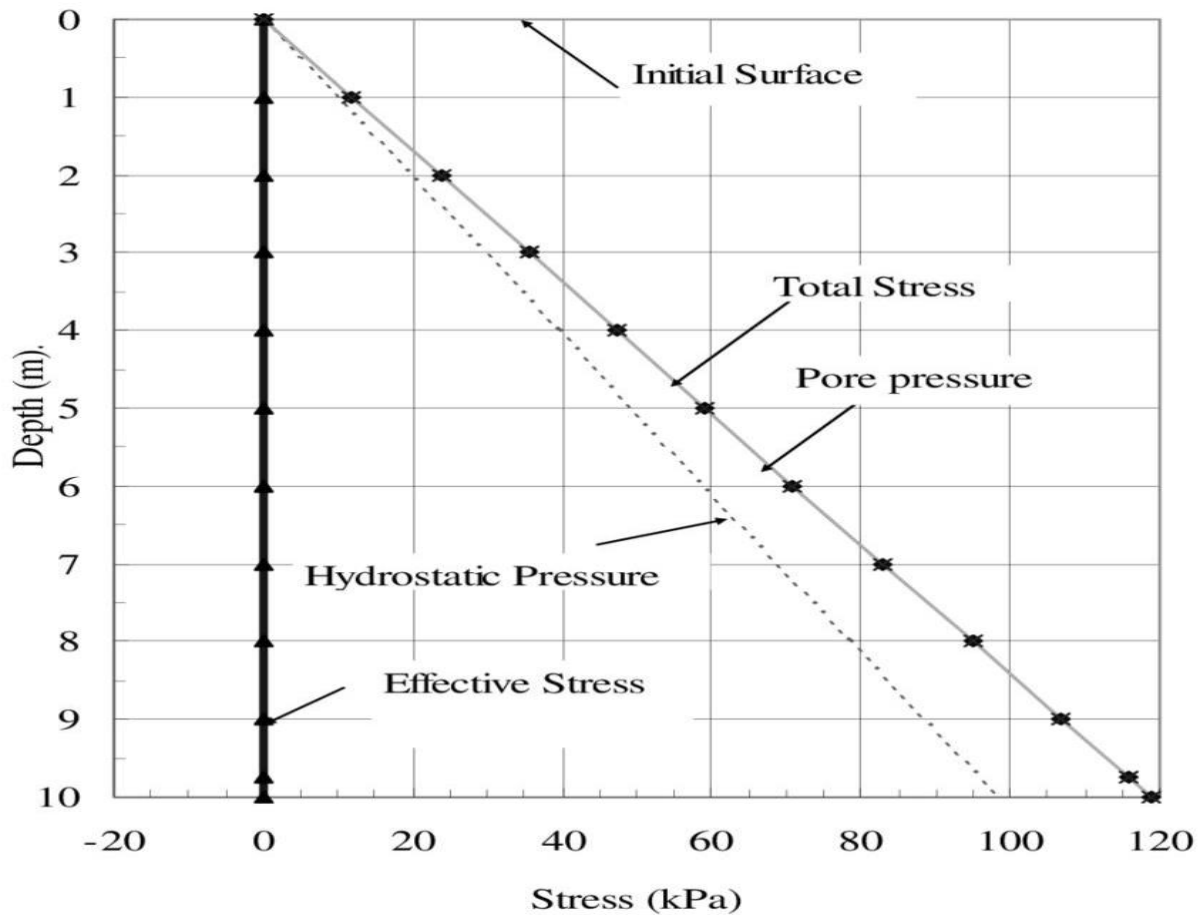


Figure II.4: Contrainte Verticale et pression du pore [13].

III.1.6. Bit Size

Le Bit Size correspond au diamètre du trépan de forage (drill bit) qui est utilisé pour creuser le puits pétrolier (6 inch).

III.1.8. L'historique du puits (X)

X est un puits producteur d'huile foré en 2017 dans la zone centrale (zone HZN).

Ce graphique montre l'évolution des performances du puits X entre 2017 et 2019. On observe d'abord une chute rapide du débit après la mise en production, passant d'environ 6 à 3 m³/h, suivie d'une diminution progressive jusqu'à environ 2 m³/h, ce qui traduit un déclin naturel de la production. Les valeurs mesurées et calculées restent proches, indiquant une bonne fiabilité du modèle utilisé. En parallèle, la pression de fond (PFD) diminue légèrement au cours du temps, tandis que la pression (PG) reste relativement stable, ce qui suggère que le réservoir conserve son énergie mais que le puits subit probablement des pertes de performance, possiblement dues à des restrictions d'écoulement ou à une accumulation de liquides. Enfin, les variations du GOR indiquent des fluctuations du rapport gaz/pétrole, reflétant des changements dans le comportement du puits ou les conditions d'exploitation. Globalement, le puits montre un déclin progressif avec quelques perturbations opérationnelles.

III.2. Paramètres estimés

III.2.1. Total vertical stress (S_v)

La contrainte verticale totale (Total Vertical Stress), notée σ_v , est la contrainte due au poids de tous les matériaux au-dessus d'un point donné (sol, eau, structures...) [8].

$$S_v = \rho g z$$

ρ : Densité en fonction de la profondeur

g : l'accélération de la gravité ($\approx 9.81 \text{ m/s}^2$)

Z : la profondeur

Pour calculer l'effective vertical stress.

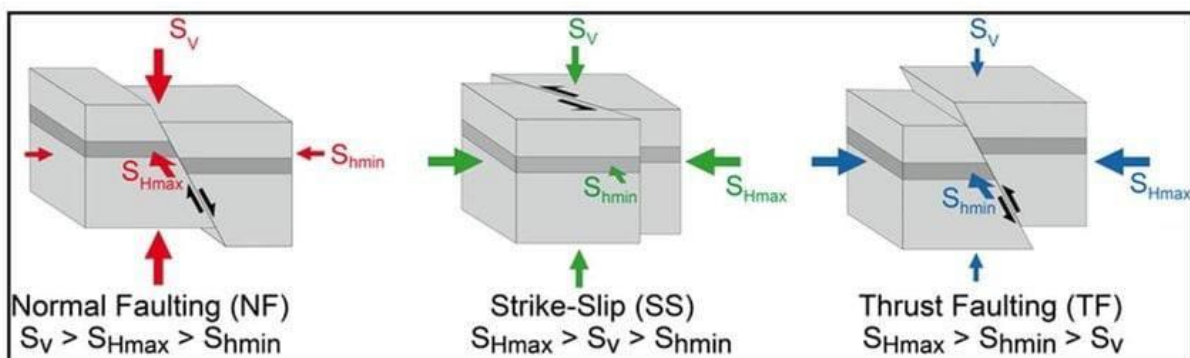


Figure II.6: différent type de régime des Contraintes [14].

III.2.2. Effective vertical stress (σ_v)

La contrainte verticale effective (Effective Vertical Stress), notée σ'_v , représente la partie de la contrainte réellement supportée par les grains du sol. Elle contrôle le comportement mécanique du sol [8].

$$\sigma_v = S_v - P_p$$

S_v : Total vertical stress

P_p : pore pressure

III.2.3. Dyn Shear modulus (G_{dyn})

Mesure la rigidité de la roche face au cisaillement en conditions dynamiques [15].

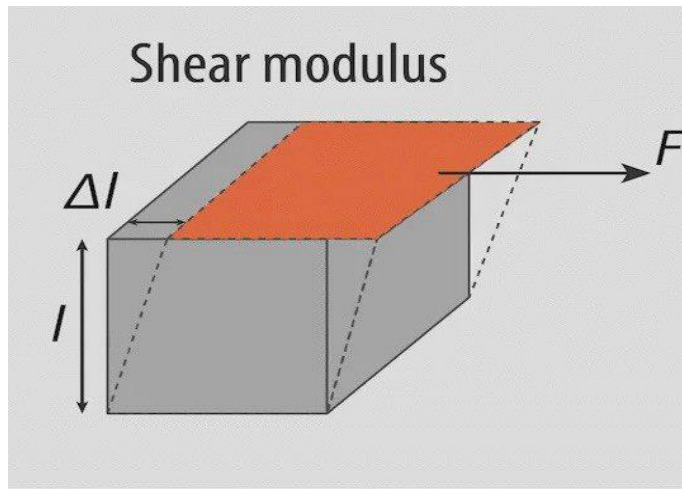


Figure II.7: Schéma simplifié le module de cisèlement [16].

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{shear})^2}$$

13474.45 : Constante de conversion utilisée pour adapter les unités (souvent en psi)

ρ_b : Densité volumique (bulk Density) obtenue à partir du log de densité

Δt_{shear} : Temps de transit de l'onde de cisaillement (onde S) temps mis par l'onde pour parcourir une distance donnée ($\mu s/ft$)

Pour calculer Dyn Bulk modulus.

III.2.4. Dyn Bulk modulus (K_{dyn})

Mesure la résistance du matériau à la compression volumique [15].

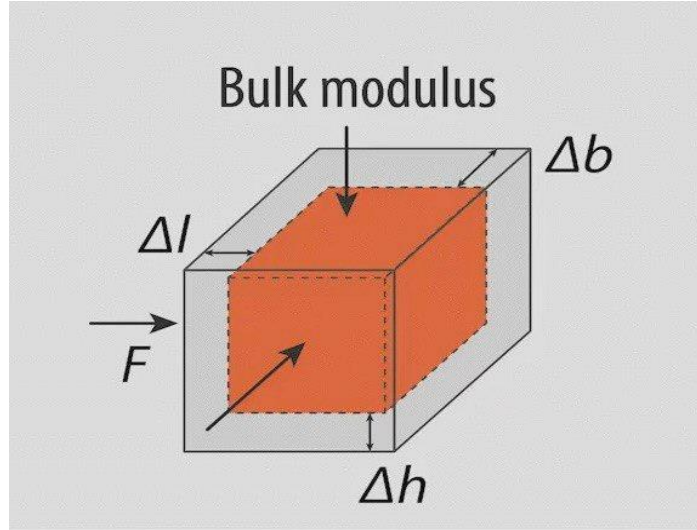


Figure II.8: Schéma simplifié le module de Bulk [16].

$$K_{\text{dyn}} = (13474.45)\rho_b \left[\frac{1}{(\Delta t_{\text{comp}})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{\text{dyn}}$$

Δt_{comp} : le temps de parcours de l'onde de compression (onde longitudinale, ou onde P) dans un matériau.

Pour calculer Young modulus dynamique.

III.2.5. Young modulus dyn (E_{dyn})

Rigidité élastique de la roche sous chargement rapide, Nous pouvons déterminer le module de Young dynamique à partir des données de Sonic logging (la formule suivant) [15].

$$E_{\text{dyn}} = \frac{9 \times G_{\text{dyn}} \times K_{\text{dyn}}}{G_{\text{dyn}} + 3 \times K_{\text{dyn}}}$$

III.2.6. Coefficient de Poisson (ν_{dyn})

Rapport entre déformation latérale et longitudinale [15].

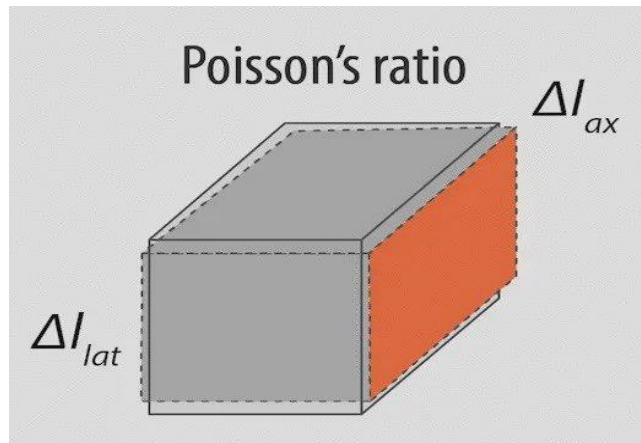


Figure II.9: Schéma simplifié le coefficient de Poisson [16].

$$V_{\text{dyn}} = \frac{\frac{1}{2}(\Delta t_{\text{shear}}/\Delta t_{\text{comp}})^2 - 1}{(\Delta t_{\text{shear}}/\Delta t_{\text{comp}})^2 - 1}$$

III.2.7. Young modulus (E_{STATIC})

Le module de Young statique est une grandeur mécanique qui caractérise la rigidité d'un matériau (Echantillon de carotte) lorsqu'il subit une déformation lente et sans effets dynamiques. Il relie la contrainte (force par unité de surface) à la déformation relative (variation de longueur) dans le domaine élastique. Il est déterminé expérimentalement par un essai de traction statique : une force progressive est appliquée sur un échantillon, l'allongement est mesuré, puis on trace la courbe contrainte-déformation. La pente de la partie linéaire de cette courbe dans la zone élastique donne la valeur du module de Young [17].

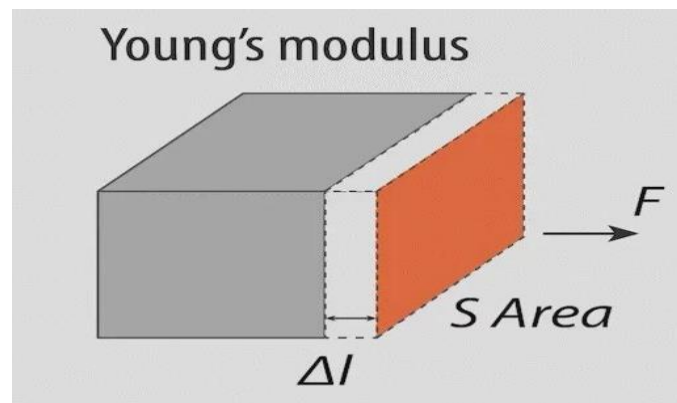


Figure II.10: Schéma simplifié le module d'Young. [16].

$$E_{\text{static}} = \frac{F \times l_0}{A \times \Delta l}$$

F : force appliquée (N)

l_0 : longueur initiale d'échantillon de carotte (m)

A : section (m²)

ΔL : allongement (m)

Pour calculer Stain modulus (E')

III.2.8. Stain modulus (E')

Relation contrainte–déformation dans certaines conditions [03].

$$E' = \frac{E}{1 - V^2}$$

E : Young modulus statique

V : Poisson's ratio statique

Pour calculer max eff horizontal stress.

III.2.9. Max eff horizontal stress (σ_{Hmax})

Contrainte horizontale effective maximale [03].

$$\sigma_{Hmax} = \frac{V}{1 - V} \sigma_v + E' \varepsilon_{Hmax} + VE' \varepsilon_{hmin}$$

ε_{Hmax} : 0.0008

ε_{hmin} : 0.00045

Pour calculer Max total horizontal stress.

III.2.10. Min eff horizontal stress (σ_{hmin})

Contrainte horizontale effective minimale [03].

$$\sigma_{hmin} = \frac{V}{1 - V} \sigma_v + VE' \varepsilon_{Hmax} + E' \varepsilon_{hmin}$$

Pour calculer Min total horizontal stress.

III.2.11. Max total horizontal stress (S_H)

Contrainte horizontale totale maximale [03].

$$S_{Hmax} = \sigma_{Hmax} + P_p$$

III.2.12. Min total horizontal stress (S_h)

Contrainte horizontale totale minimale [18].

$$S_{hmin} = \sigma_{hmin} + P_p$$

III.2.13. Volume shale

Parce que l'argile (shale) est généralement plus radioactive que le sable ou les roches carbonatées, les logs gamma ray peuvent être utilisés pour calculer le volume d'argile dans les

réservoirs poreux. Le volume d'argile, exprimé sous forme de fraction décimale ou en pourcentage, est appelé V_{sh} . Cette valeur peut ensuite être utilisée dans l'analyse des sables argileux [19].

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

GR_{log} : gamma ray reading of formation

GR_{min} : minimum gamma ray (clean sand or carbonate)

GR_{max} : maximum gamma ray (shale)

Pour calculer Friction angle.

III.2.14. Porosité (ϕ_D)

Volume des pores dans la roche [19].

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

ϕ_D : Porosité de la matrice.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_b : densité apparente de la formation.

ρ_{fl} : densité du fluide.

Pour calculer Friction angle.

III.2.15. Friction Angle (φ)

Est une propriété mécanique de la roche ou du sol qui décrit la résistance au glissement (cisaillement) entre les grains [20].

$$\varphi = 26.5 - 37.4(1 - \text{Porosity} - V_{sh}) + 62.1(1 - \text{Porosity} - V_{sh})^2$$

φ : Angle de frottement interne

Pour calculer Friction Number (N).

III.2.16. Friction Number (N)

Est un paramètre utilisé en géomécanique pour représenter la résistance au glissement d'une roche le long d'un plan de rupture.

Il est directement lié à la friction interne des matériaux rocheux [19].

$$N = \frac{1 + \sin\varphi}{1 - \sin\varphi}$$

III.2.17. UCS

Est la contrainte maximale qu'une roche peut supporter lorsqu'elle est soumise à une compression axiale sans confinement latéral, jusqu'à la rupture [17].

$$UCS (psi) = 2159.5 E_s(Mpsi) + 916.91$$

Pour calculer Tensile Strength et MW BO.

III.2.18. *To (Tensile Strength)*

Est la contrainte maximale qu'un matériau (ou une roche) peut supporter lorsqu'il est soumis à une force qui tend à l'étirer, avant rupture [17].

$$T_0 = \frac{1}{12} UCS$$

Pour calculer PWBD.

III.2.19. *PWBD*

Est la mesure de la pression du fluide de forage (boue) en temps réel pendant les opérations de forage, généralement au fond du puits ou près du trépan, grâce aux outils de type MWD (Measurement While Drilling) [18].

$$PW_{BD} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_0$$

Pour calculer MW BD.

III.2.20. *PWBO*

Est la pression mesurée au fond du puits lorsque le trépan (bit) n'est pas en train de forer, généralement avec ou sans circulation de la boue [19].

$$PW_{BO} = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - P_p(1 - N) - UCS}{1 + N}$$

Pour calculer MW BO.

III.2.21. *MW BD*

Est la densité équivalente de la boue de forage mesurée ou estimée en conditions dynamiques pendant le forage, c'est-à-dire lorsque la circulation est active et que le trépan est en fonctionnement [18].

$$MWBD = \frac{PWBD}{(0.052 \times \text{depth})}$$

III.2.22. *MW BO*

Est la densité équivalente de la boue en conditions quasi statiques [18].

$$MWBO = \frac{PWBO}{(0.052 \times \text{depth})}$$

III.3. Validation :

La validation de P_G (pression gradient) par LOT (Leak of test) réalisé dans un puits voisin de la même région (X').

III.3.1. Break down

Pression nécessaire pour créer une fracture.

Nous l'avons prise comme référence à partir d'un puits voisin (X') qui s'était déjà effondré auparavant Pour ajuster le modèle.

III.3.2. Closure pressure

Pression de fermeture (Closure Pressure) c'est la pression à laquelle les fractures hydrauliques dans la formation rocheuse se referment après l'arrêt de l'injection du fluide, lorsque la pression du fluide devient inférieure à la contrainte exercée par les roches environnantes.

Nous l'avons prise comme référence à partir d'un puits voisin (X') qui s'était déjà effondré auparavant Pour ajuster le modèle [12].

III.4. Effet de gaz lift

Le Gas lift est une technique utilisée pour améliorer la production de pétrole en réduisant la densité des fluides dans le puits, mais dans certains cas, un mauvais contrôle de l'injection peut provoquer des variations de pression dans la pression du fond, ce qui peut entraîner une instabilité des parois du puits et causer des problèmes opérationnels.

Pour modéliser les performances d'un puits pétrolier à l'aide du logiciel PIPESIM, il est nécessaire de disposer d'un ensemble de données d'entrée (Inputs) couvrant les caractéristiques du réservoir, du fluide et du puits. L'idée principale est que le programme simule l'écoulement des fluides du réservoir jusqu'à la surface ; ainsi, tous les paramètres influençant cet écoulement doivent être pris en compte :

III.5. Simulation avec le logiciel PIPESIM

III.5.1. Donnée d'entrée (inputs)

III.5.1. 1. Données du réservoir (Reservoir Data)

Ces données définissent la source de production :

*Pression du réservoir (Reservoir Pressure)

Rapports de Well test (test de montée en pression (build-up test))

*Température du réservoir (Reservoir Temperature)

Mesure par Well logging

*Indice de productivité (Productivity Index - PI) ou IPR

Détermine par tests de production du puits (well flow tests)

*Profondeur du réservoir

Déterminer par Logging géologique pendant le forage

*Propriétés de la formation :

*Porosité (Porosity)

Détermine par Logs pétrophysiques :

Neutron log

Density log

Sonic log

*Perméabilité (Permeability)

Détermine par Logs pétrophysiques :

Neutron log

Density log

Sonic log

*Épaisseur de la couche productive.

Détermine par Diagraphies (gamma ray, résistivité)

III.5.1. 2. Propriétés des fluides (Fluid Properties)

Très importantes car elles contrôlent le comportement de l'écoulement :

*Type de fluide (huile, gaz, condensats)

Rapports géologiques et tests de puits (Well testing)

*Rapport gaz/huile (GOR)

Tests de production et mesures en surface (séparateurs)

*Teneur en eau (Water Cut)

Données de production en surface (débitmètres, séparateurs)

*Densité API du pétrole (44 API)

*Viscosité

Laboratoire PVT (tests de viscosité)

*Composition du gaz

Analyse chromatographique en laboratoire

*Pression de bulle (Bubble Point Pressure)

Laboratoire PVT (expériences de recombinaison)

*Facteur de volume de formation (FVF)

Laboratoire PVT + calculs à partir des tests de pression

*Données PVT (souvent issues de rapports de laboratoire).

Laboratoire PVT (expériences pression-volume-température).

III.5.1. 3. Données du puits (Well Data)

Elles représentent le chemin d'écoulement interne :

*Profondeur du puits (Measured Depth / TVD)

Rapports de forage

*Trajectoire du puits (Deviation Survey)

Vertical

*Diamètre du tubing (Tubing ID/OD)

Fiche technique du puits

*Type de tubing et rugosité (Roughness)

Fiche technique du puits

*Données du casing

Fiche technique du puits

*État du puits (ouvert/fermé, production/injection).

Rapports de production.

III.5.1.4. Conditions de surface (Surface Conditions)

*Pression en tête de puits (Wellhead Pressure)

Données de production + systèmes de contrôle de surface

*Température en surface

Capteurs de surface

*Régime d'écoulement (monophasique / diphasique)

Analyse nodale + modèles de production

*Équipements de surface (optionnel) :

Wellhead

III.5.1. 5. Modèle d'écoulement (Flow Correlations)

*Hagedorn & Brown.

III.5.1. 6. Conditions d'exploitation (Operating Conditions)

*Débit de production (huile/gaz)

Rapports de production.

*Données de test (si disponibles).

Well Testing Reports (DST, PBU).

III.5.1. 7. Données de levage artificiel (Artificial Lift) — si applicable

*Gas Lift :

-Pression du gaz

Données d'injection de gaz lift

-densité du gaz

Données d'injection de gaz lift

-Profondeur d'injection

Rapports de complétion + design du tubing + schémas de Gas Lift (well complétion design)

Le logiciel PIPESIM résout principalement deux relations :

IPR : du réservoir au fond du puits

VLP : du fond du puits à la surface



Chapitre III

Resultats et discussion



1)- Création le model du puits(X) matché avec les données de BU 2018 ($Q_h = 2.41 \text{ m}^3/\text{h}$) :

Cette image représente une analyse nodale (Nodal Analysis) réalisée avec le logiciel PIPESIM. Elle illustre la comparaison entre la performance du réservoir et celle du système de production afin de déterminer le point de fonctionnement optimal du puits. La courbe bleue correspond à l'inflow (IPR), c'est-à-dire la capacité du réservoir à fournir des fluides en fonction de la pression, tandis que la courbe rouge représente l'outflow (VLP), soit les pertes de pression dans le puits et les équipements de surface lors de la remontée des fluides. Le point d'intersection des deux courbes indique le point de fonctionnement (Operating Point), où la pression fournie par le réservoir est égale à celle requise par le système. D'après les valeurs affichées, le débit est d'environ 2,46 SM³/h pour une pression proche de 194 kgf/cm², ce qui correspond à l'état réel de production du puits dans ces conditions. Cette analyse permet d'évaluer les performances et d'identifier d'éventuelles améliorations pour optimiser la production.

2)- Mise à jour du model du puits avant GL (Avril 2020 – $Q_h = 0,7 \text{ m}^3/\text{h}$) :

Cette image présente également une analyse nodale (Nodal Analysis) réalisée avec le logiciel PIPESIM, permettant d'évaluer le point de fonctionnement d'un puits en comparant les performances du réservoir et du système de production. La courbe bleue représente l'inflow (IPR), c'est-à-dire la capacité du réservoir à fournir des fluides, tandis que la courbe rouge correspond à l'outflow (VLP), qui traduit les pertes de pression dans le puits et les installations de surface. Le point d'intersection entre les deux courbes indique le point de fonctionnement, où l'équilibre est atteint entre la pression disponible et celle requise. Dans ce cas, les résultats montrent un débit d'environ 0,71 SM³/h pour une pression proche de 238 kgf/cm², ce qui signifie que le puits produit à un débit plus faible mais sous une pression plus élevée par rapport à la figure précédente. Cette situation peut indiquer une contrainte plus importante du côté du réservoir ou du système, et l'analyse permet ainsi d'identifier des pistes d'optimisation pour améliorer la production.

3)- Mise à jour du model du puits après GL ($Q_h = 2.75 \text{ m}^3/\text{h}$) :

Le graphique représente une analyse nodale du puits X réalisée à l'aide du logiciel PIPESIM, mettant en évidence l'équilibre entre les performances du réservoir et celles du puits. Deux courbes principales sont observées : la courbe d'inflow (IPR) en bleu, qui traduit la capacité du réservoir à fournir les fluides, et la courbe d'outflow (VLP) en rouge, représentant les pertes de charge dans le puits et les conduites. La courbe IPR est décroissante avec l'augmentation du débit en raison de la baisse de pression du réservoir, tandis que la courbe VLP est croissante à cause de l'augmentation des pertes de pression liées à l'écoulement. Leur point d'intersection

correspond au point de fonctionnement du puits, situé autour de 2,75 m³/h pour une pression d'environ 99 kgf/cm², ce qui traduit un équilibre entre l'énergie du réservoir et les contraintes d'écoulement. Cette situation indique une productivité relativement limitée du puits, d'autant plus que la proximité des deux courbes révèle une forte sensibilité aux variations opérationnelles : toute augmentation des pertes (dépôts, restrictions de diamètre, etc.) peut entraîner une diminution significative du débit. Ainsi, l'optimisation de la production passe soit par la réduction des pertes dans le puits, soit par l'amélioration des performances du réservoir, afin d'augmenter le débit et l'efficacité globale du système.

Après l'injection de gaz, une augmentation de la production a été observée. Cependant, un problème est apparu : une accumulation importante de dépôts au fond du puits. Cette augmentation significative indique une instabilité des parois du puits, due à une diminution de la pression de fond (PFD) par rapport à la pression du gisement (Pg). Le résultat est présenté dans le tableau suivant.

D'après l'analyse du log de calliper, il apparaît que les parois du puits présentent une instabilité notable, en particulier dans la partie inférieure où l'on observe un élargissement du diamètre du puits par rapport au diamètre nominal, ce qui indique un phénomène de washout dû à l'effondrement ou à la désagrégation des formations rocheuses. Ce comportement est en corrélation directe avec l'évolution de la hauteur des sédiments (HS), qui était relativement faible durant la période initiale (2017–2018), avec des valeurs comprises entre 1 et 5 m, avant d'augmenter progressivement en 2019 pour atteindre environ 9 m.

Cependant, le changement le plus significatif est observé après la mise en place du Gas lift en octobre 2020, où une augmentation importante et brutale des dépôts a été enregistrée, passant d'environ 14 m avant l'injection à plus de 38–42 m en 2022. Cette hausse marquée après l'injection de gaz indique que la diminution de la pression de fond ainsi que la modification du régime d'écoulement ont entraîné une redistribution des contraintes autour du puits, aggravant ainsi l'instabilité des parois et favorisant la chute de quantités plus importantes de matériaux dans le puits.

Par ailleurs, l'élargissement du diamètre observé en fond confirme ce phénomène, constituant une preuve mécanique de la dégradation de la formation, tandis que l'augmentation importante des sédiments représente une preuve opérationnelle directe de cet effondrement. Ainsi, on peut conclure que l'injection de gaz a contribué indirectement à accélérer l'instabilité des parois du

Puits, ce qui nécessite la mise en place de mesures correctives telles que le contrôle des pressions ou l'utilisation de techniques de consolidation des formations

L'analyse des courbes du puits X montre que les formations, en particulier dans la partie inférieure, présentent une faiblesse mécanique notable. La courbe de Breakout Pressure (verte) affiche des valeurs relativement faibles par rapport à celle de Breakdown Pressure (rouge), ce qui indique une fenêtre de stabilité étroite rendant les parois du puits très sensibles aux variations de pression. Ce comportement est en cohérence avec les données du calliper, qui révèlent un élargissement du diamètre du puits (washout), preuve directe d'un effondrement des formations. Après la mise en place du Gas lift en 2020, la diminution de la pression de fond a rapproché la pression opérationnelle du seuil d'effondrement, entraînant une perte de stabilité géomécanique et une augmentation significative des chutes de matériaux, ce qui explique la hausse importante de la hauteur des sédiments (HS). Par ailleurs, la position de point noir du puits voisin X' dans le même intervalle de pression confirme que les contraintes in situ sont similaires, et que la différence de comportement est principalement liée aux conditions d'exploitation, notamment l'effet du gas lift. Ainsi, on peut conclure que cette technique a contribué indirectement à accélérer l'instabilité des parois du puits, ce qui nécessite un contrôle rigoureux de la pression de fond ainsi que la mise en œuvre de solutions visant à améliorer la cohésion des formations et à limiter les effondrements.

Profil de stress

L'image illustre un modèle géomécanique unidimensionnel (MEM 1D) du puits X, montrant l'évolution des contraintes avec la profondeur entre 3400 m et 3460 m. Trois courbes principales y sont représentées : la contrainte verticale (σ_v) en noir, la contrainte horizontale minimale Sh_{min} en vert et la contrainte horizontale maximale SH_{max} en rouge. Une courbe en pointillés indique également les zones de drainage (Drains).

Dans l'intervalle compris entre 3405 m et 3425 m, la contrainte horizontale maximale SH_{max} est supérieure à la contrainte verticale σ_v , elle-même supérieure à la contrainte horizontale minimale Sh_{min} ($SH_{max} > \sigma_v > Sh_{min}$). Cette configuration correspond à un régime tectonique de type décrochement (strike-slip faulting), dominé par des contraintes de cisaillement et des déplacements horizontaux des formations rocheuses. Les variations observées sur les courbes, notamment celles de SH_{max} et Sh_{min} , traduisent une hétérogénéité des propriétés mécaniques des formations, influençant la stabilité du puits et le développement des fractures.

En revanche, entre 3425 m et 3455 m, le régime de contraintes évolue vers un système extensif de type failles normales (normal faulting), où la contrainte verticale devient dominante ($\sigma_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$). Ce contexte favorise l'ouverture des fractures et peut améliorer la circulation des fluides dans le réservoir.

Par ailleurs, la courbe des zones de drainage met en évidence une variation de la fenêtre de stabilité en fonction de la profondeur, notamment autour de 3425 m, qui représente une zone critique nécessitant un ajustement des paramètres de forage, en particulier la densité de la boue, afin de limiter les risques d'instabilité.

Dans l'ensemble, cette analyse montre que le puits traverse deux régimes tectoniques distincts, ce qui influence fortement la stabilité des parois, la propagation des fractures et l'optimisation des opérations de forage et de production.

4)- En se basant sur les données de pression d'un puits voisin (X'), qui s'est effondré suite à l'injection de gaz, nous avons réalisé une simulation sur le puits en cours d'étude (X) afin de déterminer s'il est possible d'utiliser l'injection de gaz pour augmenter la production tout en maintenant la stabilité du puits, sachant que la pression minimale requise pour garantir cette stabilité est de 2700 psi.

Cette figure représente une analyse nodale (Nodal Analysis) du puits X, où l'intersection entre la courbe d'inflow (écoulement du réservoir) et les courbes d'outflow (écoulement dans le puits) pour différents débits d'injection de gaz (Gas lift) permet de déterminer les points de fonctionnement. D'après le graphique, les pressions aux points de fonctionnement varient approximativement entre 1300 et 2100 psi, même en absence d'injection de gaz, où la pression ne dépasse pas environ 2040 psi. En comparant ces valeurs à la pression nécessaire pour assurer la stabilité du puits, estimée à 2700 psi, on constate que toutes les conditions d'exploitation se situent en dessous de ce seuil, ce qui indique que le puits fonctionne dans un régime géomécaniquement instable, avec un risque d'effondrement des parois du puits. De plus, l'augmentation du débit d'injection de gaz améliore légèrement la production, mais entraîne en contrepartie une diminution supplémentaire de la pression, ce qui accentue le risque d'instabilité. Par conséquent, assurer la stabilité nécessite d'augmenter la pression au fond du puits, soit en réduisant la production, soit en augmentant la densité de la boue, tout en trouvant un compromis entre performance de production et sécurité du puits.

Solution

À la lumière des résultats obtenus à partir de l'étude géomécanique et de l'analyse du comportement du puits X, il apparaît que la forte diminution de la pression de fond liée à l'application du Gas Lift a entraîné une sortie du domaine de stabilité, provoquant ainsi une instabilité des parois du puits, accompagnée d'effondrements et d'une accumulation importante de sédiments. Par conséquent, la solution optimale consiste à réaliser une opération de Workover visant à réhabiliter le puits sur les plans mécanique et productif. Cette intervention repose principalement sur la conversion du mode de complétion, passant d'un open hole à un cased hole à l'aide d'un liner cimenté perforé, afin d'assurer le soutènement des parois, d'isoler les formations mécaniquement faibles et de limiter les phénomènes d'effondrement. Par ailleurs, une optimisation du système de Gas Lift est nécessaire, en déterminant le débit d'injection optimal permettant de maintenir un équilibre entre la performance de production et la stabilité géomécanique. En complément, des opérations de nettoyage du puits doivent être réalisées pour éliminer les dépôts accumulés et restaurer la profondeur effective, accompagnées d'un suivi continu des paramètres de production et de pression, ainsi que d'une mise à jour du modèle géomécanique. Ainsi, cette approche intégrée combine des actions mécaniques et des ajustements opérationnels, dans le but d'assurer la stabilité à long terme du puits tout en optimisant sa production.



Conclusion



Conclusion

En conclusion de cette étude, il a été démontré que la géomécanique constitue un outil essentiel pour comprendre le comportement des formations rocheuses et prévoir les problèmes d'instabilité des parois des puits pétroliers. La construction du modèle géomécanique du puits X a permis de déterminer l'état des contraintes dans le réservoir et d'analyser la fenêtre de stabilité, ce qui a facilité l'évaluation des conditions d'exploitation influençant l'intégrité du puits.

Les résultats ont montré que l'application de la technique du gas lift a contribué à améliorer la productivité durant les premières phases d'exploitation. Cependant, la diminution significative de la pression de fond de puits a conduit au dépassement des limites de stabilité géomécanique, provoquant ainsi une dégradation de la stabilité des parois, une augmentation des phénomènes d'effondrement et une accumulation de dépôts à l'intérieur du puits. Les analyses du calliper log ainsi que les données de pression ont également confirmé que les changements opérationnels induits par l'injection de gaz ont eu un impact direct sur la redistribution des contraintes autour du puits.

Par conséquent, l'étude recommande de maintenir un équilibre entre les exigences de production et la préservation de la stabilité mécanique du puits, en optimisant les conditions de fonctionnement du système de gas lift, en assurant un suivi continu de la pression de fond de puits, et en mettant en œuvre des opérations de maintenance et de réhabilitation adaptées, telles que l'installation d'un tubage cimenté perforé (Cemented Perforated Liner) afin de limiter les effondrements des formations fragiles.

Enfin, cette étude souligne l'importance de l'intégration des données géomécaniques avec la modélisation de la production dans la prise de décision opérationnelle, en raison de son rôle déterminant dans l'amélioration des performances des puits pétroliers, la réduction des risques techniques et la garantie de la durabilité de la production à long term



References

Bibliographiques



Références Bibliographiques

- [01] Aadnøy, B. S. (2010). Modern Well Design (2nd ed.). Boca Raton, FL : CRC Press/Taylor & Francis Group. ISBN : 978-0415884679
- [02] Zoback, M. D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom
- [03] Fjær, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). Petroleum Related Rock Mechanics (2nd ed.). Elsevier, Amsterdam, Netherlands
- [04] Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., & Zimmerman, R. W. (2007). Fundamentals of Rock Mechanics (4th ed.). Blackwell Publishing, Oxford, United Kingdom
- [05] Rock Mechanics and Engineering, Charles Jaeger
- [06] <https://share.google/images/JmQfSVv1kMPnVcVfY>
- [07] <https://share.google/images/bLPe8XBno5ZxHgeVF>
- [08] Society of Petroleum Engineers – Zoback, M. D. (2010), Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press
- [09] <https://share.google/SedZlpWT7fo11vnbo>
- [10] <https://share.google/TfGqYo1grzTcKvpvQ>
- [11] <https://share.google/images/7da2bUDrs15m6F18K>
- [12] Data Bank Sonatrach
- [13] <https://share.google/images/EKN6LldMmQ6vmZXrE>
- [14] <https://share.google/images/obFpJil4iWwqiBQMb>
- [15] <https://share.google/images/OfweXlyvu0XomQuey>
- [16] P. Timoshenko and J. N. Goodier (2003) Theory of Elasticity, 3rd Edition, McGraw-Hill Book Company, New York, USA, ISBN: 978-0-07-064720-6.
- [17] Abbas Khaksar, Philip G. Taylor, Zhi Fang, Toby Kayes, A. Salazar and K. Rahman (2009) Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go, SPE Paper 121972, Presented at the SPE/EAGE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 8–11 June 2009.

Références

- [18] Boyun Guo and Gefei Liu (2011) Applied Drilling Circulation Systems: Hydraulics, Calculations and Models, Gulf Professional Publishing (Elsevier), Oxford, UK, ISBN: 978-0-12-381957-4.
- [19] George Asquith and Daniel Krygowski (2004) Basic Well Log Analysis the American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma ,ISBN :0-89181-667-4.
- [20] E. R. Crain (1986) The Log Analysis Handbook: Quantitative Log Analysis Methods, Volume 1, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, ISBN: 0-87814-298-3.