

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

AKROUR Islam

BENAMAR Mohammed

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

***Stimulation par acidification appliqué au puits MLE-07 à Menzel
dans la région Ledjmet***

Soutenu publiquement le 04/07/2017

Devant le jury :

Président de jury : Ghezali Said Dr SONATRACH

Encadreur : Hadjadj Ahmed Pr UMBB

Examineurs : Akkouche Fadila Ing SONATRACH

Examineurs : Bahnous Dounia MAA UMBB

Année Universitaire : 2016/2017

REMERCIEMENTS

Nous remercions le DIEU, de nous avoir accordé santé, volonté, courage et patience le long de nos parcours.

Nous remercions toutes nos familles, surtout nos parents qui ont fait de nous des hommes que nous sommes.

Nous témoignons notre profonde gratitude à Mr A.HADJADJ, notre encadreur, pour tous ses efforts et ses encouragements qu'il a fournis durant ce travail.

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

Ainsi qu'à Mr Hicham NECHE et Mr Brahim BENLOUCIF
Ingénieurs production en MLE
et tous les cadres du département puits dans le Groupement Menzel
Ledjmet surtout Mr Mohamed MEZIANE pour leurs
aides et leur disponibilité.

DEDICACES

Je dédie ce travail à :

*A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la
Responsabilité... merci MERE.*

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration
Et de couragemerci PERE.*

A mon frère Sido et sa famille Khadidja et le petit Adem.

A mon frère Zaki.

A toute ma famille.

*A mes amis : Mohamed B , Akram, Pedro, Sami, Ossama K, Farouk, Bouabdellah,
Mohamed , Ibrahim, , Yacine , Oussama, Hicham. Seyf et Amine .*

*A tous mes amis et collègues sans exception.
Surtout à la promotion MAPH 12.*

Akrour Islam

Liste des figures

Figure I.1: Fracture comme « achèvement de choix » dans les puits de pétrole et de gaz des États-Unis. (Source : Schlumberger).	12
Figure II.1: Localisation des endommagements.	16
Figure II.2: Effet des endommagements sur la productivité.	21
Figure II.3: Effet des endommagements sur la récupération.	22
Figure II.4: Amélioration de la distribution de la production après la stimulation matricielle.	23
Figure II.5: Profil d'injection inégale diminue l'efficacité de la récupération.	24
Figure II.6: Effet de skin sur la perméabilité.	27
Figure II.7: Variations des IPR pour différents Skin.	29
Figure II.8: Courbe de remontée de pression.	31
Figure II.9: Modules connectés à l'une subséquente par des nœuds.	32
Figure II.10: Performances de flux entrants et sortants combinés pour la prédiction de la délivrabilité du puits.	34
Figure II.11: Variations d'un IPR stable d'un puits de pétrole pour des différents Skin.	35
Figure II.12: Variations de la courbe de IPR pour différents diamètres de tubing, et l'effet sur la productibilité du puits.	37
Figure II.13: Variations de la courbe IPR (par exemple, pour les Skin différentes) et les effets sur la productibilité du puits.	37
Figure II.14: Organigramme de fonctionnement du PROSPER.	40
Figure IV.1: Camion du Coiled tubing.	67
Figure V.1: Débit de gaz pour une duse de 24/64 ".	76
Figure V.2: Introduction des données.	77
Figure V.3: Gradient de pression « gradient traverse ».	77
Figure V.4: Débit de gaz pour une duse de 32/64 ".	78
Figure V.5: Introduction des données.	79
Figure V.6: Gradient de pression « gradient traverse ».	79
Figure V.7: Courbe IPR.	80
Figure V.8: Schéma du puits.	83
Figure V.9: Débit de gaz pour une duse de 24/64 ".	87
Figure V.10: Introduction des données.	88
Figure V.11: Gradient de pression « gradient traverse ».	88
Figure V.12: Débit de gaz pour une duse de 32/64 ".	89
Figure V.13: Introduction des données.	90
Figure V.14: Gradient de pression « gradient traverse ».	90
Figure V.15: Courbe IPR.	91

Liste des tableaux

Tableau V.1: Fluides utilisés.	82
Tableaux V.2: Produits chimiques requis.	84
Tableaux V.3: Procédures de l'opération.	86
Tableau V.4: Performance de puit avec différents draw-down (Gain en production).	92

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	3
I.1- INTRODUCTION	4
I.2- PRINCIPAUX TYPES DE STIMULATION	4
- Fracturation hydraulique	4
- Fracturation à l'acide	4
- Acidification	4
- Autres traitements	4
I.3- BREF HISTORIQUE SUR LES METHODES DE STIMULATION	5
- Acidification	5
- Fracture hydraulique	9
CHAPITRE II : ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION	14
II.1-INTROCUCTION	15
II.2-SIGNIFICATION DE L'ENDOMMAGEMENT	15
II.3-LOCALISATION DE L'ENDOMMAGEMENT	15
- Fond du puits	15
- Paroi du puits	15
- Abords des puits	16
- Accumulations des particules	16
II.4- ORIGINE DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION AU CHAMP DE MLE	17
- Endommagement dû à la formation	17
- Endommagement dû aux opérations sur puits	19
- Endommagement dû aux perforations	20
- Invasion du filtrat de ciment	20
- Endommagement dû a la stimulation	20
- Endommagement dû a l'injection d'eau	20
II.5-IMPACT DES ENDOMMAGEMENTS DE LA FORMATION SUR LA PRODUCTION	20
- Effet des endommagements sur la productivité	20
- Effet des endommagements de formation sur la récupération	22
- Effet des endommagements de formation sur la récupération secondaire	23
II.6-DETECTION DES ENDOMMAGEMENTS	24
- Echantillonnages et analyses de laboratoire	24
- Essais de puits	24
- Historique complet du puits	26
- Diagraphies de production (PLT, ...)	26

II.7-NOTION DE SKIN	26
- Origine de skin	26
- Conséquences d'une modification de la perméabilité	27
II.8-ANALYSE NODAL	31
- Définition	31
- Domaines d'application de l'analyse nodale	31
- Utilisation de l'analyse nodale	33
- Inflow Performance Relationship (IPR)	35
- Outflow Performance Relationship (OPR)	35
- Point de fonctionnement	36
- Utilisation du logiciel prosper	38

CHAPITRE III : THEORIE ET CHIMIE DE L'ACIDIFICATION 41

III.1-THEORIE DE L'ACIDIFICATION	42
- Définition	42
- Justification d'un traitement par acidification	42
- Informations nécessaires à tout projet d'acidification	43
- Préparation pour une acidification	45
III.2-CHIMIE D'ACIDIFICATION	46
- Fluides de traitement	46
- Type et action des acides	46
- Réaction secondaires	50
- Choix de l'acide	53
- Facteurs non minéraux influençant la réaction	54
- Additifs	54

CHAPITRE IV : LES ETAPES ET LA TECHNOLOGIE DE L'ACIDIFICATION 60

IV.1-INTRODUCTION	61
IV.2- DIFFERENTES ETAPES D'UN TRAITEMENT A L'ACIDE	61
- Tube clean	61
- Traitement matriciel	61
IV.3- TECHNIQUES DE MISE EN PLACE	63
- Stimulation globale	63
- Stimulation sélective	63
IV.4- DIVERSION DE TRAITEMENT	64
- Diversion mécanique	64
- Diversion à la mousse	64
IV.5- TECHNOLOGIE DE L'ACIDIFICATION(COILED TUBING UNIT)	64
- Introduction	64
- Avantages de l'utilisation de coiled tubing	65
- Limitation de l'utilisation de coiled tubing	66
- Forces appliquées au coiled tubing	66
- Equipements de coiled tubing	67

- Mesure de sécurité	72
----------------------	----

CHAPITRE V: REALISATION DE L'ACIDIFICATION SUR LE PUIT MLE-7 75

V.1-RESUME	76
V.2-PERFORMANCE DE PUIT MLE-7 AVANT L'OPERATION DE STIMULATION	76
- Duse 24/64"	76
- Duse 32/64"	78
- Courbe IPR avant la stimulation	80
V.3-APPLICATION DU TRAITEMENT D'ACIDE SUR LE PUIT MLE-7	80
- Objectifs de l'opération d'acidification	81
- Paramètres d'opération	81
- Procédure de l'opération	84
V.4-PERFORMANCE DE PUIT MLE-7 APRES L'OPERATION DE STIMULATION	87
- Duse 24/64"	87
- Duse 32/64"	89
- Courbe IPR après la stimulation	91
V.5- RESULTATS	91
V.6-APPROCHE ECONOMIQUE	92
- Retour sur investissement	92
- Gain net en production	92

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS 94

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE



Introduction Générale



L'objectif de toutes les activités qui se déroulent dans l'industrie du pétrole et du gaz est de maximiser le profit et minimiser les coûts. Il est maintenant impératif que les ingénieurs de production s'engagent toujours dans tous les actes qui garantissent cette production optimale et, à son tour, générer un revenu substantiel pour l'industrie.

Pratiquement, en raison des principales opérations associées au développement de terrain comme le forage, production, complétion, workover, etc., ce but principal n'est pas atteint à cause de l'endommagement de la formation. Toute impédance involontaire à l'écoulement du fluide vers ou hors du puits est mentionnée comme endommagement. L'endommagement de la formation implique la restriction d'écoulement en conséquence la réduction de la perméabilité aux abords du puits.

Au cours des dernières décennies, une attention particulière a été accordée aux problèmes des endommagements de formation pour deux raisons principales :

- La capacité de récupérer le liquide du réservoir est très fortement influencée par la perméabilité aux abords des puits de forage.
- La capacité de contrôler - a un certain degré, les opérations de forage, de complétion et de production qui pourrait causer des endommagements à la formation.

Cependant, dans l'industrie du pétrole et du gaz aujourd'hui, certaines opérations ont été développées pour améliorer la productivité d'un puits en cas d'endommagement de formation. Ceci se fait simplement en modifiant et améliorant la perméabilité de la formation autour du puits de forage ou dans tout le réservoir. Toute opération qui vise à améliorer la productivité du puits en ré-ouvrant de vieux canaux ou l'ouverture de nouveaux canaux dans la roche pour le pétrole et le gaz est appelée stimulation du réservoir.

En d'autres termes, c'est la méthode utilisée pour augmenter la productivité d'un puits en supprimant l'endommagement près du voisinage du puits(acidification) ou en superposant une structure hautement conductrice dans la formation(fracturation).

L'acidification est l'une des techniques de stimulation utilisés et la plus ancienne.

L'objectif de ce mémoire est d'approcher structurellement l'optimisation de la stimulation matricielle par acidification. Afin d'obtenir une base solide dans les différentes étapes de

l'acidification et avant de rentrer dans la partie pratique, on a dédié les premiers quatre chapitres aux aspects théoriques ;une recherche bibliographique sur les méthodes de stimulation pour le premier chapitre; une approche sur l'endommagements de la formation, le Skin et l'analyse nodale avec PROSPER dans le deuxième chapitre; tous ce qui concerne la théorie et chimie de l'acidification pour le troisième chapitre ;le quatrième chapitre concerne les étapes d'une opération d'acidification et la technologie utilisé ;le chapitre cinq contient la partie pratique également consacrée à l'évaluation et l'interprétation des essais pour arriver à des conclusions et des recommandation.



Chapitre I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE



I.1- INTRODUCTION :

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, ou d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits.

I.2- PRINCIPAUX TYPES DE STIMULATION :

2.1- Fracturation hydraulique :

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

2.2- Fracturation à l'acide :

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité.

2.3- Acidification :

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation.
- Solubiliser certain composé de la roche elle-même.
- Modifier l'état physico-chimique.

2.4- Autres traitements :

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs :

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.

- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion instituée.

I.3- BREF HISTORIQUE SUR LES METHODES DE STIMULATION :

3.1- Acidification :

Cependant, on évalue l'histoire des processus de stimulation du puits, l'acidification doit être considérée parmi les techniques les plus anciennes encore en mode modém. Seul le nitro-shooting l'emporte. D'autres techniques telles que la fracturation hydraulique ont été développées beaucoup plus récemment. La connaissance de l'acidification comme méthode de stimulation du puit a commencé au dix-neuvième siècle.

Les premiers enregistrements indiquent que les premiers traitements à l'acide ont probablement été effectués en 1895. Le plus intéressant, l'acide chlorhydrique, l'agent préféré aujourd'hui, a été utilisé dans ces tests. *Herman Frasch*, qui à l'époque était chimiste en chef de la raffinerie de **Solar Standard Oil Co.** à Lima, Ohio, est crédité d'avoir inventé la technique.

De tous les brevets sur acidifiant, le premier (celui délivré à Frasch le 17 Mars, 1896) est peut-être le plus instructif.

Enregistré dans ce document abrégé sont nombreux parmi les éléments des traitements d'acide actuels. Pas aussi important sur le plan technique, mais d'un intérêt historique, est un brevet similaire utilisant l'acide sulfurique, obtenu par *John W. Van Dyke*, directeur général de la raffinerie solaire et un ami proche de Frasch. Par la suite, Frasch et Van Dyke affectés chacun l'autre intérêt de la moitié dans leurs brevets respectifs, révélant peut-être un doute dans l'esprit des inventeurs à ce procédé serait couronnée de succès.

Le brevet Frasch implique un réactif (acide chlorhydrique) qui réagit avec le calcaire pour produire des produits solubles (dioxyde de carbone et de chlorure de calcium) qui peut alors être retiré de la formation que les fluides de puits ont été produits. En revanche, le procédé Van Dyke, en utilisant l'acide sulfurique, il produit du sulfate de calcium insoluble, qui est capable de boucher la formation.

Le concept de Frasch du processus d'acidification contenait de nombreux éléments des techniques actuelles (comme, par exemple, la technique *de MAPDIR* - taux différentiels de pression et d'injection maximale - qui a été développé dans les années 1980 par **Eni E & P**): en effet, il a

anticipé le besoin « de mettre l'acide sous forte pression », afin qu'il puisse être « pressé dans la roche et fait agir sur le même à une certaine distance du trou du puits d'origine ».

La prochaine utilisation importante de l'acide chlorhydrique pour le traitement d'un puits a eu lieu en 1928 à Oklahoma par le **Gypsy Oil Co.**, une filiale de **Gulf Oil CO**. Le problème qui se pose à Gypsy est une échelle calcaire déposée dans le tuyau et dans l'équipement dans certains puits de production à partir d'une formation de grès. Pour une technique utile pour l'élimination du tartre, Gypsy a recherché les conseils de l'Institut Mellon. **Blain Wescott** a rapporté au nom de l'Institut suggère l'utilisation d'acide chlorhydrique en tant que solvant pour le tartre.

L'utilisation de l'acide chlorhydrique par la gypse pour dissoudre le tartre a été couronnée de succès. Son utilisation a diminué, toutefois, au début des années 1930 avec la baisse du prix du pétrole. Ce qui pourrait être décrit comme l'ère moderne de l'acidification a commencé en 1932 dans les discussions entre **Pure Oil Co.** et **Dow Chemical Co.** Pure avait une propriété pétrolière au Michigan et un programme d'exploration actif dans la région. Dow avait des puits de saumure dans la même région. Pure demandait des informations opérationnelles de Dow pour soutenir son programme. Dow, n'ayant aucun intérêt pour la production de pétrole à ce moment-là, a accepté de rendre ses fichiers de saumure accessibles à Pure. Au cours des discussions ultérieures entre Pure et Dow, géologue Pure, **WA Thomas**, sachant que l'acide chlorhydrique réagirait avec du calcaire, et apparemment pas au courant des travaux antérieurs par Frasch, a suggéré que la productivité des puits dans des formations de calcaire pourrait être améliorée par le traitement à l'acide.

Enfin, Pure a proposé d'acidifier l'un de ses puits. Le site de test a été décidé le 11 février 1932, le canton de Chippewa, le comté d'Isabella, Mich. Le puits a été traité avec 500 gal d'acide chlorhydrique. L'acide a été amené sur le site du puits sur un wagon-citerne équipé d'un réservoir en bois de 36 in de diamètre et de 12 pieds de long. Pour cet acide, 2 gal d'un inhibiteur d'acide arsenic ont été ajoutés, à la suggestion de **Grebe**, pour réduire la corrosion du tubing. L'acide a été transféré du camion-citerne au puits par siphonnage avec un « tuyau de jardin » (un tube en caoutchouc qui peut être considéré comme un premier prototype du « Coiled Tubing » moderne). Environ la moitié des 500 gallons d'acide ont été siphonnés dans le tubing. Ceci a été suivi par 6 bbl d'huile pompée dans le tube (avec une pompe à main) après l'acide. Le puits a été fermé la nuit et a été effacé le lendemain matin. Une grande quantité d'émulsion a été enlevée. L'acide restant a été siphonné dans le tubing et déplacé par chasse d'huile.

Ceci semble être la première utilisation d'acide inhibé dans une formation de calcaire. Le puits, qui était mort auparavant, a été traité avec 500 gal d'acide chlorhydrique, puis produit jusqu'à 16 B / D. D'autres puits ont ensuite été traités avec de l'acide. Certains ont répondu mieux que le premier.

Le succès avec des acides en calcaire a apporté les autres à penser à des traitements utiles pour les formations de grès. Le 16 Mars 1933, *Jesse Russell Wilson*, avec la Standard Oil Co. de l'Indiana, a déposé une demande de brevet sur un procédé de traitement des formations de grès avec de l'acide fluorhydrique. Dans ce processus, l'acide fluorhydrique a été généré soit dans le puits de forage, soit dans la formation pour éviter le danger de le manipuler à la surface. *Wilson* a reconnu la capacité de l'acide fluorhydrique à réagir avec le grès et les matériaux siliceux.

Il doit avoir envisagé que son traitement soit particulièrement utile pour l'élimination des endommagements de la formation. Aucun enregistrement n'est disponible pour déterminer la concentration d'acides hydrofluoriques et chlorhydriques utilisés dans ce premier traitement. Néanmoins, les résultats ont été décevants. Les acides ont dissous la matrice calcaire du grès et laissé dans le puits de forage une grande quantité de sable non consolidé qui a ensuite été enlevé par essorage et pompage. Selon ces observateurs, « les produits de réaction des acides sur le sable semblait avoir un effet de bouchage sur la perméabilité de la formation ».

Par la suite, ils ont cessé de travailler sur cette ligne et n'ont pas offert de mélanges d'hydrochlorure d'acide chlorhydrique jusqu'en 1950.

La première utilisation commerciale de mélanges d'acide chlorhydrique et fluorhydrique a commencé en fin 1940 sous les auspices de Dowell. Ce produit, appelé *boue acide*, a été développé pour dissoudre la boue de forage déposée en tant que filtre de cake pendant le processus de forage rotatif. Premiers traitements se sont produits dans la région de la côte du Golfe et ont suffisamment de succès pour justifier un intérêt général et l'utilisation accrue. Le traitement, ultérieurement modifié et amélioré, a continué à être utilisé.

De nombreux traitements acidifiants matriciels des formations en grès ont été menés depuis le milieu des années 1960. En plus des mélanges d'acide chlorhydrique et hydrofluorhydrique chlorhydrique et divers, des acides acétique et formique ont été utilisés, seuls et combinés avec des acides hydrofluorés.

Dans les années 1970 et au début des années 1980, il y a eu une prolifération de systèmes d'acidification de grès «novel». La plupart ont été développés pour fournir certains avantages, tels que :

1. Retardant les dépenses de HF pour obtenir une pénétration des acides vivants plus profonds.

2.Prévention de la précipitation de la réaction HF-Roche des produits.

3.Prévenir la réaction acide excessive, ce qui pourrait entraîner un ramollissement des roches ou une intégrité de formation compromise.

4.Stabiliser les particules fines (argiles, feldspaths, quartz, etc.) qui sont capables de migrer et peuvent provoquer un bouchage des pores.

Pour la plupart, un traitement conventionnel convenablement conçu avec des mélanges d'acides HCl-HF stimulera les formations de grès endommagées. Les risques associés à l'acidification, tels que la migration des fines, la précipitation des produits de réaction et la déconsolidation de la roche peuvent normalement être minimisés avec des volumes et des concentrations appropriés d'acides utilisés.

Dans les années 1980 et dans les années 1990, les développements dans l'acidification du grès se concentrent à l'exécution du traitement plus que la chimie fluide.

Une grande amélioration du taux de réussite de l'acidification de la matrice a grès a été réalisée en surveillant l'évolution de l'effet de Skin, l'enlèvement des endommagements, en temps réel sur le terrain. Cette surveillance de l'emploi évalue si les fluides sont adéquats en tant que composition et volume, ainsi que les traitements nécessitent une modification ou un avenir Améliorations.

En outre, les techniques inclus nitrifiées et traitements à l'acide en mousse, haut-débit/haut-volume d'acidification HF, et CO₂ amélioré d'acidification HF.

Plus récemment, la chimie fluide est de nouveau entrée à l'avant-garde. Des systèmes «novel» sont apparus sur le terrain pour lutter contre des problèmes tels que la ré-précipitation des produits de réaction HF-roche, des formations sensibles à l'acide et des minéraux. Les nouveaux systèmes ou, plus souvent, les retordues sur les anciens systèmes, sont développés principalement pour mettre une société de services en dehors de la prochaine, ou pour répondre aux besoins perçus par les clients. Dans certains cas, cela entraîne des progrès dans la méthodologie de traitement acidifiant et les résultats du traitement.

L'histoire de l'acidification a montré que le succès et l'échec sont fréquents, et les deux peuvent être attendus. Cependant, l'échec et la déception peuvent conduire à une compréhension accrue et à une plus grande réussite future, sinon dans un domaine particulier, certainement dans les champs et les puits ailleurs. Comme méthode de traitement général, l'acidification ne devrait jamais être annulée en raison de résultats décevants. Comme dans tous les progrès scientifiques, de grandes découvertes et des progrès ont été réalisés dans le domaine de l'acidification lorsque le découragement n'a pas mis en place et dépassé la motivation et l'ingéniosité.

3.2- Fracture hydraulique :

Dans les années entre 1890 et 1950, dans l'industrie pétrolière aux Etats - Unis et en Europe a été utilisé pour stimuler les puits en utilisant la nitroglycérine (liquide au début, et solidifie plus tard). Bien que le danger associé à l'utilisation d'explosifs liquides ait limité leur utilisation, ces matériaux étaient immédiatement et spectaculairement réussi pour le tir des puits de pétrole.

L'objet d'un puits de tir a été de fracture ou de décomposition de la formation d'huile pour augmenter à la fois le débit initial et la récupération finale de l'huile. Ce même principe de fracturation a été rapidement appliqué avec une efficacité égale aux puits d'eau et de gaz.

En 1949, *Grant* et al. A mené une série de tests de puits peu profonds pour étudier l'effet du tir du puits sur le taux d'injection par rapport à la relation de pression d'injection d'un puits donné. Ils ont constaté que la capacité d'injection plus élevée du puits après la prise de vue par rapport à celle après la panne de la formation était probablement due à l'échec de l'extension et de l'ouverture de la fracture formé hydrauliquement.

Des éclats importants du puits de forage ont nécessité de grandes opérations de nettoyage après le tir. Les puits élargis et le casing bien endommagé ont empêché un traitement sélectif ultérieur de l'intervalle de production.

L'avènement de la fracturation hydraulique commerciale en 1949, conjugué au risque d'endommager le puits étant traité et la possibilité de blessures graves ou de décès à la personne qui manipule ou "charge" le puits avec une charge explosive élevée, a, à toutes fins pratiques, Éliminé le tir de pétrole et de gaz.

La fracturation hydraulique a été introduit d'abord dans le domaine du gaz Hugoton dans l'ouest du Kansas en 1947. Ce traitement a été menée sur le Klepper n ° 1 puits situé dans le comté de Grant. Le puits a été complété par quatre zones de pétrole calcaires productives de gaz de 2 340 à 2 580 pieds. La pression du fond était d'environ 420 psi. Klepper No.1 avait été complété à l'origine avec un traitement à l'acide à l'aval et a été choisi pour la fracturation hydraulique car il avait un livrable bas et offrirait une direct Comparaison de l'acidification et la fracturation.

L'équipement de pompage mécanique utilisé consistait en une pompe centrifuge pour mélanger le fluide de fracturation de gel napalm à base d'essence et une pompe à déplacement positif pour pomper le gel dans le puits. En raison du risque d'incendie, toutes les unités, y compris les réservoirs de mélange, ont été placés 150 pi à part, ce qui a grandement compliqué la première opération.

Ce traitement particulier impliquait en fait quatre traitements distincts (un sur chacune des trois zones perforées et un sur la section inférieure de trou ouvert) qui ont été conduits à travers des tubes équipés d'un empileur à chevrons. Le traitement de chaque zone était constitué de 1000 gal de l'essence épaissie par napalm suivi de 2 000 gal de l'essence contenant 1% d'un gel aminé briseur.

Les tests des débitmètres, effectués après que le puits a été nettoyé en le soufflant, ont révélé que les caractéristiques de production relative des quatre zones ont été modifiées par les traitements de fracturation. Cependant, la productivité du puits n'a pas été modifiée de manière appréciable. On a conclu que le processus de fracturation hydraulique ne pouvait pas concurrencer économiquement avec une acidification dans ce réservoir de calcaire.

Plus tard, cette hypothèse a été réfutée, puisque, en 1966, la principale méthode de stimulation dans ce domaine était la fracturation hydraulique. L'utilisation de gros volumes de fluide à base d'eau peu coûteux pompé à des taux très élevés s'est révélée être une procédure efficace et économique pour la fracturation et la stimulation des puits. Une très petite stimulation acide a été utilisée dans les deuxième et troisième travaux de ré-stimulation dans le domaine de Hugoton. Par conséquent, le lieu de création de la fracturation hydraulique, où la réponse initiale était si faible que l'économie du processus était discutable, s'est avérée être la zone dans laquelle les traitements utilisant les volumes les plus importants et les taux d'injection les plus élevés sont les plus réussis.

À la suite de l'explosion de la pratique au milieu des années 1950 et d'une augmentation considérable au milieu des années 1980, la fracturation hydraulique massive est devenue une technique d'achèvement dominante, principalement pour les réservoirs à faible perméabilité en Amérique du Nord.

En 1960, plus de 100 emplois par jour ont été effectués aux États-Unis : ces petits travaux (essentiellement orientés vers le contournement des endommagements) ont été exécutés à l'aide d'une ingénierie minimale et sophistiquée.

Fin des années 1970 ont apporté la « deuxième génération » de traitements de fracturation hydraulique, avec de nouveaux progrès dans les matériaux et techniques (utilisation de fluides à *base borates*).

Au début des années 1990, la fracturation hydraulique a d'abord été réalisée sur des puits à haute perméabilité .

Au-delà de la motivation évidente de stimuler le taux de production d'un puits, il existe plusieurs autres objectifs dans la fracturation d'une formation à haute perméabilité :

1. Le contournement de l'endommagement de la formation : une fracture qui pénètre au - delà de la zone d'endommagement près du puits efficacement et annule les effets de cette zone d'endommagement. Ces effets, laissés sans réponse, entraîneraient une perte de productivité et une réduction des pressions invariablement plus importante. Souvent, la simulation de la matrice pour éliminer les endommagements près du puits est partiellement efficace ou totalement inefficace.

2. L'optimisation de l'écoulement de fluide dans la formation : fractures constituent un outil puissant pour modifier l'écoulement du réservoir. Une analogie simpliste pour décrire l'écoulement du fluide dans la fracture d'une formation de perméabilité haute est un réseau routier. La célèbre ancienne route des États - Unis connue comme la route 66 a couru, pour une grande partie de sa longueur, dans les zones peu peuplées où les routes de desserte étaient peu nombreuses, étroites et espacées. La capacité du réseau routier d'alimentation pour alimenter le trafic de l'autoroute était limitée (similaire aux conditions existantes lors d'une fracture hydraulique est placé dans appuyé une formation avec une perméabilité très faible). Dans ce cas, la largeur ou la capacité d'écoulement de l'autoroute n'est pas un problème. Ce qui est nécessaire (et a été construit) est une autoroute longue, étroite (faible conductivité). À titre de comparaison, considérons Loop 610, le «superhighway» entourant la ville de Houston. Le système d'alimentation est situé dans une zone densément peuplée, et les routes d'alimentation sont nombreuses et larges. Ici, la largeur ou la capacité d'écoulement de l'autoroute est essentielle. Faire de cette autoroute plus longtemps n'a aucun effet sur le trafic, et la seule façon d'augmenter le flux de trafic est d'élargir (c.-à-d. Augmenter la conductivité de) la route. Ceci est évidemment analogue à la rupture d'une fracture dans une formation de perméabilité plus élevée, la production de postfracture étant limitée par la largeur de la fracture.

3. Réduction du drawdown près du puits pendant la production : La perte de pression qui est égale à la pression du réservoir moins la pression de fond en écoulement, est la seule force d'entraînement pour l'écoulement depuis le réservoir vers le puits. Au fur et à mesure que le retrait augmente, cela peut affecter la stabilité de la formation. L'instabilité de la formation peut entraîner la migration des fines et du sable dans la région du puits. Une fracture courte et large peut surmonter ce problème en réduisant les pertes de pression et les vitesses dans le sable du réservoir près du Puits.

4. Amélioration de la communication entre les couches du réservoir et le puits : dans de multiples séquences de sable / schiste stratifiés, la couche de sable stratifiée mince ne peut pas communiquer de manière efficace avec le puits de forage jusqu'à ce qu'une fracture est effectuée pour fournir un flux continu, pénétrant verticalement, le raccordement au perforations.

5. La réduction de l'effet de l'écoulement non-Darciens dans la plupart des gaz secs ou des réservoirs de gaz à condensat; en général, pour des perméabilités de réservoir inférieures à 5 md il y a peu d'effet de l'écoulement non-Darcy. Dans les réservoirs de perméabilité plus élevée, le terme non Darcy devient de plus en plus important et pourrait réduire considérablement le taux de production du puits. Une fracture hydraulique fournit une conductivité supplémentaire et les vitesses d'écoulement du réservoir peuvent être suffisamment réduites pour que les effets non-Darcy soient éliminés ou nettement réduit.

Grâce à des capacités de fracturation modernes améliorées et à l'apparition d'une fracturation à haute perméabilité, souvent appelée «Frac-and-Pack» ou d'autres variantes, la fracturation s'est encore développée pour devenir le choix de tous les types de puits aux États-Unis, mais en particulier Puits de gaz naturel.

En 1993, 50% des nouveaux puits de pétrole et 80% des puits de gaz aux États-Unis étaient traités par fracture. La figure II.1 montre l'historique statistique des traitements de fracturation hydraulique aux États-Unis.

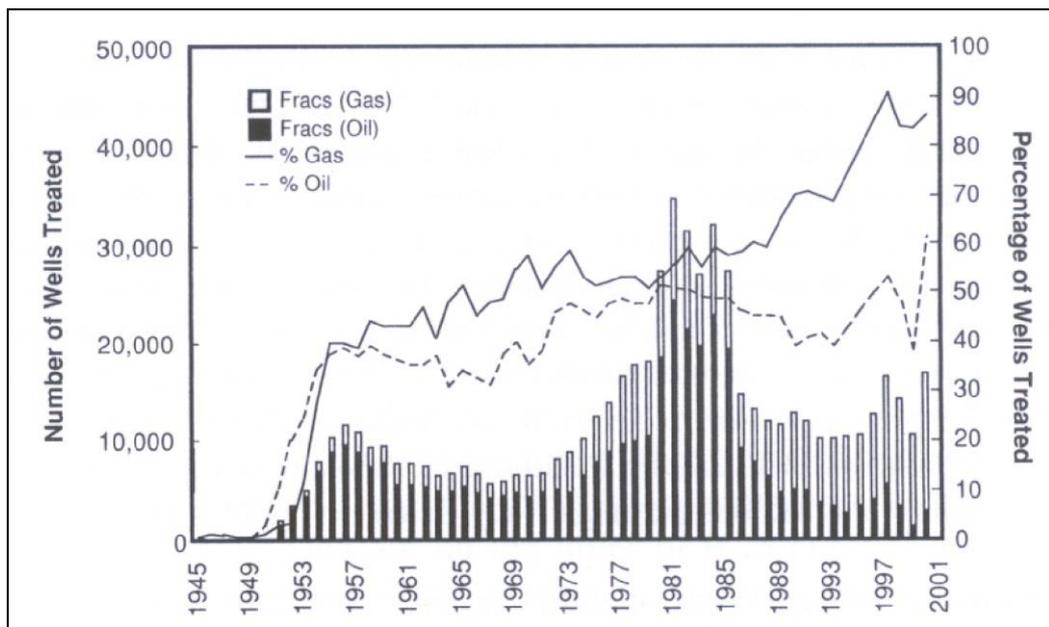


Figure I.1: Fracture comme « achèvement de choix » dans les puits de pétrole et de gaz des États-Unis. (Source : Schlumberger).

L'énorme avantage de fracturer la plupart des puits est maintenant largement acceptée. Même à proximité des contacts à l'eau ou au gaz, considéré comme le flasque de la fracturation, la fracturation à haute perméabilité est appliquée car elle offre une étendue de fracture contrôlée et Limitation du drawdown.

La progression rapide de la fracturation a haute perméabilité de quelques traitements isolés avant 1993 à quelque 300 traitements par an aux États-Unis en 1996 a été le début de cette technique, devenant un outil d'optimisation dominante pour l'achèvement et la production intégrés des puits.

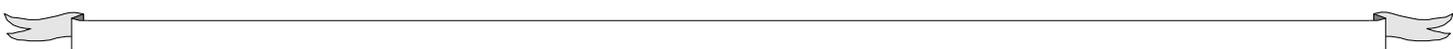
Aujourd'hui, il est établi comme l'un des principaux développements récents dans la production pétrolière, avec plus de 2500 traitements effectués chaque mois.

À l'heure actuelle, les dernières avancées de la technologie concernant les traitements de fracturation hydrauliques sont la « troisième génération » de *Frac-fluides* : les fluides à base tensio - actifs viscoélastiques (VES).



Chapitre II

ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION



II.1-INTROCUCTION :

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif. Le but de ce chapitre est d'aider les techniciens impliqués dans les opérations du puits à prendre les bonnes décisions lorsque la sélection des produits chimiques est requise lors du développement de l'intervention sur les puits.

II.2 SIGNIFICATION DE L'ENDOMMAGEMENT :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

II.3- LOCALISATION DE L'ENDOMMAGEMENT :

Le schéma ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

a- Fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes).

b- Paroi du puits :

- **Cake externe** : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

c- Abords des puits :

- **Cake interne** : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

- **Zone envahie** : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l`environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d`émulsions.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d`incompatibilité d`un filtrat avec les fluides en place.

d- Accumulations des particules :

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

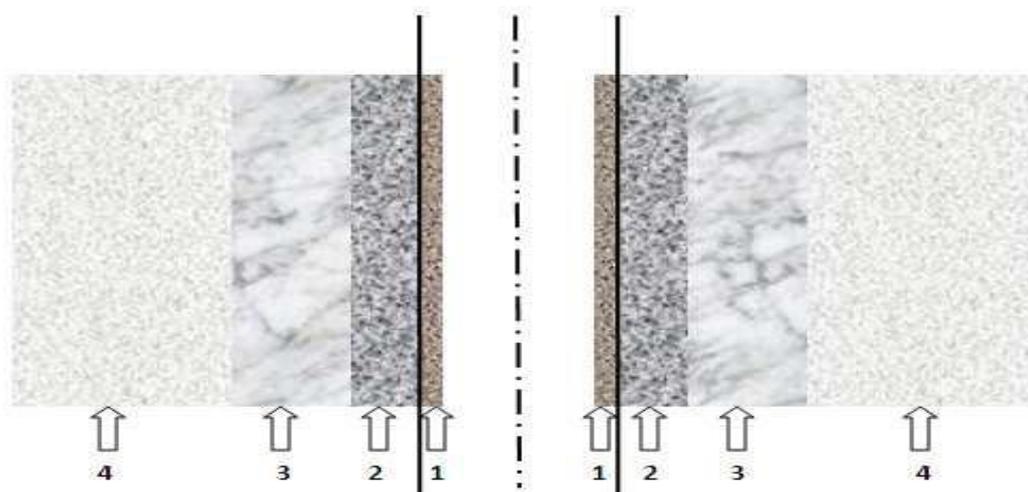


Figure II.1: Localisation des endommagements.

Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits ;

Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;

Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;

Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n`est pas affectée.

II.4- ORIGINE DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION AU CHAMP DE MLE :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement dans le champ d'MLE sont les suivantes :

4.1- Endommagement dû à la formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi lesquels nous citerons :

1.a- Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voir même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond. Mais parfois l'eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

1.b- Dépôts organiques (asphaltènes) :

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression).
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'entassement des asphaltènes.
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltènes.

1.c- Dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

1.d- Dépôts des sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation.

Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: BaSO_4 , CaSO_4 , SrSO_4 . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

1.e- Migration des fines :

Les particules endommageantes qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

1.f- Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion,

Ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles comme la Kaolinite, L'illite et la Chlorite peuvent être dispersées et bloquent par la suite le canal du pore.

4.2- Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et snubing) :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

2.a-Colmatage des perforations :

Au cours des opérations de WorkOver ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

2.b-Changement de mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

2.c-Water Block :

Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Il se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR élevé.

Le water block a autant de chances de se produire que :

- La perméabilité de la couche est plus faible ;
- La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases, l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions interfaciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gas).

2.d-Formation d'une émulsion :

L'invasion de la formation par le filtrat de boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production

(l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion).

Il existe différents types d'acides pour éliminer les différents types d'endommagement causés par les siltes et les argiles ; les « Mud Acid » et les « Clay Acid » sont les principaux.

4.3- Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

4.4- Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

4.5- Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

4.6- Endommagement dû à l'injection d'eau :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

II.5-IMPACT DES ENDOMMAGEMENTS DE LA FORMATION SUR LA PRODUCTION :

5.1-Effet des endommagements sur la Productivité :

L'effet des endommagements de formation sur la productivité du puits est illustré à la figure II.2 Voici le graphique du taux de production par rapport à la pression tracée d'écoulement du fond du trou.

La ligne jaune avec un facteur de skin de zéro représente la production potentielle théorique du réservoir intact.

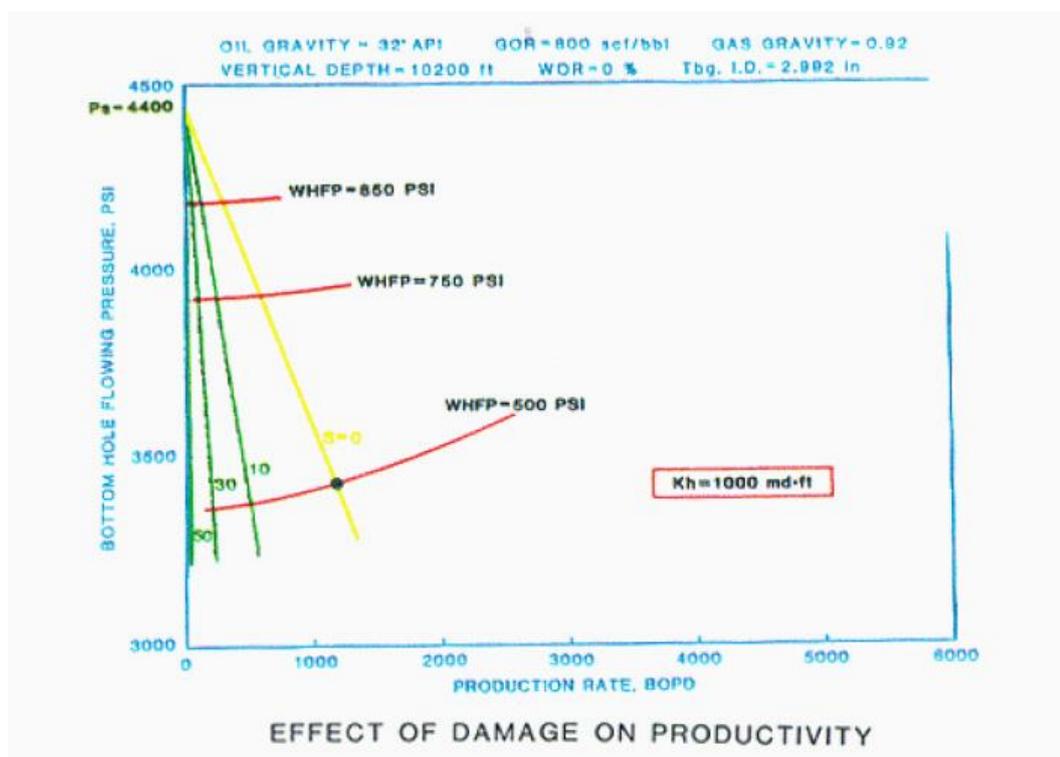


Figure II.2 : Effet des endommagements sur la productivité.

Les lignes vertes montrent la baisse de la production en fonction de l'augmentation des endommagements de formation, représentée par des facteurs skin S plus élevés.

Les courbes rouges représentent la capacité d'admission du tube caractérisée par une certaine valeur de la pression d'écoulement de la tête de puits (WHFP).

L'intrigue montre que le puits peut produire environ 1200 BOPD à une pression de tête de puits de 500 psi pour $S = 0$, alors qu'il serait improductif pour $S = 50$.

Pour les puits de développement, c'est un problème grave, mais il est possible de calculer la production potentielle de manière très précise, puis un traitement de stimulation peut être planifié pour améliorer le taux de production.

Pour les puits d'exploration, le problème du blocage total est plus sévère car un "drill-stem test" (DST) peut être attribué à une faible perméabilité de la formation testée.

L'expérience a prouvé que la seule façon d'évaluer si un test à sec est dû à des dommages graves ou une perméabilité insuffisante est de réaliser une stimulation programmée de la matrice.

5.2- Effet des endommagements de formation sur la Récupération :

Les endommagements à la formation peuvent affecter sérieusement le volume d'huile récupéré à partir d'un trou de forage ainsi que sa productivité. Par exemple, dans les réservoirs multicouches (voir la figure II.3), certaines zones ne contribuent souvent qu'à une très petite mesure, voire à rien, à la production globale de puits. Le relevé du débitmètre sur le côté droit de la figure montre que la production totale est de 500 BOPD, et 90% proviennent de la zone supérieure. La couche intermédiaire ne contribue pas, tandis que la plus basse ne donne que 10% de la production total.

Après une stimulation matricielle efficace, le même bien atteindrait non seulement un taux de production total plus élevé (2200 BOPD), mais aussi un profil de production "complet" de tous les trois intervalles perforés (voir figure 1.4). La couche médiane, précédemment bloquée par les endommagements, contribue maintenant à 18% du puits global production.

Cet exemple montre que la stimulation matricielle permet de récupérer des réserves qui autrement auraient été perdues pour la production.

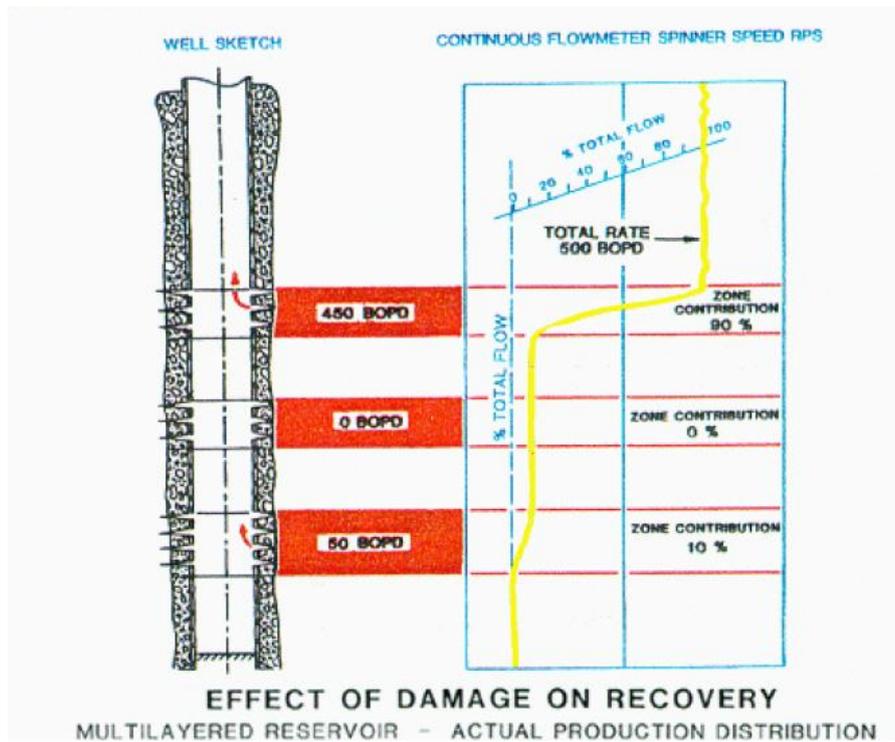


Figure II.3 : Effet des endommagements sur la récupération.

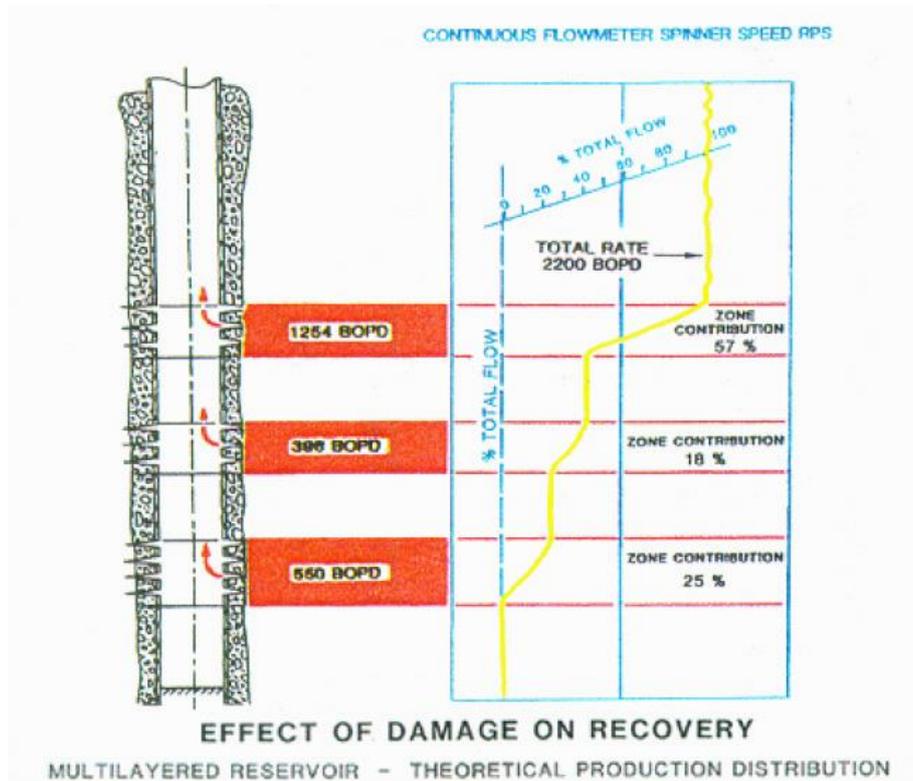


Figure II.4 : Amélioration de la distribution de la production après la stimulation matricielle.

5.3-Effet des endommagements de formation sur la Récupération secondaire :

Un autre exemple de dégâts de formation est l'effet néfaste qu'il peut avoir sur l'injection d'eau dans des opérations de récupération secondaires qui sont normalement susceptibles d'améliorer considérablement le volume total d'huile récupéré à partir d'un réservoir. La figure 1.5 montre l'effet des endommagements de la formation sur la récupération secondaire conduisant à une panne de l'injection d'eau dans la zone la plus basse du puits d'injection. Dans ce cas, la perméabilité a été réduite à des valeurs minimales autour du puits par des endommagements de la formation sévère qui, à leur tour, empêchent l'eau de déverser l'huile dans la zone vers le puits de production, de même que les deux plus élevés Zones.

Un grand volume d'huile récupérable serait donc perdu en raison de l'endommagement de formation dans le puits d'injection, à moins qu'il ne soit traité avec succès par stimulation matricielle.

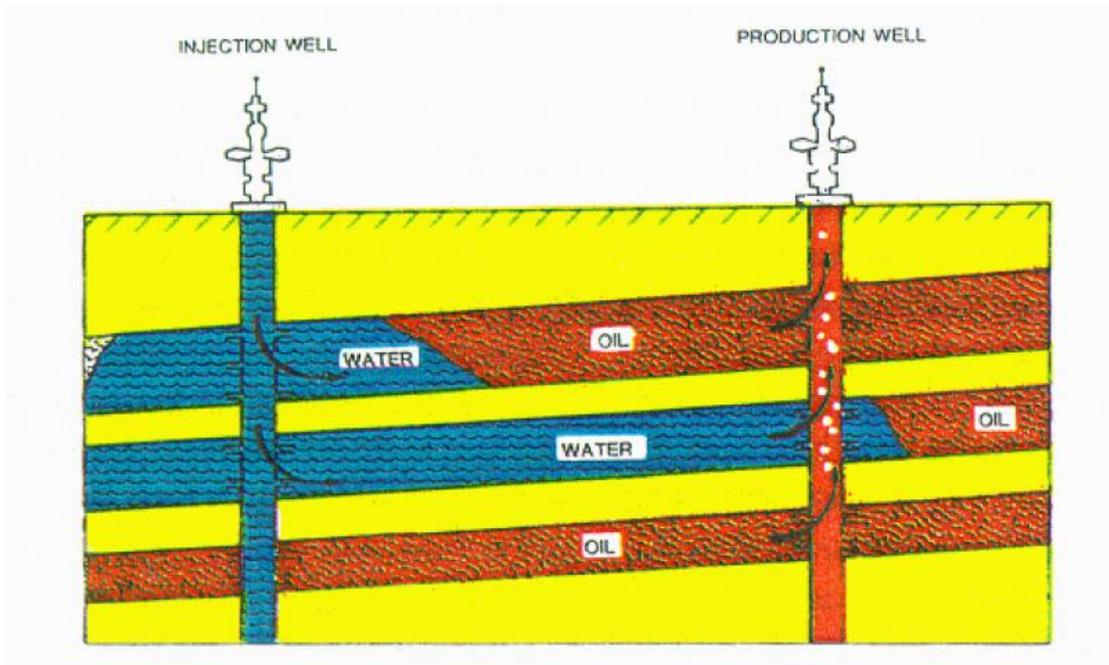


Figure II.5 : Profil d'injection inégale diminue l'efficacité de la récupération

II.6-DÉTECTION DES ENDOMMAGEMENTS :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Analyse du système de production.
- Diagraphie de production (PLT ...).

6.1-Echantillonnages et analyses de laboratoire :

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

6.2- Essais de puits :

2.1- Définition : On entend par essais de production d'un puits l'ensemble des dispositions prises pour mesurer un certain nombre de grandeurs relatives aux couches traversées.

2.2- But des Essais : Le but des essais est :

- Evaluer la capacité de production, ou potentiel, de chaque puits.
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.
- Déterminer le taux de production efficace de chaque puits.
- A partir de ces résultats confrontés avec les conditions économiques, déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement.

2.3- Objectifs des essais : L'objectif des essais est :

- Déterminer la nature et les caractéristiques de l'effluent (fluide produit).
- Mesurer les volumes de cet effluent produit par le puits dans des laps de temps déterminés.
- Mesurer la pression régnant dans le gisement.
- Mesurer les pressions en cours de production.
- Evaluer la perméabilité des couches aux abords du puits (zone altérée).
- Evaluer la perméabilité des couches au-delà de cette zone (K intrinsèque).

2.4- Résultats des mesures : Ces mesures permettent :

- De situer les couches productives et de faire entre elles des corrélations.
- D'identifier le genre du mécanisme de drainage du gisement.
- D'évaluer les réserves.
- De prévoir le déclin du taux de production, en fonction de la capacité de production du puits ou de gisement.
- De connaître les niveaux de contact entre les fluides (contact eau / huile par exemple).
- De connaître les incidents qui peuvent se produire dans le puits ou dans le gisement, tel que l'invasion par l'eau, ou par le gaz (water ou gaz coning), ensablement, éboulements, ponts dépôts de paraffine, etc.
- De comparer l'efficacité de différents modes possibles de mise en production ou d'équipement des puits.
- De comparer l'efficacité de différents modes possibles de mise en production et de comparer l'efficacité de différents dispositifs d'extraction.
- De juger l'opportunité et de mesurer l'efficacité de l'application de procédés de stimulation, de nettoyage des couches, ou de travaux d'entretien des puits.

6.3- Historique complet du puits :

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes d'endommagement.

6.4- Diagraphies de production (PLT, ...):

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de savoir la participation de chaque banc perforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

II.7-NOTION DE SKIN (COEFFICIENT D'ENDOMMAGEMENT) :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits.

Il représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin.

7.1-Origin de skin :

1.a- Perforations :

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin S_p appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos, de leurs répartitions et leurs puissances de pénétration.

1.b- Pénétration partielle :

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits. Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin S_c) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

1.c-Inclinaison du puits :

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits, elle contribue à un skin négatif.

1.d- Fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique améliore considérablement les écoulements aux abords du puits, elle conduit à un skin négatif.

1.e- Puits horizontal :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif dû à l'amélioration apportée aux écoulements.

1.f- Puits à gaz écart à la loi de Darcy :

Dans un puits à gaz la vitesse du fluide aux abords du puits est souvent importante, l'écoulement ne suit plus la loi de Darcy près du puits.

Un skin positif fonction du débit traduit les pertes de charge supplémentaires due à cet écart à la loi de Darcy.

1.g- Endommagement global :

Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$S = S_e + S_p + S_c \quad (\text{Eq II-1})$$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice) ;

S_p : la perte de charge due aux perforations ;

S_c : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partiell

7.2- Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

2.a- Effet de skin sur la perméabilité :

Le rayon r_e et la perméabilité K_e de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de

Hawkins :
$$S = \left(\frac{k_i}{k_e} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (\text{Eq II.2})$$

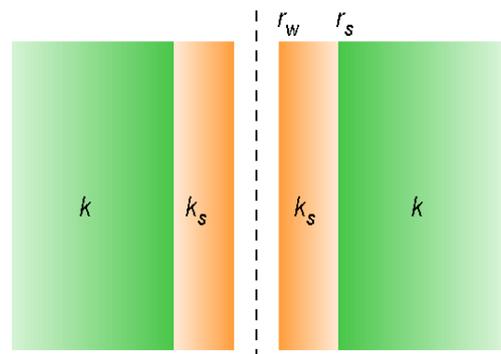


Figure II.6: Effet de skin sur la perméabilité.

Avec :

S : skin.

K_i : perméabilité du réservoir.

K_e : perméabilité de la zone endommagée.

r_e : rayon de la zone endommagée.

r_w : rayon du puits.

On voit que si :

- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- $S < 0$: Correspond à une amélioration ;
- $S = 0$: $K_e = K$ (pas d'endommagement).

2.b- Effet du skin sur la productivité :

1- Index de productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = Q / (P_G - P_f) \quad (\text{Eq II-3})$$

L'IP d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- Turbulence pour un débit important ;
- L'existence du gaz libre ;
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD) ;
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité K .

Il existe deux types d'IP :

- IP_r : productivité réelle en $m^3/h/Kg/cm^2$.
- IP_{th} : productivité théorique de même dimension.

$$IP_{th} = Q / (P_G - P_f - \Delta P_s) \quad (\text{Eq II-4})$$

On remarque que la productivité d'un puits (**IP**) est fonction de la perméabilité et la conductivité (**KH**).

En effet, une diminution ou une augmentation de **K** engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'**IP**.

D'après la relation (4), une diminution de ΔP_s engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du **KH**, elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente : $S > 0$ Alors ΔP_s est élevé, **K** réduit, **IP** faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

La connaissance de l'**IPR** et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile L'équation d'**IPR** :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \frac{Re}{r_w} + S \right)} \quad (\text{Eq II-5})$$

Avec :

q : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

K : perméabilité (md).

h : hauteur du réservoir (ft).

μ : viscosité d'huile (cp).

P_G : pression de gisement (psi).

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi).

Re : rayon de drainage (ft).

r_w : rayon du puits (ft).

S : skin total.

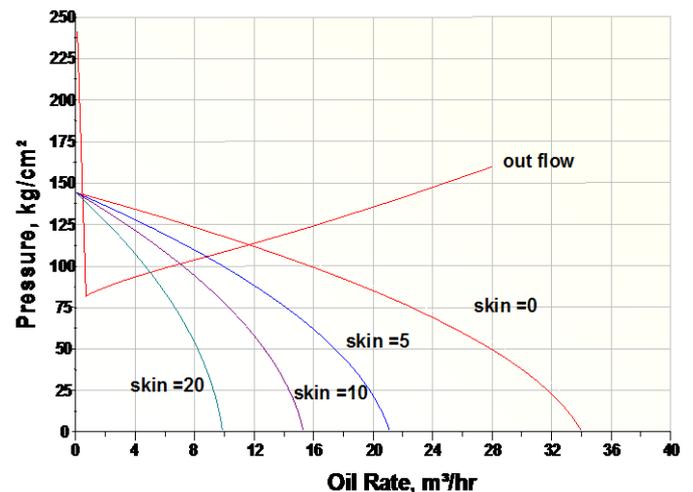


Figure II.7: Variations des IPR pour différents Skin.

2- Méthode de HORNER :

Les notions utilisées sont:

- $P_{wf} (t)$: La pression en écoulement; le temps est compté depuis le début de la mise en production.
- $P_{ws} (\Delta t)$: La pression en remontée de pression; le temps est compté depuis le moment t_p de la fermeture de puits $P_{ws} (\Delta t = 0) = P_{wf} (t_p)$.

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient:

$$P_i - P_{ws} (\Delta t) = \frac{\alpha \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (\text{Eq II-6})$$

$$P_{ws} = f \left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (\text{Eq II-7})$$

Interprétation :

L'équation précédente montre que la pression du fond varie linéairement en fonction de $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$. Si l'on porte sur un graphique $P_{wf} = f \left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ on observe une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m:

$$m = \alpha \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \Rightarrow k h = \frac{\alpha \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m} \quad (\text{Eq II-8})$$

avec le skin S:
$$S = 1,15 \cdot \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + \beta \right] \quad (\text{Eq II-9})$$

Pression extrapolée:

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée.

Elle est notée (p^*)

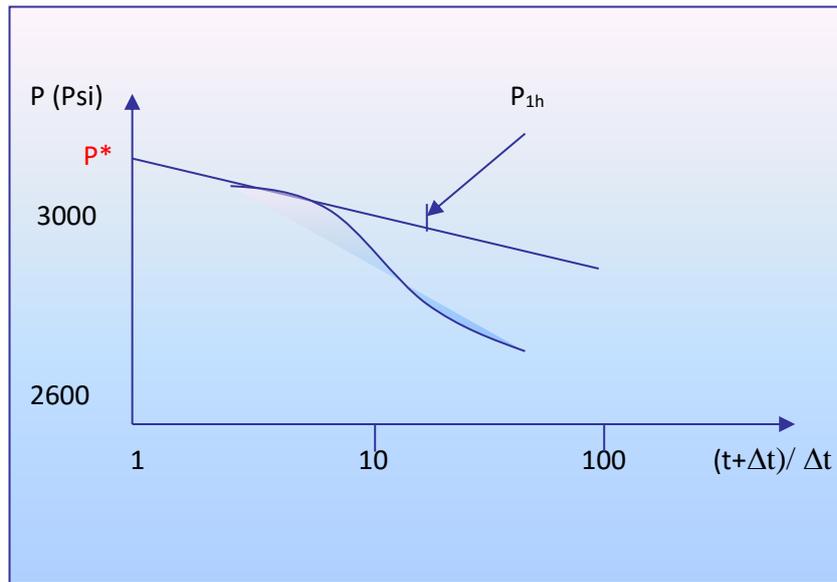


Figure II.8: Courbe de remontée de pression.

II.8- ANALYSE NODAL

8.1-Définition :

L'analyse nodale permet d'évaluer les performances de tout système de production composé de plusieurs éléments en interaction avec un autre.

L'analyse nodal est généralement applicable à tout système - les systèmes électriques, les réseaux de canalisations, etc. - qui peut être schématisé comme un ensemble d'éléments séparés et reliés entre eux par des points appelés nœuds.

En plus d'une représentation schématique du réservoir / puits / système de production en ligne d'écoulement, ce procédé fournit un excellent degré de détail de tous les éléments qui le composent. De cette façon, le technique personnel peut compter sur un outil suffisamment souple qui leur permet de prévoir et simuler les performances d'écoulement du système étudié en termes de pression et le débit.

8.2- Domaines d'application de l'analyse nodale :

L'application de l'analyse nodale ne se limite pas seulement aux phases de prédiction ou de conception d'un système de production à encore mis au point ; il est également très utile de reproduire ceux qui existent déjà et, par conséquent, de surveiller leur efficacité au fil du temps et d'évaluer les

effets des emplois et des traitements de rattrapage possibles sur la stimulation du réservoir ou sur le puits.

Il convient de souligner que l'importance d'une telle méthodologie repose sur l'impact qu'elle peut avoir sur les résultats qui peuvent être obtenus en termes d'augmentation de la production bien car elle permet une évaluation rapide et flexible de l'ensemble du système de production.

Le nom analyse Nodal est dû au fait que le réservoir de puits de surface système producteur est schématisé comme une succession de modules principaux (voir figure I.6), qui est définie chacune par une série de paramètres caractéristiques et relié au module suivant par un noeud. Pour effectuer l'analyse de ce système, un nœud est sélectionné, les performances globales combinées des segments en amont et en aval du nœud sont calculées, puis les conditions opératoires (pression et débit) satisfaisant à la fois les performances sont par la suite défini. Le nom analyse Nodal est dû au fait que le réservoir de puits de surface système producteur est schématisé comme une succession de modules principaux (voir figure II.9), qui est définie chacune par une série de paramètres caractéristiques et relié au module suivant par un nœuds, Pour effectuer l'analyse de ce système, un nœud est sélectionné, les performances globales combinées des segments en amont et en aval du nœud sont calculées, puis les conditions de fonctionnement (pression et débit) satisfaisant aux deux performances sont définies ultérieurement.

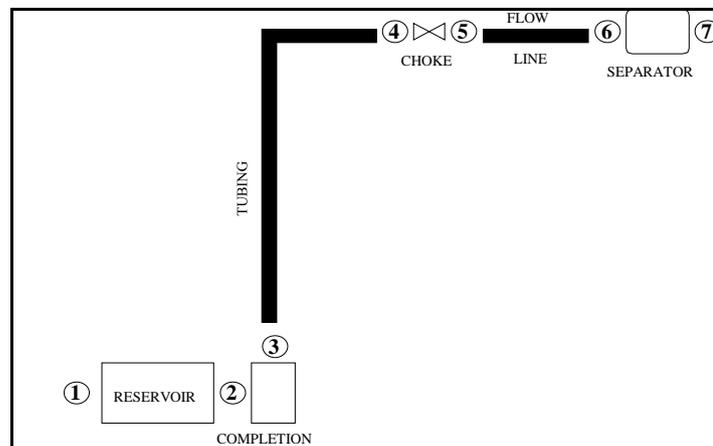


Figure II.9: Modules connectés à l'une subséquence par des nœuds.

De toute évidence, cette succession de modules représente un exemple de modèle de référence. En fait, d'autres modules correspondant, par exemple, aux systèmes de levage artificiels (par exemple pompe électrique submersible), les restrictions (par exemple Nipples, , bottom choke) et des vannes de sécurité (par exemple SSSV) pourraient être ajoutés; la représentation du système

de production peut être réduit ou simplifié (pour ainsi, la tête du tubing peut être le point final de la surface), en fonction du type de système à analyser et le degré de détail requis par le problème.

En outre, il est possible de représenter les deux principaux régimes d'écoulement concernant le réservoir : état transitoire et stable.

L'écoulement depuis le réservoir vers les installations de traitement entraîne une perte d'énergie, à savoir une partie des hydrocarbures de pression ont des conditions de réservoir est dissipée à surmonter les différences de friction et d'élévation lors de l'écoulement depuis le réservoir jusqu'à la surface à travers le réservoir, la complétion du fond de puits, le tubing, la duse et la ligne d'écoulement. La perte de pression le long de chacun des segments qui composent le système est proportionnelle à la vitesse (et, par conséquent, à la vitesse d'écoulement) du flux d'hydrocarbure passant par eux.

Une fois que la schématisation décrite ci-dessus est établie, la tendance de la pression dans le système entier sera obtenue en combinant les pertes de charge liées aux segments individuels et calculés sur la base du taux d'écoulement considéré et les caractéristiques du fluide (s).

8.3-Utilisation de l'analyse nodale :

Le calcul doit toujours respecter les deux conditions principales suivantes :

1.pour chaque nœud, le débit massique entrant le nœud doit toujours être égal au débit massique sortant du nœud.

2.à un nœud quelconque, une seule valeur de pression existe pour chaque taux de flux transit.

A tout moment dans une vie de puits productive, il y a toujours deux valeurs de pression qui restent constante et indépendante de la vitesse d'écoulement et qui sont liés au système nœuds extrêmes entrée et de sortie : la pression moyenne du réservoir p_R (au niveau du point d'extrémité du réservoir) et la pression au séparateur $p_{separateur}$ (au niveau du point d'extrémité du séparateur).

Une fois qu'un nœud a été sélectionné en tant que nœud de solution, l'ensemble des segments en amont tel nœud (vers le réservoir) compensera la section d'entrée, tandis que la partie restante vers la surface sera appelée la section de sortie. Pour une valeur de débit donné, la pression dans ce nœud est calculée à partir des deux points d'extrémité mentionnés ci - dessus :

$$P_{\text{nœud d'entrée}} = P_R - \Delta P_{\text{segments en amont}} \quad (\text{Eq II-10})$$

$$P_{\text{nœud de sortie}} = P_{sep} - \Delta P_{\text{segments en aval}} \quad (\text{Eq II-11})$$

Etant donné que la chute de pression ΔP dans chaque segment dépend de la vitesse d'écoulement, il sera possible d'obtenir, pour le nœud sélectionné, deux pressions en fonction des courbes de débit (de *performance d'entrée* et le *rendement de sortie*), l'intersection de ce qui représente le point de fonctionnement du système de production pour les valeurs de pression déterminées au niveau des points d'extrémité (p_R et p_{sep}) (voir la figure II.10).

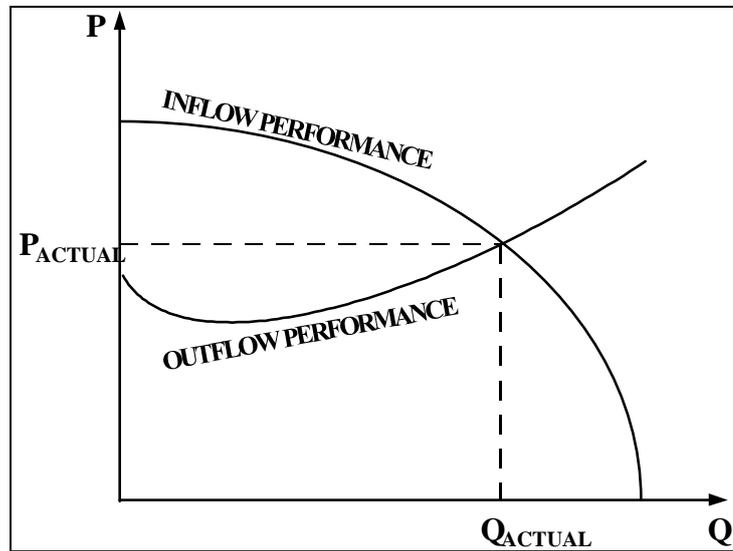


Figure II.10: Performances de flux entrants et sortants combinés pour la prédiction de la délivrabilité du puits.

En général, le fond du puits est le nœud de solution le plus souvent choisi parce qu'il est possible d'évaluer la performance globale du réservoir et de la complétion du fond de puits (entrée), ainsi que la performance globale du système de production restant (sorties), tel que le tubing, la choke, le débit en ligne, etc ... de cette manière, il est plus facile d'analyser les effets que les variations des paramètres principaux des modules individuels (par exemple, la pression du réservoir, la transmissibilité, les caractéristiques de complétion, dimensions du tubing, et la pression dynamique en tête du tubing) présentent sur l'ensemble de conditions de fonctionnement du système.

Le « *module de réservoir* » est l'élément fondamental de l'ensemble du système de production décrit jusqu'à présent. En fait, il représente la source des hydrocarbures destinés à circuler à travers l'ensemble du système de production de l'étude (la partie de réservoir communiquant avec le puits, à partir de la limite extrême de la zone de drainage tout le chemin vers la face de sable, où « face de sable » désigne la limite entre le réservoir et la complétion du fond de puits). Dans une complétion de casing perforée, ce qui correspond à l'extrémité du tunnel de perforation, tandis que, dans un trou ouvert, elle coïncide avec la paroi du trou.

8.4- Inflow Performance Relationship (IPR) :

La pression du fond de puits sur la face de sable peut être tracée sur un graphique en fonction de la vitesse d'écoulement, en obtenant ainsi la *courbe* dite **Inflow Performance Relationship (IPR)**. Ce terme indique la performance qui coule du réservoir jusqu'à la face de sable.

La figure II.11 montre les variations du IPR à l'équilibre d'un puits de pétrole pour les différents effets de Skin.

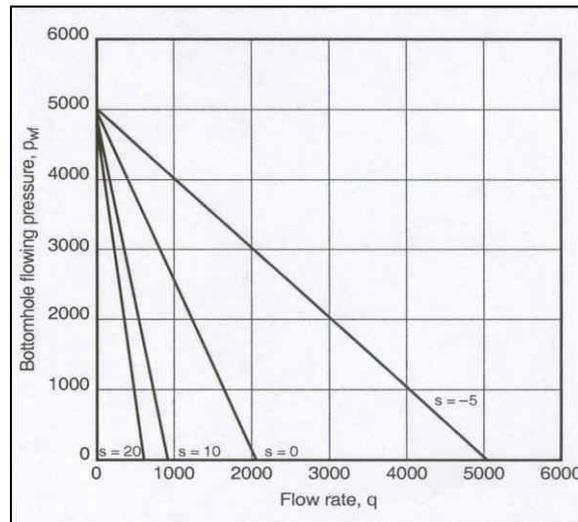


Figure II.11: Variations d'un IPR stable d'un puits de pétrole pour des différents Skin.

Le « *module de complétion Bottom-hole* » désigne la partie du puits à travers lequel les hydrocarbures circulent depuis le réservoir jusqu'à la surface. Ce module peut comprendre généralement à la fois le tubing lui-même et les segments du casing (entre l'intervalle rempli et le sabot du tubing), ainsi que l'écoulement annulaire entre le tubing et le casing.

Comme tous les autres éléments mentionnés précédemment, les hydrocarbures perdent une partie de leur énergie de pression lors d'un voyage à partir du fond du puits à la surface pour surmonter les différences d'altitude et les pertes par frottement. La différence entre les pressions du fond de puits (p_{bh}) et le point de sortie (p_{wf}) dépend principalement du type de fluide (liquide, gaz, liquide-gaz), les caractéristiques de PVT (en particulier dans le cas de l'huile ou condensat), la géométrie du tubing (diamètre intérieur, longueur, rugosité), la différence d'élévation verticale, le régime d'écoulement (laminaire ou turbulent) et le débit.

8.5- Outflow Performance Relationship (OPR) :

En outre la pression du fond de puits vers la surface (outflow) peut être tracée sur un graphe en fonction de la vitesse d'écoulement, en obtenant ainsi la *courbe* dite **Outflow Performance**

Relationship (OPR) . Celui - ci indique la courbe de performance du tubing, et peut également être appelé courbe de *verticale Performance Lift (VLP)* .

8.6- Point de fonctionnement :

La productibilité du puits est la combinaison de l'inflow du réservoir, comme illustré par l'IPR du puits et la courbe des performances du tubing VLP qui représente essentiellement pour toutes les pertes de charge associées à la tuyauterie du puits. Cette combinaison apporte les composants du système de production de pétrole ensemble et peut également être utilisé pour le diagnostic du puits, l'analyse et l'identification des pièces défectueuses ou mal fonctionnement du système, etc.

L'analyse nodal ou l'analyse des performances du système est utile non seulement pour identifier une solution spécifique pour un puits donné des IPR et de la performance du tubing. Il peut également être utilisé pour expérimenter un certain nombre de différentes options de modification des IPR telles que la stimulation de la matrice et la fracturation hydraulique, différentes densités de perforations même puits horizontaux et complexes. Aussi différents modèles de puits et des conditions de fonctionnement telles que le diamètre du tubing, la pression de tête de puits, chokes d'arrêt et méthodes de levage artificiels peuvent être pris en compte dans la courbe de performance du tubing. Toutes les options, correctement examinées peut conduire à une optimisation économique: les coûts supplémentaires entre modèles peuvent être mis en balance pour une performance incrémentielle du puits.

La figure II.12 présente l'une des utilisations les plus courantes de l'analyse nodale. L'IPR du puits est représentée avec trois courbes de VLP (chacune correspondant à une pression de tête de puits différente - et peut-être un autre mécanisme de levage artificielle - dans le cas d'un puits de pétrole ou d'un diamètre de tubing différent dans un puits de gaz). Les trois taux de production différents au fil du temps peuvent être équilibrée contre les aspects économiques supplémentaires des différentes options et de complétions.

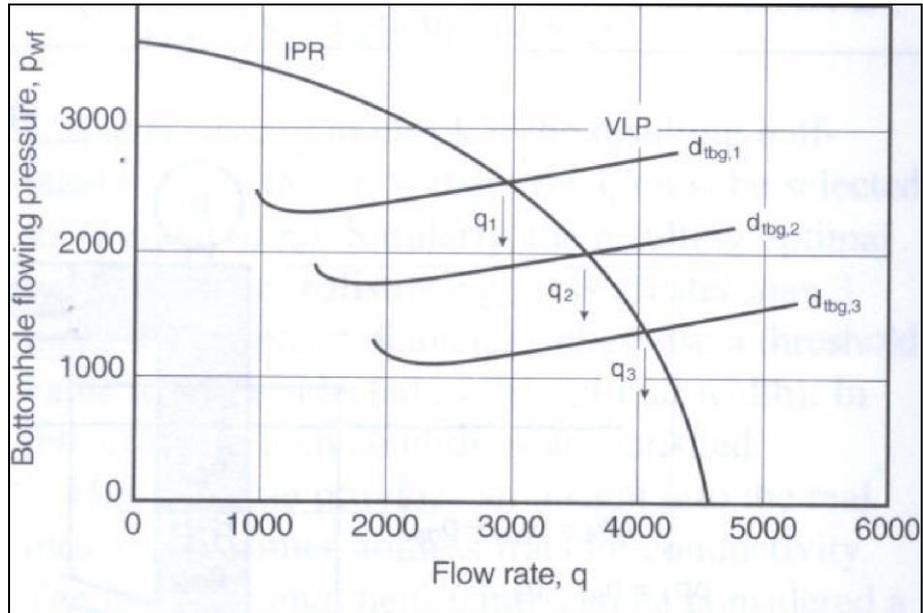


Figure II.12: Variations de la courbe de IPR pour différents diamètres de tubing, et l'effet sur la productivité du puits.

La figure II.13 montre une seule VLP mais trois différentes courbes d'IPR (chacune correspondant à un traitement différent de stimulation - acidification matricielle ainsi que la fracturation hydraulique - conception). Encore une fois, les avantages supplémentaires au fil du temps doivent être équilibrés par rapport aux coûts supplémentaires des différents modèles de stimulation.

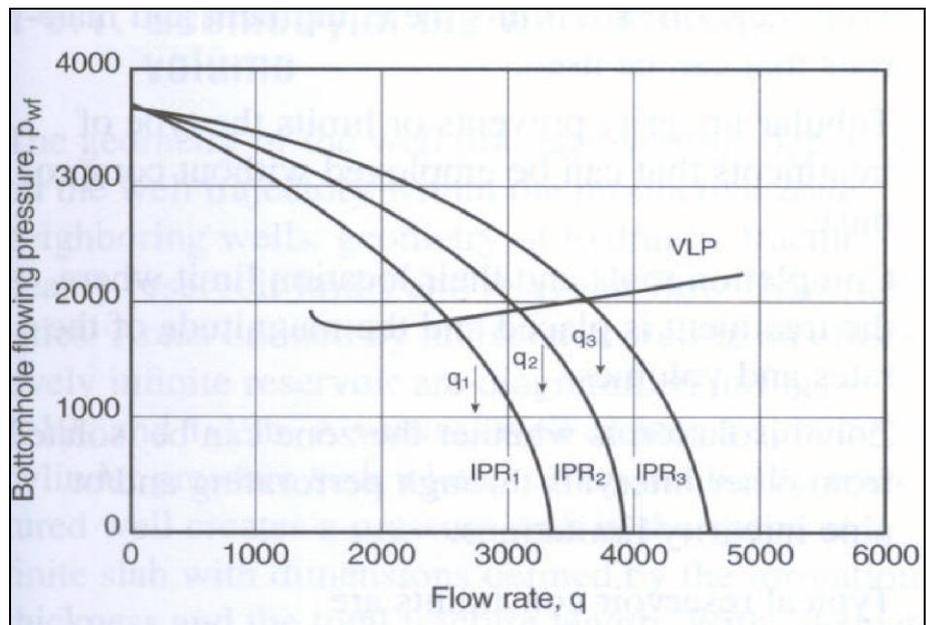


Figure II.13: Variations de la courbe IPR (par exemple, pour les Skin différentes) et les effets sur la productivité du puits.

8.7- Utilisation du logiciel PROSPER :

7.1- Aperçu sur le logiciel PROSPER:

Le logiciel PROSPER (**production and Systems performance**) est un logiciel d'analyse de performance des Systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et de la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre, permettent aux designs existants d'être optimisés.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PROSPER donne des calculs exacts. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir.

7.2- Domaines d'application de PROSPER :

Avec PROSPER, l'assurance de flux détaillé peut être étudiée au niveau du puits et du pipeline de surface. PROSPER fournit des fonctionnalités de correspondance uniques qui permettent d'accorder la PVT, les corrélations de flux multiphase et les droits de propriété intellectuelle pour faire correspondre les données de terrain mesurées, ce qui permet de construire un modèle cohérent avant d'être utilisé dans la prédiction (sensibilités ou conception de levage artificiel).

-Analyse du système de production:

- Modèles de performance d'entrée (IPR) s
- Poêle horizontal avec chute de pression bien
- Multi-couche avec chute de pression bien
- Fracture hydraulique
- IPR dépendant du temps
- Multi-latéraux
- Double porosité
- Sortie
- Calculs de stabilité des tubes
- Modèle de réduction de pression de puits propriétaire

- PVT - Huile, Gaz, Condensé - Huile Noire ou Entièrement Composition
- Vérification de la qualité des tubes et des pipelines
- Analyse de sensibilité

-Types de puits:

- Gaz, pétrole, eau, condensat, vapeur, puits d'injection
- Naturellement coulant
- Soulevé artificiellement
- Multi-couche
- Multi-latéral
- Angulaire et horizontal

-Analyse et conception du système de levage artificiel:

- Pompe submersible électrique - ESP
- Ascenseur de gaz
- Pompes hydrauliques - HSP
- Pompes à cavité progressives - PCP
- Pompes Jet
- Beam Pumps - Rod
- Concevoir de nouveaux systèmes de levage artificiel
- Vérifier l'efficacité du système existant

7.3- Organigramme de fonctionnement du PROSPER:

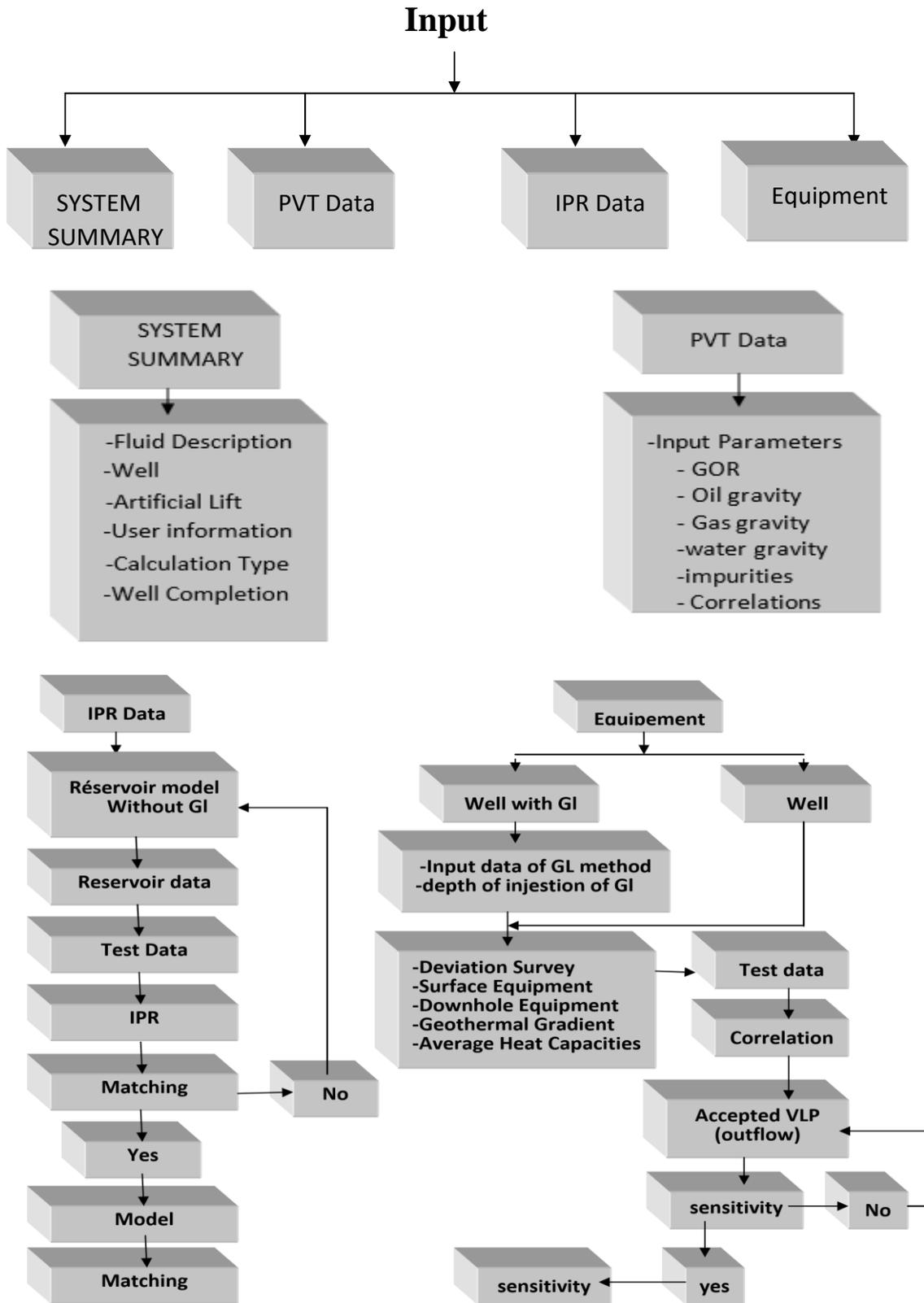


Figure II.14: Organigramme de fonctionnement du PROSPER.



Chapitre III

*THEORIE ET CHIMIE DE
L'ACIDIFICATION*



III.1-THEORIE DE L'ACIDIFICATION :

1. 1- Définition :

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz, ou de l'injectivité des puits injecteurs de gaz ou d'eau.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisent la productivité des puits.

La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche, pour éviter de by passer l'endommagement.

La préparation d'un programme d'acidification matricielle demande beaucoup d'engineering étant donné le grand nombre de facteurs qui sont en jeu.

1.2- Justification d'un traitement par acidification :

Le succès de toute stimulation dépend de la qualité de l'analyse préalable des données fournies par le puits.

Sous l'aspect du traitement, les formations peuvent être classées en trois catégories :

- Formations à perméabilité dégradée aux abords du puits.
- Formation à perméabilité naturellement faible.
- Formation non endommagée.

Les formations à perméabilité dégradées sont candidates à une restauration par acidification.

Les formations à perméabilité naturellement faible seront plutôt candidates à une stimulation du type fracturation.

Enfin, dans un souci d'accroissement de la rentabilité et la réduction du nombre de puits sur un gisement, on peut envisager de stimuler par acidification des puits non endommagés.

L'évolution de l'état d'un puits ainsi que l'estimation des chances de succès d'un traitement sont donc très importantes avant toute prise de décision.

En général, les raisons d'un traitement de puits sont les suivantes :

- Obtenir, pour un nombre de puits donné, un profit plus rapide par l'augmentation de la production.
- Améliorer la récupération finale par réduction des pertes de charges, permettant une utilisation meilleure de l'énergie de réservoir et une moindre sollicitation des interfaces eau-hydrocarbures.
- Minimiser le nombre de puits.

1.3- Informations nécessaires à tout projet d'acidification :

Acidifier un puits n'entraîne souvent pas un gain en production si les informations capitales ci-dessous ne sont pas prises en compte.

Pour sélectionner un puits candidat à l'acidification et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

- Le rapport géologique.
- Le rapport de production du champ.
- Le rapport de complétion du puits.
- L'historique de production du puits.
- Le rapport de test.

a- **Rapport géologique:** Les analyses sédimentologiques et pétrophysiques nous renseignent sur:

- La nature de la roche.
- La Teneur en argile.
- Le type d'argile.
- La présence de fracture ou de fissure.

b- **Rapport de production du champ :** Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits (dispersion des valeurs de perméabilité et l'indice de productivité).
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile).
- Type de stimulation employée et différents acides et additifs.

c- Rapport d'implantation et de complétion du puits : Ce rapport contient :

c.1 - Position stratigraphique :

On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation cône d'eau ou de gaz.

c.2- Historique de forage :

On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.

c.3- Diagraphie :

A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray, diamètreur etc....).

On aura des informations sur :

- La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité.
- Les paramètres mécaniques de la roche.
- La consolidation des paramètres de la roche.
- La saturation en fluides.
- La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat.
- La régularité du trou (étranglement et présence de caves).

c.4- Analyse des carottes :

Cette analyse permet d'avoir des informations sur :

- La nature de la roche.
- La porosité et la perméabilité.
- La mouillabilité.
- La solubilité des colmatants ou particules minérales dans les acides (réponse à l'acide).
- Teneur en fer.

d- Rapport de test : Les données fournies par ce rapport sont :

- Débit : Q.
- La pression de fond P_F et pression de tête P_T .
- WOR, GOR.

- L'analyse des fluides.
- L'interprétation des essais de remontée de pression.

1.4- Préparation pour une acidification :

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivantes :

- S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin.
- Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions.
- Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention par acidification, par la détermination des performances du puits.
- Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges... etc.).
- Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation.
- Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré.
- Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que l'acide soit bien réparti.
- Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré.
- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits.
- Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement.

III.2-CHIMIE DE L'ACIDIFICATION :

2.1- Fluides de traitement :

L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation par acidification. Son rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétrophysiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits.

Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser.

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation :

- Acides Chlorhydrique.
- Mud Acid.
- Acides Organiques.
- Clay Acid.
- Organic Clay Acid.

Ces acides doivent donc :

- Réagir sur la roche ou partie de la roche dans laquelle ils sont injectés, et donner des produits de réaction solubles.
- Pouvoir être inhibés, pour protéger le matériel tubulaire.
- Être les moins dangereux possible à manipuler.
- Facilement disponible et peu coûteux.

2.2- Type et action des acides :

2.a- Acide chlorhydrique :

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- Fracturation des carbonates.
- Acidification des grés (matrice seulement).
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCL-HF.

- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate.
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide.
- Lavage des perforations.

-Action sur la matrice :

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles de façon générale.

Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire. D'autres minéraux en effet, les « impuretés », sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.

-Action sur l'endommagement :

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdisant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCL a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction.

Sinon, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdisant, ou à l'état de dépôt dans le puits.

-Avantages :

L'acide chlorhydrique possède plusieurs avantages dans son application :

- Faible coûts et disponibilité.
- Facilement inhibé pour éviter l'attaque des tubulaires.
- Pouvoir contrôler la tension superficielle pour aider à :
 - Pénétration.
 - Propriétés de mouillabilité.
 - Facilité de dégorgement.
 - Réduction des pertes de charge par friction.
 - Peut-être émulsionné pour avoir une vitesse de réaction lente.
 - Facilite les propriétés de desémulsification pour un dégorgement rapide.
 - Aider le déplacement facile des produits de réaction solubles dans l'eau.

L'acide HCL est reconnu comme étant le meilleur acide pour la plus part des applications. Cependant il possède des limitations compte tenu de sa vitesse de réaction dans certaines formations, il est important d'optimiser sa concentration et le temps de pompage. Par ailleurs, cette dernière dicte le choix des additifs à utiliser. Certains sont solubles dans l'acide chlorhydrique et pas dans un acide ayant perdu ces caractéristiques (mort).

2.b- Acide fluorhydrique :

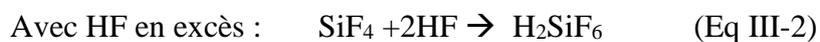
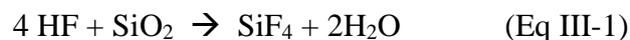
L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF.
- Acidification matricielle des formations gréseuses.
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCL.
- Ses concentrations varient de 1.5% à 6 %.
- 1 gallon de HCL 12% et HF 3% peut dissoudre 0,217 Lb de grés.

-Action sur la matrice :

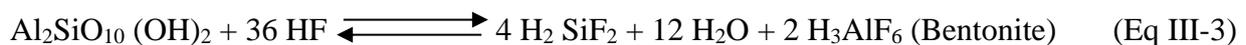
Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes.

- Quartz



Cet acide fluorosilicique peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.

- Argiles



- Carbonates



-Action sur l'endommagement:

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique.

Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

- HCl 12 % - HF 3% : Regular Mud Acid.
- HCl 10 % -HF 2% : medium Mud Acid.
- HCl 6 % - HF 1.5 %: half Strength Mud Acid.

2.c- Autres types d'acide :1. Acides organiques :

Peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou comme des retardateurs) à cause de ses faibles vitesses de réaction, On utilise généralement :

2. Acide acétique CH₃COOH :

L'acide Acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il est surtout utilisé pour sa faible vitesse de réaction et sa stabilité à haute température.

L'équation de sa réaction avec les carbonates s'écrit :

3. Acide formique : HCOOH :

C'est un acide qui est plus fort que l'acide acétique et plus faible que l'acide chlorhydrique.

La corrosion du métal due à l'acide formique est plus uniforme que celle produite par l'HCL. Il existe des inhibiteurs qui permettent son utilisation sans causant la corrosion.

La réaction avec les carbonates s'écrit :

4. Organic Clay Acid :

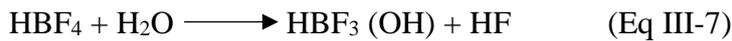
C'est un système d'acide retardé composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut stabiliser les argiles dans les pores.

Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCL ayant des températures < 150°.

5. Clay Acid (Acide fluoborique HBF₄) :

L'acide Fluoborique n'est que partiellement hydrolyse, et cette hydrolyse se poursuit au fur et à mesure que l'HF généré réagit sur la roche.

La réaction d'hydrolyse est :



Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour son pouvoir de dissoudre les argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois du pore.

La réaction de l'hydrolyse est relativement lente, cet acide peut donc être injecté profondément dans la matrice.

6. MSR (Mud and Silt Remover) :

Le MSR est une solution acide, soit HCL, soit Mud Acid, et un agent tensioactif, cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides (ciment, boue...).

7. Sandstone :

C'est un acide utilisé par la compagnie de service **BJSP**, destiné pour les roches gréseuses, sa formulation est de HCL 9% et HF 1%.

8. K-Spar (Sandstone 2000) :

C'est un acide utilisé par la compagnie de service **HALLIBURTON**, avoir presque la même formulation de Sandstone avec une différence des additifs.

2.3- Réactions secondaires :

Le but le plus fréquent d'une acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits. Il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans précaution et sans étude préalable peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer ; cet endommagement représente les produits de réactions secondaires de l'acide.

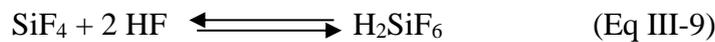
Il existe principalement :

3.a- Précipitation de CaF₂ (Fluorure de Calcium) :

Le CaF₂ se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCL empêche un tel précipité de se former, en maintenant un PH acide.

3.b- Précipitations des fluorosilicates :

La réaction primaire de l'HF sur la silice :



Engendrant de l'acide fluorosilicique, qui peut s'ioniser en 2H⁺ et SiF₆⁻

L'ion H⁺ contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.

L'ion hexafluorosilicate réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, Sodium, Potassium.

3.c- Hexafluorosilicate de calcium :



Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème.

3.d- Hexafluorosilicate d'ammonium :



Ce gel est aussi soluble dans l'eau et dans l'acide et est totalement éliminé au cours du dégorgeement, la présence de l'ion de NH₄ est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

3.e- Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium :



Ces produits sont insolubles et peuvent être la cause du colmatage de la matrice après acidification. Ces précipités se forment et se déposent si l'acide est laissé en place dans la formation, en condition statique et si le PH augmente (le milieu de reste plus acide).

Dans les formations contenant de l'eau fortement salée, on minimisera les risques de formation du précipité en utilisant un preflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible.

3.f- Précipités métalliques :

Le fer, sous divers degrés d'oxydation, est présent dans la solution acide et dans la formation. Ce fer provient de :

- La dissolution de la rouille présente dans le matériel tubulaire et dissoute par l'acide en cours de pompage.
- La corrosion des équipements de fond, sous l'action de bactéries ou des fluides en place.
- De la roche, elle-même, qui contient des oxydes de fer (pyrite FeS_2 , sidérite FeCO_3 , hématite Fe_2O_3).

Ce fer existe essentiellement sous deux états ioniques : Fe^{++} dans des conditions anaérobies, Fe^{+++} en milieu oxydant ; les diverses combinaisons chimiques dans lesquelles est engagé le fer sont généralement très solubles dans les acides, quel que soit l'état d'oxydation.

Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque les solutions acides injectées sont épuisées, c'est-à-dire lorsque le PH remonte vers la neutralité.

Les dommages causés par la précipitation des composés du fer sont dus surtout à la forme ferrique Fe^{+++} dont la précipitation se forme d'hydroxyde survient pour des PH compris entre 2 et 3 ; la forme Fe^{++} ne précipite qu'au-delà de la neutralité.

Remarque :

Les quantités dissoutes, sont en fonction de la nature du minérale et de la concentration de l'acide, on peut citer les chiffres suivants :

- 1m^3 de solution à HF 4% - HCL 11 % peut dissoudre 20 Kg de silice ou 30 à 60 Kg d'argile,
- 1m^3 d'acide Chlorhydrique à 15% peut dissoudre 180Kg de calcite,
- 1000gallons d'acide Formique peuvent dissoudre 440Kg de calcaire,
- 1000 gallons (HF 3% - HCL 12%) peuvent dissoudre 227Kg d'agile et 790.5 Kg de Calcaire.

2.4- Choix de l'acide :

Le fluide de traitement agissant directement sur la cause du colmatage et dans un environnement matriciel donné, il est essentiel de bien caractériser ces deux paramètres. On distinguera les trois cas principaux ci-dessous.

4. a- Endommagement consécutif aux fluides :

Il concerne les particules solides des fluides et de complétion ainsi que le gonflement des agiles de la couche.

On utilise un Mud acid dont la formulation est adaptée à la minéralogie du réservoir (réaction secondaires) et à l'effluent. Le clay acid est utilisable également, surtout en présence de l'ion K (illite, feldspath potassique). Notons qu'un HF faible est recommandé pour les réservoirs assez peu perméables (< 50 md).

4. b- Endommagement par migration des fines :

On opère par dissolution du colmatage et stabilisation en place des fines non dissoutes. Un fluide du type clay acid est recommandé.

4. c- Formations fracturées :

Le colmatage des fractures naturelles ou induites par fracturation hydrauliques fait appel à la dissolution et/ou la mise en suspension de l'endommagement. Un Mud acid adapté à la minéralogie est utilisé avec des agents séquestrant et de mise en suspension des fines.

- Remarques importantes :

Grés calcaires : en matière de traitement, on dénomme ainsi les grés contenant au moins 20 % de carbonates. A partir de cette valeur en effet, un simple preflush de HCL n'est plus considéré comme suffisant pour éviter à HF de réagir avec CaCO_3 et de donner un précipité de CaF_2 . L'acide chlorhydrique doit alors être utilisé seul, et non avec HF, comme si l'on avait affaire à un carbonate franc.

Puits très chauds (> 150°C) : selon les cas il est recommandé de remplacer le mélange HCL-HF par un mud acid organique (grés calcaires) ou une solution non-acide d'agents séquestrant et de suspension des argiles (paragraphe B, C, grés calcaires).

2.5-Facteurs non minéraux influençant la réaction :

5.a- Concentration de l'acide :

La perte initiale de perméabilité dans le drainage ARC est plus sensible quand l'acide est plus concentré mais, inversement, l'augmentation qui suit est plus forte toute chose égale. De même, la vitesse de réaction est plus rapide avec un acide plus concentré.

5.b- Température :

La température accélère la vitesse de réaction, on a cependant à tenir compte d'un certain refroidissement du réservoir lors du pompage, lequel reste assez difficile à évaluer car il dépend à la fois de la température du fluide pompé et du débit d'injection.

5.c- Vitesse d'écoulement :

D'une part, celle-ci peut être reliée à la baisse initiale de K lors de l'arrivée de l'acide et, dans ces conditions, une augmentation de la vitesse d'écoulement est susceptible d'entraîner une désintégration un peu plus conséquente de la matrice par action mécanique. D'autre part, une augmentation du débit permet surtout d'atteindre un rayon plus important autour du puits, même si l'attaque de l'acide a alors tendance à se localiser principalement sur les solubles de la formation.

5.d- Pression :

Contrairement aux carbonates où la présence de CO_2 ralentit la réaction tant qu'il reste dissous, dans les grés le gaz SiF_4 produit accélère la réaction tant qu'il reste en solution sous pression. Avec la très grande surface spécifique des argiles et la température, c'est un facteur supplémentaire de neutralisation rapide du mud acid. On notera toutefois la possibilité d'avoir en même temps une certaine quantité de CO_2 dissous, et l'action opposée de ces deux gaz ne permet pas d'évaluer avec précision globale de l'ensemble.

2.6- Additifs :

Leur emploi correspond à un double objectif :

- Améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation
- Diminuer les effets secondaires néfastes

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additifs, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits et de pompage.

Le choix des additifs résulte en principe d'essais de laboratoire et de la considération d'éléments de l'opération :

- Caractéristiques pétrophysiques de la formation.
- Nature du puits (à huile, à gaz ou injecteur).
- Type de complétion.

On distinguera :

6.a- Inhibiteurs de corrosion :

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide et du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide.

Dans la pratique sont surtout utilisés :

- Les alcools insaturés.
- Les dérivés organiques azotés (sels d'ammonium quaternaire, par exemple).

Les dérivés de l'arsenic ont été abandonnés en raison de leur toxicité.

En tout état de cause et afin que le film protecteur puisse avoir un effet réel, il importe que le matériel à inhiber soit parfaitement propre et débarrassé de tout dépôts et oxydes.

6.b- Agents de contrôle du fer :

Afin de pallier aux inconvénients causés par la précipitation des produits de réaction de l'acide avec les minéraux et les dépôts contenant le fer, des produits appelés séquestrants sont ajoutés à la solution d'acide, dans le but de les maintenir en solution. Divers séquestrants sont proposés tels que :

- L'acide citrique : pour des teneurs en fer modérées.
- L'acide lactique : très efficace mais à température $< 65^{\circ}$.
- Des produits complexes comme le NTA (Nitrilo Triacetic Acid) et l'EDTA (Ethylene Diamine Tetra-acetic Acid).

Le choix du produit et de sa concentration est fonction de la température de formation, du temps de réaction de l'acide, de la nature des dépôts et de la teneur en fer des minéraux de la formation.

On se rappellera que leur ajout doit se faire dans le preflush et non dans le mud acid ou l'overflush.

6.c- Réducteurs de frictions :

Cet additif a pour fonction de diminuer les forces de frottements qui impliquent une réduction de la pression d'injection et par conséquent, diminution la puissance de pompage.

6.d- Stabilisateurs d'argile :

Les argiles qui se trouvent dans les grés et dans des rares formations carbonatées se présentent sous forme de fines plaquettes polarisées dont la stabilité résulte d'un équilibre ionique obtenu grâce à la présence de cations mono, bi ou trivalents. Cet équilibre peut être rompu lors de l'introduction d'eau dans la formation, les cations pouvant être attirés par des anions dans la saumure ou l'acide injecté. Les plaquettes d'argile, chargées négativement, se repoussent alors mutuellement et se dispersent dans la solution. Ce phénomène est encore aggravé sous l'action mécanique du fluide en déplacement.

Un moyen d'éviter la migration des plaquettes argileuses est de les fixer par des cations dont les forces d'attraction sont suffisantes pour résister aux perturbations ultérieures.

La stabilité maximum est obtenue avec des sels de zirconium, dont l'hydrolyse produit des ions complexes polynucléaires dont les forces d'attraction sur les plaquettes d'argiles sont supérieures à celles développées par les cations de calcium ou d'aluminium. Ces attractions d'origine ionique maintiennent les particules d'argile en place, évitant de colmater les pores de la formation par des particules libres.

En pratique on utilise plutôt :

- L'hydroxyde d'aluminium.
- L'oxychlorure de zirconium.
- Le clay acid.
- Les polymères sous réserve d'essai préalables car très nombreux.
- Organic Clay acid.

6.e. Surfactants :

L'action primordiale de la plupart des surfactants, ou agents tensioactifs, est due aux forces électrostatiques et qui sont classés selon la nature ionique de la partie de leurs molécules qui est soluble dans l'eau.

Les surfactants ont une importance particulière et de nombreuses possibilités d'action, soit préjudiciables, soit au contraire préventives ou curatives. Ils doivent être solubles dans l'acide même utilisé pour éviter leur adsorption involontaire sur la formation, ce qui semble être assez fréquemment le cas.

1. Agents réducteurs des tensions superficielles :

Les tensioactifs ont la propriété de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'absorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent aussi réduire la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre solide et liquide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines de la formation déjà libérées par l'acide.

2. Agents désémulsifiants et antisludges :

On a groupé sous la même rubrique les additifs destinés à briser les émulsions eau-huile formées aux conditions de fond et à éviter la formation des sludges, car les produits commerciaux proposés ont généralement une efficacité sur les deux phénomènes qui sont d'ailleurs souvent concomitants.

Une émulsion visqueuse peut prendre naissance avec les fluides présents dans la formation lorsque l'acide est injecté dans celle-ci.

Cette émulsion peut se traduire par le colmatage des pores, ce qui entraîne bien sûr une perte de la production qui peut se révéler difficile à traiter.

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont flocculés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile. Ces précipités sont pratiquement insolubles une fois formés. L'utilisation d'un surfactant approprié permet de garder les sludges en solution ou en dispersion dans le brut.

Les additifs utilisés pour éviter ces phénomènes de **sludge** et d'**émulsions** sont :

- Des mélanges de tensioactifs anioniques et non anioniques
- Des solvants du type aromatique.

3- Agents retardateurs :

Afin de ralentir la réaction de l'acide dont le temps de neutralisation peut être très court, en particulier sur les carbonates, il est possible de former un film provisoire en mouillant la roche à l'huile. Ceci a pour effet d'isoler les parois des pores, du moins en début de réaction, et de ce fait la ralentir. Cette action ne se révèle pas toujours très efficace et d'autres possibilités existent selon les cas à traiter : gel, émulsion, mousse.

4- Autres agents :

- Dispersants : agriles, solvant dans l'acide.
- Mise en suspension : fines par exemple.
- Moussants : allègement du fluide à évacuer du puits.

6.f- Agents de diversion :

Ils doivent assurer la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones très perméables.

Deux classes de produits sont disponibles sur le marché :

- Les billes.
- Les colmatant temporaires.

Les billes agissent, dans les puits tubés, par obstruction des perforations ; leur rendement est fonction du débit d'injection. La méthode implique que la cimentation du puits soit de très bonne qualité.

Les colmatant temporaires sont des solides, dispersés dans les fluides d'injection, qui sont en principe éliminés en fin de traitement, soit parce qu'ils sont préférentiellement solubles dans la phase huile, soit parce qu'ils deviennent liquides lorsque la formation reprend sa température originelle (produits à point de fusion contrôlé),

On distingue :

- Les résines dispersées.
- Les polymères.
- L'acide benzoïque.

La température d'utilisation de ces produits est un paramètre essentiel qui conditionne leur efficacité.



Chapitre IV

*LES ETAPES ET LA TECHNOLOGIE DE
L'ACIDIFICATION*



IV.1- INTRODUCTION :

Différentes techniques d'acidification ont été utilisées à MLE, pour objectif principal, l'élimination des endommagements de la formation et améliorer la production.

IV.2- DIFFERENTES ETAPES D'UN TRAITEMENT A L'ACIDE :

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et l'emplacement de l'endommagement. Une fois identifié au laboratoire, il est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir. Les principales étapes de la majorité des stimulations matricielles exécutées sont comme suit :

2.a- Tube clean :

Avant chaque opération de traitement matriciel, le Tube Clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production et les perfos. Cette opération a pour but primordial d'enlever les dépôts, les sédiments et toutes sources de produits indésirables qui pénètrent dans la formation et qui collent sur les parois du liner et dans les perfos. Le principal fluide utilisé comme Tube Clean est le HCl à 7.5%.

Pour les puits qui souffrent des dépôts fréquents, il est conseillé d'utiliser un solvant dans un premier temps avant de circuler l'acide dilué à cause de l'incompatibilité de ces dépôts avec ce dernier. La nitrification (pompage avec l'azote) des fluides permet la circulation continue, ce qui assure le balayage et l'évacuation des dépôts.

2.b- Traitement matriciel :

Le traitement comprend :

1- Preflush :

Le principal fluide utilisé comme preflush est le MSR 100. Il est constitué d'un mélange de Mud Acid, agent tension actif et un agent séquestrant du Fer.

Le mélange est caractérisé par un pouvoir de suspension et de dispersion des fines. Il est pompé dans la formation pour la préparer au traitement principal.

Le preflush a les rôles suivants :

- Il dissout les minéraux carbonates dans la formation pour prévenir contre leurs réactions secondaires avec le HF et minimiser la précipitation du CaF₂.

- Il isole et déplace l'eau de la formation loin des abords du puits, cela, pour éviter le contact entre l'acide HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ , et Ca^{+2} . Egalement, pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.
- Il baisse le PH.

2- Traitement principal :

Le Mud Acid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HCl à 6%, d'acide HF à 1% et des inhibiteurs ou tous autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide Fluorhydrique « HF » réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits en éliminant ces produits.

L'acide Chlorhydrique « HCl » ne réagit pas (ou par fois à faible réaction) avec ces produits, il n'est présent que pour conserver un PH fortement acide et d'éviter ainsi la précipitation de certains composants.

D'autres types de fluides sont utilisés en fonction des conditions de puits et de la nature des endommagements comme le Sandstone Acid et K-Spar. Donc le traitement principal est destiné à résorber le colmatage lui-même et à attaquer toutes sortes des dépôts.

3- Overflush :

Dans les opérations d'acidifications, l'overflush est injecté après le traitement principal. L'acide utilisé dans cette étape est le HCl dilué, ce dernier, plus qu'il est moins cher il est facilement inhibé.

Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation.
- Eviter la formation des émulsions.

L'overflush a les rôles suivants :

- Déplacer la solution active dans la formation.
- Maintenir un PH bas pour éviter les réactions secondaires.

4- Dégorgement du puits :

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, en solution, ne sont pas stables. Selon la

concentration de l'acide (PH), se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.

IV.3- TECHNIQUES DE MISE EN PLACE :

Après avoir sélectionné le puits candidat au traitement, il est souhaitable de vérifier que les équipements de surface et de fond de ce dernier supporteront le nouveau état de contraintes mécaniques et d'environnement chimique auxquels ils sont soumis.

Il existe deux procédés d'exécution du traitement :

3.a- Stimulation globale :

Elle consiste à traiter l'ensemble de la zone productrice, mais souvent insuffisante car il est courant que la majeure partie de l'acide pénètre dans les meilleures sections (cheminement indésirable), cas de réservoir hétérogène et épais.

3.b- Stimulation sélective :

Elle consiste à traiter successivement les bans colmatés en les isolant l'un de l'autre dès la fin des différentes étapes du traitement. Ceci peut être réalisé de différentes manières par emploi des moyens suivants :

- Colmatant temporaire.
- Billes (ancienne méthode).
- Packers.

Le choix du type de traitement (globale ou sélective) et de sa mise en œuvre sera en fonction de :

- La hauteur de la zone à traiter.
- L'homogénéité du réservoir.
- Volumes à mettre en place.
- La pression maximale du traitement.
- La nature des fluides en place.

Remarque :

La pression limite de traitement doit être inférieure à la plus faible des deux pressions suivantes :

- a) La pression limite des équipements 5000 psi, en général la pression de travail en tête de puits.
- b) La pression de fracturation pour éviter de by passer l'endommagement.

IV.4- DIVERSION DE TRAITEMENT :

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en isolant l'un de l'autre.

Ceci peut être réalisé de différentes manières :

4.a-Diversion mécanique :

Le principe consiste de poser un packer à une zone bien choisie, afin de permettre l'acheminement du fluide de traitement dans la zone sélectionnée. Ce type de diversion est employé pour les puits munis d'un concentrique ou en Open Hole.

4.b-Diversion à la mousse :

Le principe consiste en déversement sous forme de bouchons de plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir. Elle assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), ceci pour raison d'homogénéiser la distribution de l'acide tout le long de la couche traitée.

IV.5- TECHNOLOGIE DE L'ACIDIFICATION (COILED TUBING UNIT) :

Les équipements utilisés pour une opération d'acidification sont :

- Unité de Coiled Tubing avec son unité de pompage.
- Une citerne contenant de l'azote.
- Une citerne contenant l'eau de traitement.
- Des citernes contenant les acides de traitement (preflush, solution active et overflush).

5.1- Introduction :

Le travail au coiled tubing est une procédure qui consiste à faire manœuvrer un tubing continu de faible diamètre dans un puits en production. Bien que le principe de coiled tubing soit similaire à celui utilisé aux opérations au câble, la pratique est considérablement différente.

Les opérations d'interventions au coiled tubing ont effectivement commencé à être utilisé dans l'industrie pétrolière dans les années soixante.

Durant les dix dernières années, l'utilisation du coiled tubing a été significativement développée et commence à remplacer le snubbing dans beaucoup de domaines d'interventions sur des puits sous pression ou le diamètre de tubing peut atteindre 3½" et des profondeurs qui peuvent dépasser 20000pieds (6000m).

Le coiled tubing est utilisé dans des domaines d'activités comme :

- Le forage avec un moteur hydraulique de fond.
- Les opérations de perforation.
- Le nettoyage des dépôts et sédiments.
- La mise en place des bouchons de sable et de ciment.
- Le démarrage et neutralisation des puits.
- La descente et remontée des outils au câble.
- Les opérations de fraisage et de repêchage.
- Le forage des puits hautement dévié (drains latéraux).
- L'acidification et la fracturation des réservoirs.

La portabilité des unités coiled tubing et leur rapidité dans le montage et le démontage ainsi que les spécificités des équipements sont du facteur favorable à l'utilisation de cette technologie.

Les matériaux utilisés pour fabriquer le coiled tubing sont à base d'acier de très haute performance, Sont rigoureusement contrôlés et qui présente une meilleure résistance à la corrosion et l'hydrogène sulfurique.

La vitesse de manoeuvre est fonction des conditions des puits et du diamètre de tubing, dans les conditions normales cette vitesse comprise entre 30 à 70m/mn.

5.2- Avantages de l'utilisation de coiled tubing :

- Facile à transporter.
- Temps de montage et démontage est réduit.
- Vitesse de manoeuvre élevé.
- Utilisé sur des puits sous pression.
- Circulation en cours de manoeuvre.
- Utilisé pour faire des opérations de logging sur puits horizontaux.

5.3- Limitation de l'utilisation de coiled tubing :

- Faible résistance à la traction.
- Facile à endommager à cause de son épaisseur et sa flexibilité.
- Pertes de charge élevées.
- Limitation à la pression maximale.
- Limitation de la durée de vie à cause des forces de flexion.
- La pression différentielle ne doit pas dépasser 1500psi pour ne pas collapser le coiled tubing.
- La combinaison de toutes les forces ci-dessus
- Risque de corrosion par acidification.

5.4- Forces appliquées au coiled tubing :

Les forces appliquées au coiled tubing durant sa vie de service est :

- Les contraintes d'écrasement dues à la pression extérieure.
- Les contraintes d'éclatement dues à la pression intérieure.
- Les contraintes de traction qui peuvent causer l'allongement ou la rupture de tubing.
- Les contraintes de compression dans le puits déviés qui peuvent causer le flambage.
- Les contraintes de flexion cycliques entre le touret et la tête d'injection.
- La combinaison de toutes les forces réduit la durée de vie de coiled tubing.

Un cycle de fatigue pour un coiled tubing est défini comme étant l'ensemble des séquences, de son déroulement sur le tambour, son passage à la descente et repassage à la remontée sur le col de cygne (goose neck). La durée de service d'un coiled tubing est généralement considérée de l'ordre de 80 cycles, sans tenir compte des effets de pression, acidification et du poids.

Le calcul du nombre de cycles réalisés par chaque section du coiled tubing doit être mise à jour afin de déterminer la longueur de la section à couper.

5.5- Equipements de coiled tubing :

5.a- Equipements de surface :

La figure ci-dessous montre le camion du coiled tubing qui porte tous les équipements nécessaire a une opération

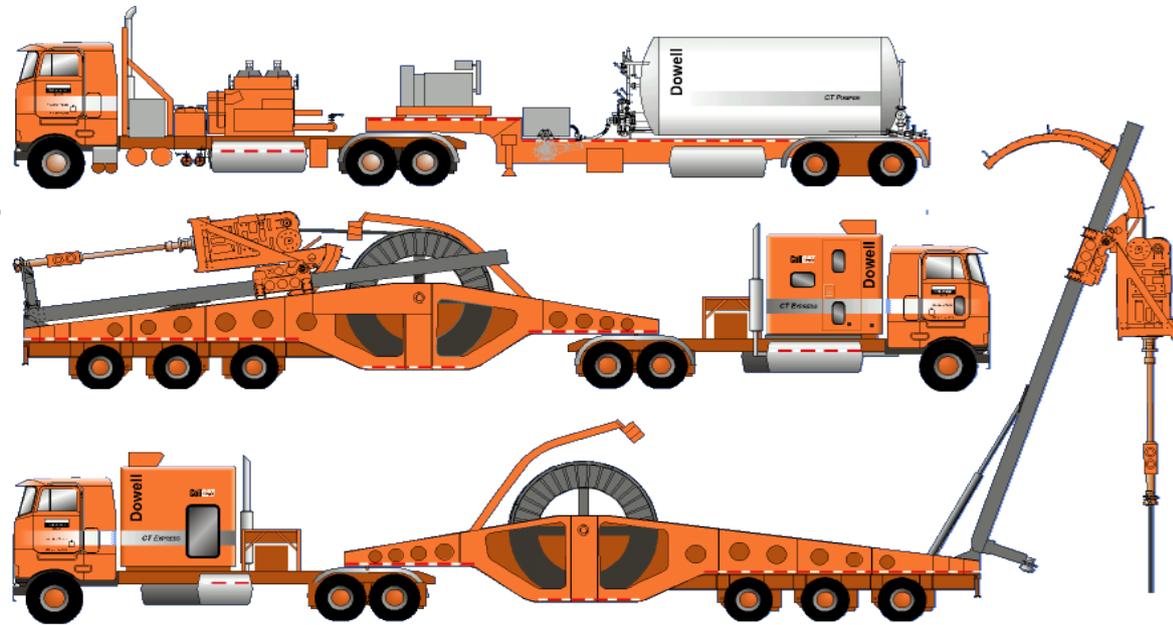


Figure IV.1: Camion du Coiled Tubing.

Les équipements de surface de base exigés pour démarrer une opération CT sont :

- La cabine de contrôle.
- Le tube.
- Le tambour de treuil.
- Groupe de puissance.
- Col de cygne (goose neck).
- Tête d'injection.
- Strippers.
- Ensemble des BOPs.
- Contrôleur tubing.

1-Cabine de contrôle :

La cabine de contrôle est placée de façon à offrir à l'opérateur un bon champ de vision devant lui pour surveiller les équipements de surface, en particulier le déroulement et l'enroulement de tubing

sur le tambour. Pour convenir à cet objectif, la cabine peut être ajustée dans sa position verticale, l'opérateur doit avoir à sa disposition devant lui toutes les commandes nécessaires, pour opérer contrôler et surveiller les paramètres suivants :

- Pression de circulation.
- Pression en tête de puits.
- Poids de tubing.
- Profondeur de l'outil.
- Vitesse de manœuvre.
- Débit de circulation.
- Volume pompé.
- BOP.
- Stripper.

2- Tube :

Les matériaux utilisés pour fabriquer le Coiled Tubing sont à base d'acier de très haute performance, sont rigoureusement contrôlés et qui présentent une meilleure résistance à la corrosion et l'hydrogène sulfurique.

Les longueurs de plusieurs centaines de mètres sont raboutées par soudure radiale pour constituer des tubings pouvant atteindre 6000 mètres.

Son diamètre extérieur est de 3/4", 1", 1 1/4", ou 1 1/2".

3 - Tambour du treuil :

Le tambour est un dispositif qui permet de dérouler, d'enrouler et stocker en entier le Coiled Tubing. Afin de réduire les forces de flexion sévères que subit le Coiled Tubing pendant son enroulement, le tambour doit avoir un diamètre suffisamment grand, la capacité de stockage peut être entre 5000-22000 pieds.

Pour garder le Coiled Tubing en tension entre le tambour et la tête d'injection le système d'entraînement du tambour remplit les deux fonctions suivantes :

- Faire tourner le tambour à une vitesse légèrement inférieure à celle de la tête d'injection en cours de descente.

- Faire tourner le tambour à une vitesse légèrement supérieure à celle de la tête d'injection en cours de remontée.

4 - Groupe de puissance :

La puissance hydraulique nécessaire pour faire fonctionner les différents organes et équipements de surface de l'unité Coiled Tubing (tambour, tête d'injection, BOP, accumulateurs...) est obtenue à partir des pompes hydrauliques entraînées par un moteur diesel.

Le groupe de puissance est normalement équipé d'un système d'arrêt d'urgence automatique en cas de :

- Variation de la pression.
- Variation importante de la température.

5- Tête d'injection :

La tête d'injection est un organe principal de l'unité Coiled Tubing, utilisée pour manœuvre à l'aide de deux moteurs hydrauliques qui entraînent deux chaînes continues sur les quelles sont montés des éléments de grippage qui poussent ou tirent le Coiled Tubing dans le puits durant les opérations d'interventions.

L'ensemble de la tête d'injection est monté sur une substructure munie d'une cellule de mesure de poids de tubing reliée par un flexible hydraulique à l'indicateur de poids dans la cabine de l'opérateur.

6- Col de cygne (goose neck où Guide Arch):

Le col de cygne est un guide qui reçoit le tubing après son déroulement du tambour et le guide à passer dans la tête d'injection.

Pour obtenir le rayon désiré du col de cygne. Un certain nombre de roulements espaces dans son cadre de courbure avec un système de réglage d'alignement de Coiled Tubing (\emptyset de col de cygne 72 " pour un tubing de diamètre 1 1/4").

7- Stripper (packer) :

Le stripper est un élément d'étanchéité qui est installé sous la tête d'injection très proche des éléments de grippages de la chaîne de la tête d'injection afin de prévenir le flambage du Coiled Tubing pendant la manœuvre.

Le stripper constitue la barrière primaire quand le Coiled Tubing est dans le puits il assure une étanchéité parfaite autour du Coiled Tubing comme la presse étoupe dans les opérations au câble.

Il existe trois types de stripper :

- Le stripper conventionnel.
- Le stripper side door (a Porte lateral).
- Le stripper radial.

Le principe de fonctionnement de tous les types de stripper est le même, qui consiste à déplacer hydrauliquement un piston pour comprimer directement ou indirectement une garniture d'étanchéité, qui à son tour fait étanchéité autour du Coiled Tubing.

Les dimensions des strippers les plus répandues sont de 3" et 4" normalement la pression nominale des strippers est de 5000 psi à 10000 psi cette pression est une référence pour le corps et la connexion.

8- BOPs (blow out preventer) :

Les BOPs utilisés dans les opérations de Coiled Tubing sont similaires à ceux utilisés durant les interventions au câble, ils sont montés directement sur l'adaptateur de la tête de production ou tête de puits.

Les obturateurs de l'unité de Coiled Tubing sont contrôlés à partir du panneau de commande à distance situé dans la cabine de l'opérateur.

La pression hydraulique utilisée pour opérer les BOPs Coiled Tubing est comprise entre 1500 psi et 3000 psi, la pression nominale de service des BOPs peut varier entre 3000 psi et 15000 psi, selon la nature de l'intervention à effectuer.

5.b-Outils de fond pour le coiled tubing (BHA) :

1- Raccord (connecteur) :

Les raccords pour Coiled Tubing servent à l'accouplement de divers outils de fond avec l'extrémité du Coiled Tubing. Une grande variété des types et des tailles de raccord sur le marché. Il y a trois types de raccord utilisés pour le CT :

Raccords mordants, raccord à montage vis/creux, raccord internes.

1.a- Raccords mordants :

Ce raccord agrippe et forme un joint sur le diamètre extérieur du CT et se termine par un raccord fileté pour attacher le train d'outils. Il existe pour le CT de 1^{1/4} et 1^{1/2} pouces.

1.b- Raccords à montage vis/creux :

Le raccord à montage à vis est attaché au CT à l'aide d'une vis qui s'engage dans un creux prévu pour recevoir. Ce fixe sur le diamètre extérieur du CT.

1.c- Raccords internes :

Le raccord « roll-on » se fixe dans le diamètre intérieur du CT est maintenu en place par emboutissage du CT autour de celui-ci.

2- Embouts d'injection et de jetting (Jetting Nozzle) :

Les embouts d'injection et de jetting pour Coiled Tubing constituent l'extrémité basse de l'assemblage de fond. Ces embouts sont en générale d'une conception assez simple, et sont souvent fabriqués localement.

2.a- Embouts de circulation :

Les embouts utilisés pour les opérations au cours desquelles des fluides seront simplement circulent sans qu'un effet de jetting ne soit désiré demandent une section importante pour le passage de ceux. Cette section peut être réalisée par plusieurs petits orifices. Si l'on veut augmenter les effets de turbulence, on par quelques gros trous.

2.b- Embouts de jetting :

Les embouts utilisés dans les opérations demandent un effet de jetting seront munis d'orifices relativement petits, comportant généralement plusieurs petits trous. L'efficacité d'un embout de jetting dépend très largement de la vitesse du fluide au passage des orifices. Les contraintes majeures dans la conception des embouts de jetting sont les limites de débit de pression disponible au niveau de l'embout.

2.c- Roto Jet (Jet Blaster) :

C'est un outil composé par un stator et un rotor, qui fait tourne à un débit et une pression bien déterminer, par un moteur hydraulique. Le Roto Jet utiliser pour nettoyer et éliminer les dépôts solides cristalliser sur les parois de tubing.

5.6- Mesure de sécurité :

6.1- Procédure d'urgence :

En cas d'urgence et en vue de sécuriser le puits, les opérations suivantes devraient être effectuées :

1. Arrêter le mouvement du tubing, fermer les mâchoires de fermeture sur tubing et des mâchoires de suspension (slips), poser le poids du tubing afin d'assurer le tubing est suspendu.
2. Arrêter le pompage.
3. Fermer les mâchoires cisailantes pour couper le Coiled Tubing.
4. Remonter le tubing hors du BOP à un point au-dessus des mâchoires à fermeture totale mais au-dessous du stuffing box (presse étoupe).
5. Fermer les mâchoires à fermeture totale.
6. Prendre les dispositions permettant la neutralisation du puits à travers le tubing afin d'arrêter les fluides restant dans le puits.
7. Prendre les mesures nécessaires afin de repêcher le tubing du BOP.

La décision d'exécuter la marche à suivre au-delà de l'étape 1, devrait normalement être prise après consultation avec le représentant de la compagnie, à moins qu'il n'y ait un danger immédiat et sérieux pour le personnel et /ou pour les équipements, et que le représentant de la compagnie ne soit immédiatement pas disponible pour être impliqué dans la décision.

Note : En enclenchant n'importe quelle mâchoire du BOP, le verrouillage manuel correspondant devrait être enclenché bien après pour empêcher un dégagement accidentel en cas de perte totale d'énergie hydraulique.

Cette pression peut être assurée par intermédiaire d'une pompe à main, pompe hydraulique ou de n'importe quelle autre pièce d'équipement se trouvant sur place, y compris une pompe de fluide.

6.2- Consignés de contrôle :

1. Rupture du Coiled Tubing au fond qui peut engendrer la perte du clapet anti-retour (la barrière primaire). Dans ce cas le Coiled Tubing doit être remonté en circulant.
2. Rupture du Coiled Tubing en surface : deux cas se présentent :

- Le clapet anti-retour est en bon état, il n'y aura pas de retour de fluide par l'intérieur du tubing. Dans ce cas coiffer le Coiled Tubing avec un outil de repêchage et remonter le reste du tubing.
 - Le clapet anti-retour est défailant, dans ce cas couper le tubing avec le shear rams pour sécuriser le puits et procéder par la suite au repêchage du poisson.
3. Ecrasement du Coiled Tubing : dans ce cas prendre les précautions nécessaires quand le collapse arrive en surface (risque de coincement au niveau de stripper).
4. Ejection du Coiled Tubing en surface: pendant les manœuvres de remontée à cause d'une pression élevée dans le puits, l'opérateur doit être capable de résoudre le problème en augmentant au maximum la pression hydraulique appliquée au stripper et à la tête d'injection, dans le cas contraire ou le Coiled Tubing commence à descendre à une vitesse incontrôlée, l'opérateur doit arrêter la manœuvre et appliquer une pression suffisante sur les pistons intérieurs de la tête d'injection (inside tension cylinder) et le stripper.
5. Panne de moteur de l'unité :
- Actionnez les fermetures des BOP sur le tubing et les bloqués manuellement.
 - Serres le frein du touret s'il est pas serré par le dispositif de sécurité en cas de panne.
 - Conserver la circulation si c'est nécessaire, un nettoyage du sable par circulation est un exemple ou la circulation peut être nécessaire.
 - Réparer le moteur de l'unité et reprenez l'opération.

6. Fuites au Coiled Tubing :

En cas un éclatement se produit sur le Coiled Tubing l'opération est considérée comme annulée. Il faut remonter le Coiled Tubing plus couramment, est en fait le changement de touret.

7. Coiled Tubing coincide :

Quand une traction de plus de 80% de limite élastique est nécessaire pour remonter le Coiled Tubing, on dit le Coiled Tubing est coincé.

Parmi les causes les plus communes pour le coincement de CT on a :

- Sable ou autre matériel de la formation emballage autour de CT. Cette situation est très probablement se produire pendant le nettoyage de sable, ou autre opération de clean out.
- Le CT peut être coincé par le "frottement" surtout dans les puits hautement déviés.
- Le train des outils coincé au sabot de tubing.

Comment réagir dans le cas d'un coincement :

- Essayez de manœuvrer le Coiled Tubing dans sa partie libre sans dépasser 80% de la limite élastique du tube. Le manœuvre de tube fait vers le haut et vers le bas.
- Si le coincement est dû au frottement, circulez un bouchon de fluide facilitant le glissement pour réduire la friction entre le tube et les parois du tubing ou du casing.
- On fait purger soudainement la pression de l'annulaire pendant qu'on tire sur le tube.
- Essayez d'accroître la flottaison en pompant un fluide plus lourd dans l'annulaire et en déplaçant le fluide du Coiled Tubing avec de l'azote.
- Libérez l'ensemble des outils de fond en utilisant le raccord de cisaillement manœuvre par l'intermédiaire d'une bille si ce raccord existe dans la garniture et si la circulation est impossible.

S'il n'est pas possible de libérer le Coiled Tubing avec les moyennes précédentes on fait neutraliser le puits, couper le CT au sommet de l'injecteur, couper au-dessus de point de coincement, puis tirer le CT libre dehors le puits, après on utilise un autre mode d'intervention plus lourd que le CT (Snubbing, Work-Over) pour récupérer le CT reste.



Chapitre V

REALISATION DE L'ACIDIFICATION SUR LE PUIITS MLE-7



V.1-RESUME :

MLE-07 est un puits vertical situé dans la région de Menzel Ledjmet; le puits est complété avec un tubing 4-1/2" et un liner pré-perforé de 4-1/2"; par suite il y avait un endommagement crée au niveau de réservoir F1A par la perte de carbonate de calcium CaCo_3 lors d'une opération de Work-Over. Concernant une minéralogie sensible aux acides minéraux, il était fortement recommandé d'utiliser un acide organique. Ainsi ; l'intervention proposée était d'éliminer l'endommagement et rétablir la production de puits à l'aide de 10% d'acide acétique.

V.2-PERFORMANCE DE PUIITS MLE-7 AVANT L'OPERATION DE STIMULATION :

On calcule le débit et la pression de fond dynamique pour les deux différents duses «24/64"» et «32/64"» et on trace la courbe IPR en utilisant le logiciel **PROSPER** :

a. Duse 24/64" :

- Calcul du débit :

Le débit de gaz estimé de MLE-7 à partir de « choke performance » 24/64 ''

Calculation Options		
Predict Mass Flowrate		
Predict Pressure Drop		
Predict Choke Setting		

Input Data		
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Inlet Pressure	3625	psig
Inlet Temperature	44	deg C
Outlet Pressure	110	psig
Choke Setting	0.375	inches

Choke Model		
Petroleum Experts		
HYDRO - Short Frozen Flow		
HYDRO - Long Frozen Flow		
ELF		

Calculated Data		
Gas Rate	10.6955	MMscf/day
Mass Flowrate	606748	lbm/day
Outlet Temperature	-10.6667	deg C
Critical Pressure	2014.23	psig
Critical Rate	11.0814	MMscf/day
Critical Temperature	31.1987	deg C

Figure V.1: Débit de gaz pour une duse de 24/64 ''.

➔ Le débit de gaz calculé à partir de « choke performance » 24/64 '' est 10.7 MMscf/day

- Calcul de la pression de fond dynamique (FBHP) :

La valeur estimée FBHP est calculée par « gradient traverse » en utilisant FTHP pendant clean up 3625 psi et le débit calculé à partir « choke performance » 10.7 MMscf/day.

Gradient Traverse - Data Entry (MLE-7 Clean-Up-commingle_rev1.Out) (Matched PV)						
Done	Cancel	Cases	Calculate	Plot	Export	Options
Input Data						
First Node Pressure	3625	psig				
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf				
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf				
Gas Rate	10.7	MMscf/day				
Rate Type	Gas Rate					
First Node	3 Tubing 3454.98 (m)					
Last Node	1 Xmas Tree 0 (m)					
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2					
Pipeline Correlation	Beggs and Brill					
Barnea Criteria	Yes					
Slug Method	Brill					

Figure V.2: Introduction des données.

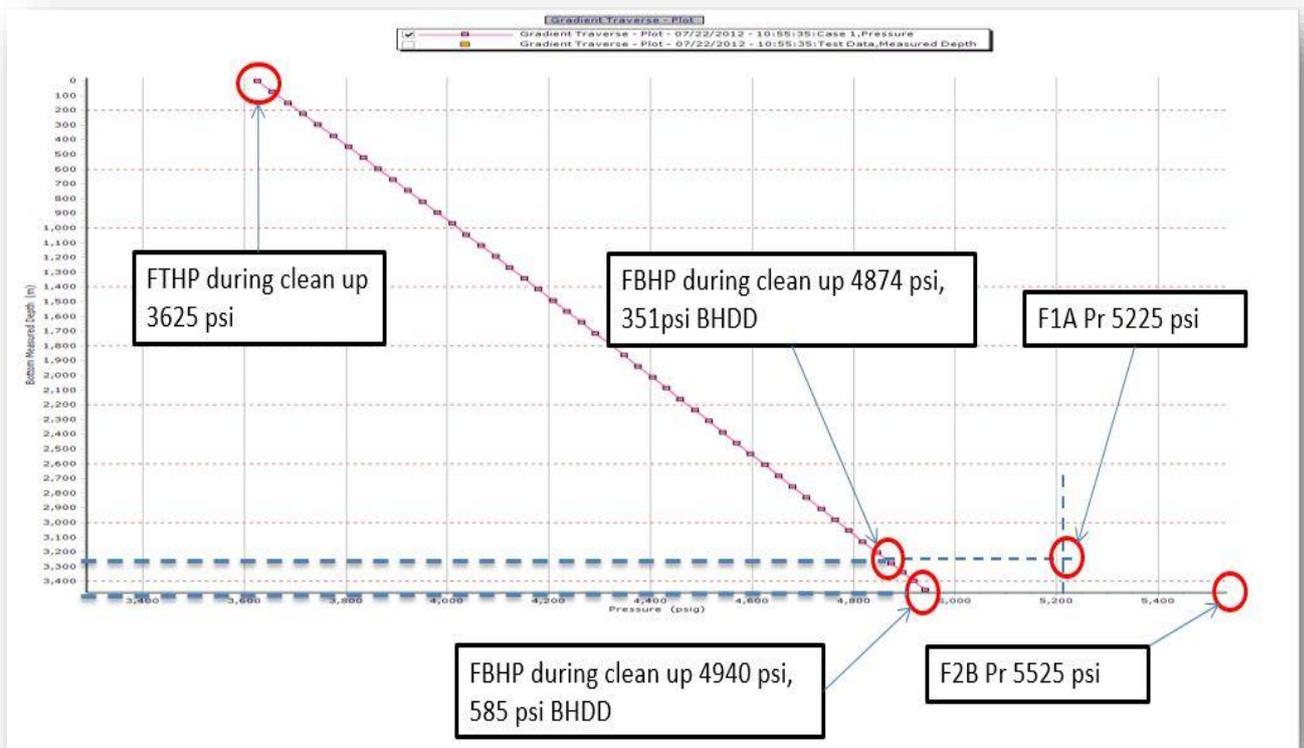


Figure V.3: Gradient de pression « gradient traverse ».

➔ La pression FBHB calculée pendant clean up est 4940 psi F2B et 4874 psi F1A

b. Duse 32/64'' :

- Calcul du débit :

Le débit de gaz estimé de MLE-7 à partir de « choke performance » 32/64 ''

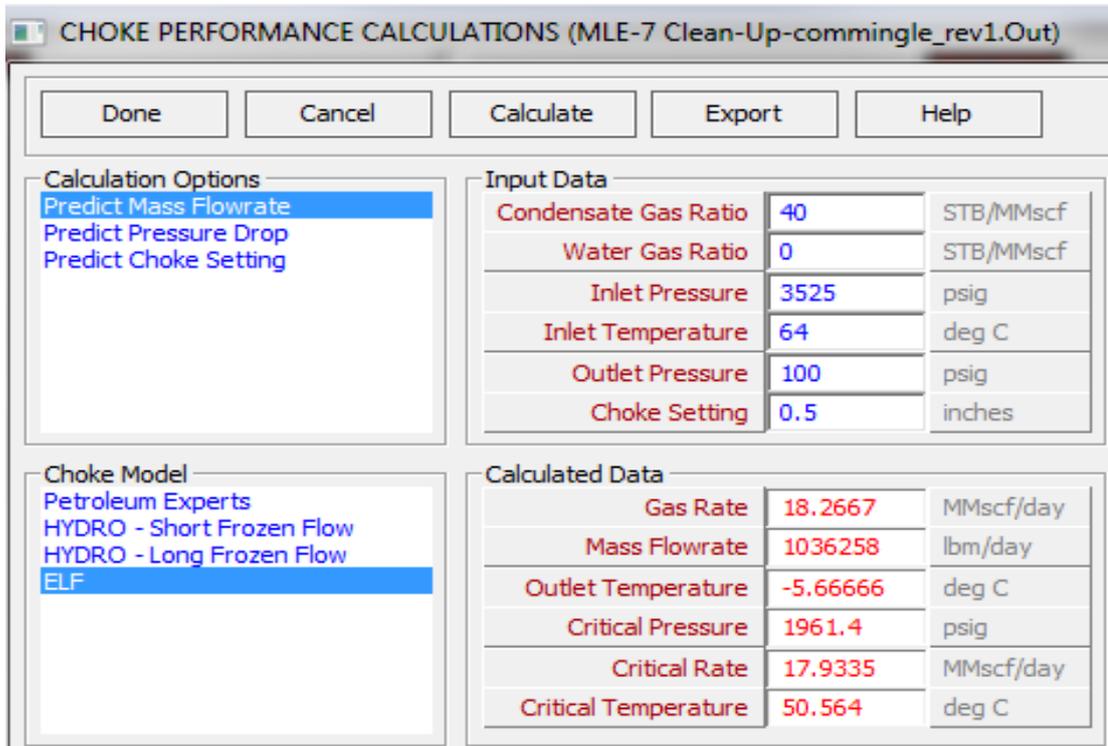


Figure V.4: Débit de gaz pour une duse de 32/64 ''.

➔ Le débit de gaz calculé à partir de « choke performance » 32/64 '' est 18.2 MMscf/day

- Calcul de la pression de fond dynamique (FBHP) :

De même façon La valeur estimée FBHP est calculée par « gradient traverse » en utilisant FTHP pendant clean up 3525 psi et le débit calculé à partir « choke performance » 18.2 MMscf/day.

Gradient Traverse - Data Entry (MLE-7 Clean-Up-commingle_rev1.Out) (Matched PVT)						
Done	Cancel	Cases	Calculate	Plot	Export	Option
Input Data						
First Node Pressure	3525	psig				
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf				
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf				
Gas Rate	18.2	MMscf/day				
Rate Type	Gas Rate					
[No Title] Node	1 Xmas Tree 0 (m)					
Last Node	3 Tubing 3454.98 (m)					
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2					
Pipeline Correlation	Beggs and Brill					
Barnea Criteria	Yes					
Slug Method	Brill					

Figure V.5: Introduction des données.

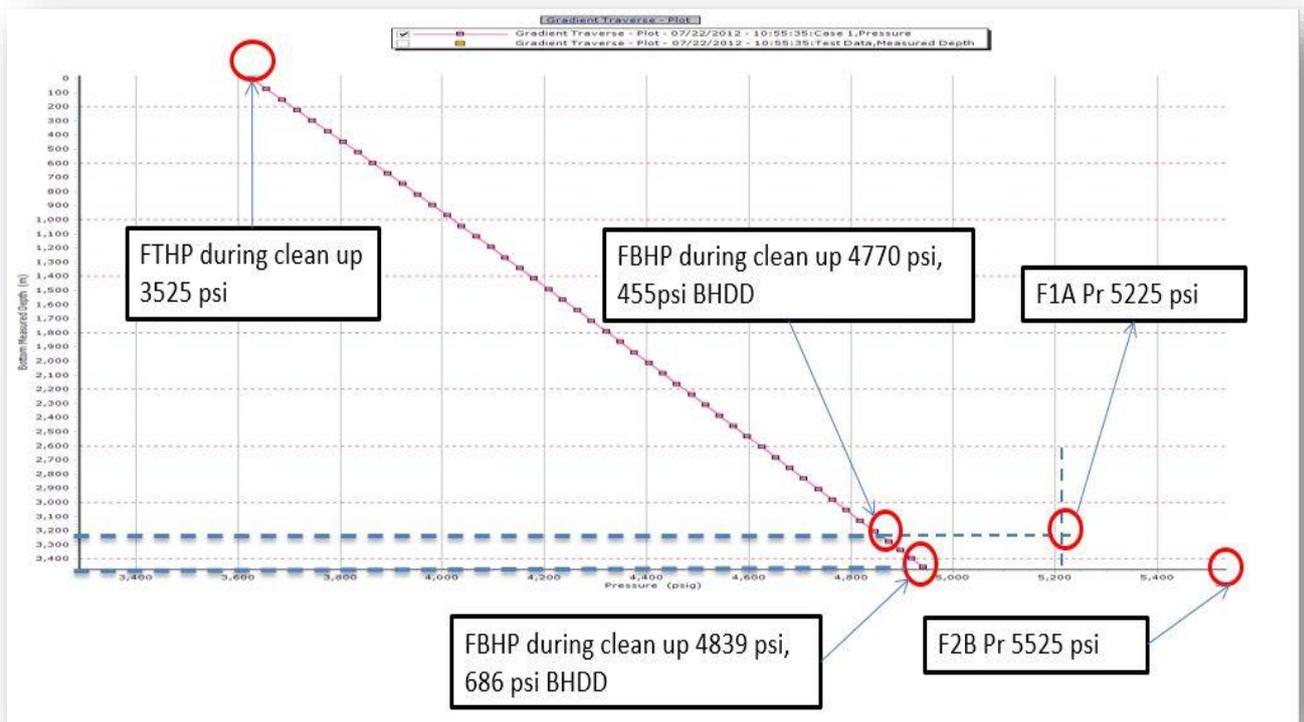


Figure V.6: Gradient de pression « gradient traverse ».



La pression FBHB calculée pendant clean up est 4839 psi F2B et 4770 psi F1A

c. Courbe IPR avant la stimulation :

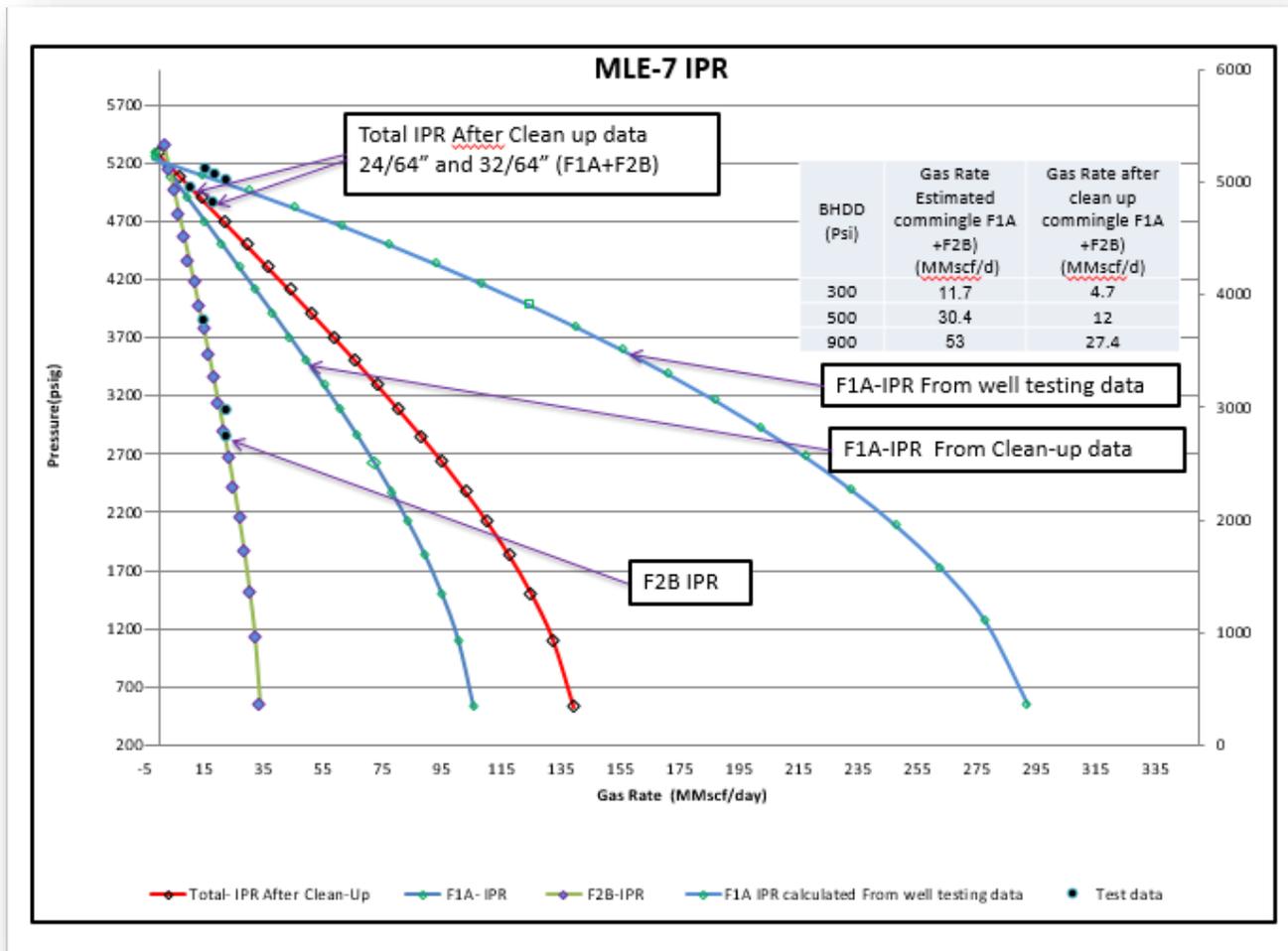


Figure V.7 : Courbe IPR.

Résultats et Interprétation :

- Durant le clean-up après l'opération de Work Over, le réservoir F1A a été endommagé en comparant avec les résultats de well test, inférieur à 60%. L'endommagement est pendant la neutralisation à cause de la perte de CaCo3 durant le fraisage d'un bridge plug.
- L'indice d'endommagement de la formation (Skin) est élevé (S=20) correspondant à une perméabilité de 39 md

V.3-APPLICATION DU TRAITEMENT D'ACIDE SUR LE Puits MLE-7 :

D'après l'interprétation des résultats des essais, on remarque que le Skin est élevé et environ de 20, l'endommagement est dû au niveau de couche F1A à cause de la perte de carbonate de calcium CaCo3 durant le fraisage d'un bridge plug, il est donc nécessaire de programmer une opération de stimulation par acidification.

3.1-Objectifs de l'opération d'acidification :

Le traitement par acidification sur ce puits a pour objectif de stimuler la couche F1A au moyen d'un fluide de type acide acétique (CH₃COOH) pour restaurer la perméabilité.

3.2- Paramètres d'opération :

2.a- Puits MLE-7

Tubing	0 ft	to	6,380 ft	4-1/2" X 12.6 PPF X 3.958 "ID
Casing	0 ft	to	10,048 ft	7" X 32 PPF X 6.094 "ID
Liner	6,380 ft	to	14,528 ft	4-1/2" X 12.6 PPF X 3.958 "ID
Packer	6,339 ft			

2.b- Réservoir

Pression de Réservoir F1A	5,225 psi
Température Estimée de Réservoir	235 Deg. F.
Gradient de Fracture (Estimé)	0.75 psi/ft
Pression de fracture	8,114 psi
Pression Hydrostatique, 7% KCl Brine dans le trou	4,989 psi
Pression de Tête Max	3,125 psi
Pression de Coiled Tubing Max	5,000 psi

2.c- Fluides

4% KCl Eau Salée	7,438 gals
4% NH ₄ Cl Eau Salée	5,020 gals
Eau Fraiche	2,387 gals
10% Acide Acétique	1,669 gals
Nitrogène	7.0 m ³

2.d- Equipment Nécessaire

1 ea.	2" X 0.134" Wall, QT - 900 Coiled Tubing Unit
1 ea.	Clam Mixing Unit with HT - 400 Pump
1 ea.	Nitrogen Pumping Unit with 10 m ³ N ₂ storage tank
1 ea.	Nitrogen Transport with 26 m ³ of N ₂
4 ea.	6000 gallon Acid / Water Transports
1 ea.	Flammable fluid transport

2.e- BHA

1 ea	Service Connector
1 ea	Double Flapper Check Valve
1 ea	Hydraulic Disconnect
1 ea	Knuckle Joint
1 ea	1 Meter Strait Joint
1 ea	Wash Nozzle

2.f- Types et quantités des fluides utilisés :

Tableau V.1 : Fluides utilisés.

Fluides totales & matériels utilisés sur MLE-7			
Date	Acetic Acid 10%	NH4Cl Brine 4%	Eau douce
10 Sep-2012	40 bbls	142 bbls	43 bbls
	6 m³	22 m³	7 m³

2.g- Schéma du Puits :

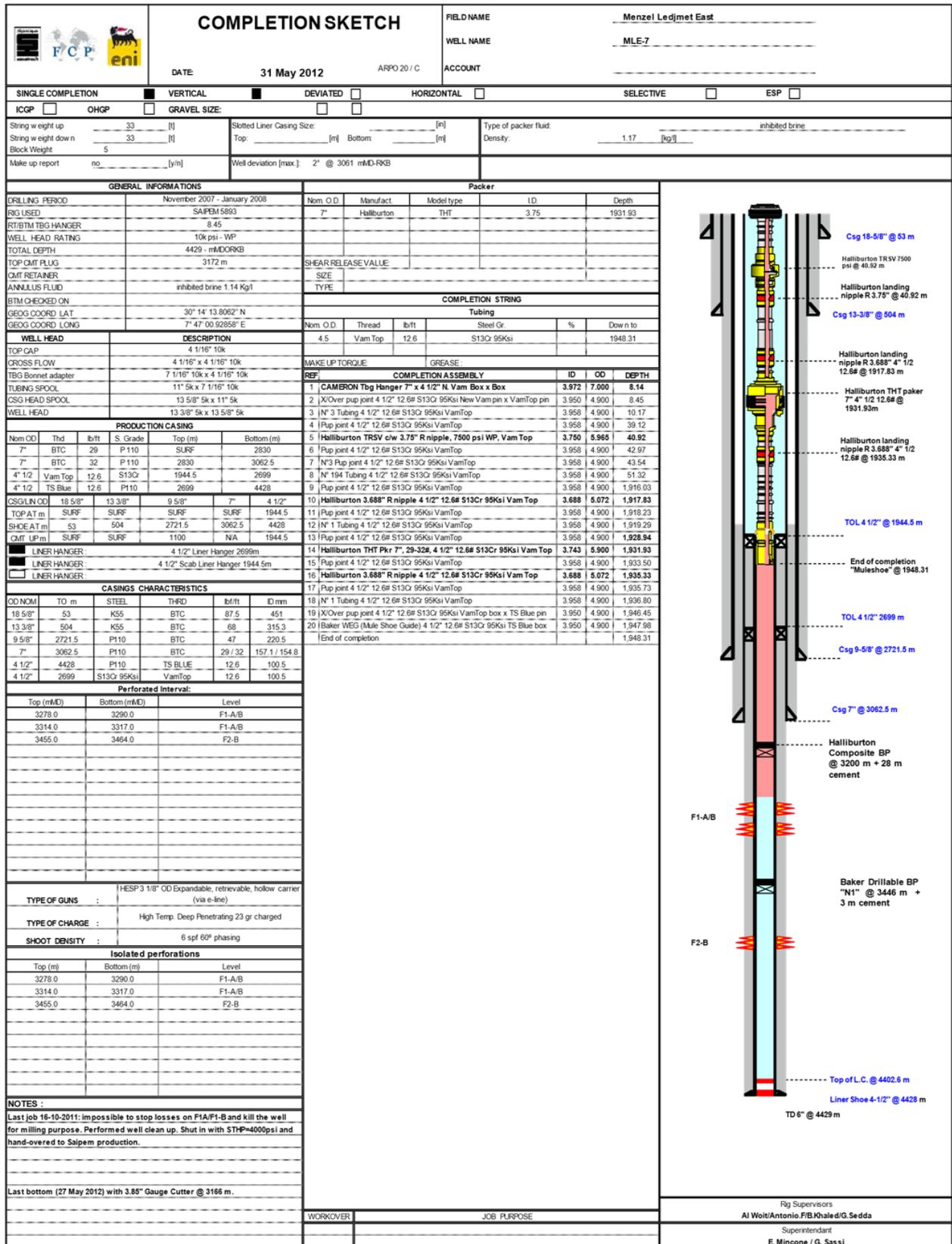


Figure V.8: Schéma du puits.

2.h- Produits chimiques nécessaire pour l'opération :

Tableaux V.2 : Produits chimiques requis

Chemicals Required per 1000 Gallons					
Chemical		Fresh Water	4% NH₄Cl Brine	4% KCl Brine	10% Acetic Acid
Fe-1A	gal/Mgal				100
MSA-II	gal/Mgal				3
PEN-88HT	gal/Mgal				2
LOSURF - 300	gal/Mgal		2	2	2
MUSOL - A	gal/Mgal				70
NH ₄ Cl, (CLAYFIX)	lbs/Mgal		334		417
KCl	lbs/Mgal			342	
Water	gal/Mgal	1000	970	984	788

Total Chemicals Required for the Entire Job						
Chemical	gals	Fresh Water 2,387	4% NH₄Cl Brine 5,020	4% KCl Brine 7,438	10% Acetic Acid 1,669 gals	Totals
Fe-1A	gals		-	-	167	167
MSA-II	gals		-	-	5	5
PEN-88HT	gals		-	-	3	3
LOSURF - 300	gals		15	15	3	18
MUSOL - A	gals		-	-	117	117
NH ₄ Cl, (CLAYFIX)	lbs		2,484	-	696	696
KCl	lbs			2,544		2544
Water	gals	2,387	7,214	7,319	1,315	18235

3.3-Procédure de l'opération :

- 1) Première étape, nous avons pompé 294 bbls avec Coiled Tubing à 3320m, pour remplir le puits avec 4% de KCl Brine (eau salée) jusqu'à un retour net observé dans le trou avec 1,5 bpm, puits ouvert à différents duses de taille 24/64 "12/64" pour minimiser le gaz à la torche et FWHP réduit progressivement jusqu'à 800 psi,
- 2) RIH nozzle à 30 m/min de la surface avec puits fermé et on pompe à l'intérieur du puits NH₄Cl4% Brine à débit minimum au début et on augmente le débit jusqu'à 1,5 bpm à 3320

- m, le volume Pompé 41 bbls. POOH jusqu'à 3278m et on a commencé à pomper 43 bbls de NH₄Cl à 4% Brine avec 2,5 bpm sous WHP = 1730 psi enregistré (test d'injectivité).
- 3) Avec Puits fermé et 2,5 bpm, nous avons commencé à presser (squeeze) le NH₄Cl 4% dans la formation par 40 bbls acide acétique 10% et Squeeze acide acétique 10% dans la formation par 36 bbls de NH₄Cl 4% (NH₄Cl 4% Terminé en stock tank) pour cette raison, continuer à squeeze par 30 bbls d'eau douce ou sous WHP = 1750 psi enregistré et démarré alternativement (up-down-up-down) à 5 m / min en face de l'Intervalle (3 320 m -3 278 m).
 - 4) Après on a pompé de l'eau douce avec de la POOH au-dessus du perfo après le déplacement 19 bbls NH₄Cl 4 Dans la formation par l'eau douce,
 - 5) POOH De 3278 à 1500 m avec puits fermé et arrêter le pompage à 0,5 bpm, et nous avons commencé à ouvrir le puits Progressivement à la torche avec diminution de FWHP de 1300 psi à 250 psi.

Remarque :

- Le puits doit être équipé d'une duse réglable et d'une ligne de torche à distance de sécurité du puits.
- Circuler 100 lbs de K-35 (carbonate de sodium) + eau douce dans chaque réservoir qui a été utilisé pour transporter l'acide.
- Réglez le débit pendant la compression de l'acide en fonction de la pression de la tête de puits (le WHP maximum est de 3 000 psi).
- La procédure ci-dessous doit être ajustée et modifiée en fonction des conditions du puits et des retours sur la surface.
- Le CT doit être nettoyé à partir de tout contaminant utilisé pendant les travaux précédents afin d'éviter d'injecter de tels contaminants dans le puits pendant le travail.
- Les étapes 19 et 20 ne sont nécessaires que si le puits ne coule pas.
- Faites dériver le CT avec une boule de 7/8 "pour vous assurer que le CT est propre, si nécessaire.

Après avoir pompé tout l'acide; 6 m³ de NH₄Cl seront pressés en premier et peuvent être utilisés pour le test d'injectivité.

Tableaux V.3 : Procédures de l'opération.

MLE-7: 10% Acetic Acid Stimulation									
Stg No	Stage Clean Volume (bbl)	Fluid Description	Stage Description	Stage Clean Volume (gals)	Stage N2 Volume (liters)	N2 / Fluid Ratio scf/bbl	Slurry Pump Rate (bpm)	Stage Time (min)	Job Time (min)
1			Hold Safety Meeting & Discuss JSA.					15 min	15 min
2			Rig up the injector on the wellhead.					30 min	45 min
3			Perform BOP's function test.					15 min	60 min
4	44.5	Fresh Water	Fill coiled tubing and surface lines with Fresh Water for pressure test.	1,867			2.00	22 min	82 min
5		Nitrogen	Cool down nitrogen unit once reached stage #18		1,000				82 min
6	5.0	Fresh Water	Pressure test 7" annulus as per SH-FCP Representative Instructions.	210				15 min	97 min
7	2.4	Fresh Water	Pressure test the coiled tubing against the Master Valve to 5,000 psi for 15 min.	100				15 min	112 min
8	5.0	Fresh Water	Open the well through the choke to the flare and test circulation to the flare pit. Check the quality of return fluid to be sure to have a cleaned CT.	210			2.00	3 min	115 min
9	44.5	4% KCl Brine	Proceed with the pickling of CT by injecting 2 bbls of Acetic Acid 10% and displace/fill CT with 1880 gal of 4% KCl Brine.	1,867			2.00	22 min	137 min
10	59.5	4% KCl Brine	RIH CT with Jetting nozzle at 80 fpm, safe running speed to (+/- 3,320 m/ 10,893 ft) pump 4% KCl Brine at min rate to keep positive pressure in CT. Slow down at restrictions. Do a pull test every 500 m (pump 1 bbl of KCl Brine each pull test).	2,500			1.40	43 min	179 min
11	73.1	4% KCl Brine	With CT at (3,320m/10,893 ft), fill the well with 4% KCl Brine until clean return will be observed at surface.	3,071			2.50	29 min	209 min
12	50.3	4% NH4Cl Brine	With CT at 3320 m, Displace coil with NH4Cl 4% brine and displace approximately 8 m3 (50 bbls) at well bottom	2,114			2.50	20 min	229 min
12			POOH CT to Top to F1-A (+/- 3,278 m/ 10,755 ft).					5 min	234 min
13	6.7	4% NH4Cl Brine	Perform injection test with 1 m3 NH4Cl brine	264			1.00	7 min	241 min
14	6.3	10% Acetic Acid	Pump 1 m3 of 10% Acetic Acid.	264			2.00	3 min	244 min
15			Close the well for Squeeze. Do not exceed 3,000 psi as max WHP.					5 min	249 min
16	31.5	10% Acetic Acid	Pump 5 m3 of 10% Acetic Acid. The max Injection rate to be evaluated during the Injectivity Test by squeezing NH4Cl 4% brine into formation. Record stabilized rate and pressure.	1,321			2.00	16 min	264 min
17	6.3	4% NH4Cl Brine	Pump 1 m3 of 4% NH4Cl Brine. And start to reciprocate (up-down-up-down) at 5 m/min in front of the interval (3,320 m - 3,270 m).	264			2.00	3 min	268 min
18	62.9	4% NH4Cl Brine	Displace with 2,642 gallons of 4% NH4Cl Brine, reciprocating at 5 m/min in front of the interval (3,320 m - 3,270 m) by injecting at the max allowable injection rate achieved during the previous Inj test and increasing it step by step for any injectivity improvement (Max WHP=3,000 psi)	2,642			2.00	31 min	299 min
19			Stop pumping & POOH CT to 1,800 m. And then open the Well.					40 min	339 min
20		Nitrogen	If the well will not flow it self, start Kick off with 1 m3 of N3 at 50 lpm.		1,000			20 min	359 min
21		Nitrogen	Continue pumping N2 at 20~25 lpm until all returns are clean.		1,500			60 min	419 min
22			If so; when the well is flowing to SH-FCP's satisfaction POH.					90 min	509 min
23			Rig down & Secure well					30 min	539 min
Total	398 bbl			16,694	3,500				9.0 hrs

V.4-PERFORMANCE DE PUIITS MLE-7 APRES L'OPERATION DE STIMULATION :

De la même façon on calcule le débit et la pression de fond dynamique pour les deux différents duses «24/64"» et «32/64"» et on trace la courbe IPR en utilisant le logiciel **PROSPER** :

a. Duse 24/64" :

- Calcul du débit :

Le débit de gaz estimé de MLE-7 à partir de « choke performance » 24/64 ''

Calculation Options		
Predict Mass Flowrate		
Predict Pressure Drop		
Predict Choke Setting		

Input Data		
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Inlet Pressure	3770	psig
Inlet Temperature	66	deg C
Outlet Pressure	160	psig
Choke Setting	0.375	inches

Choke Model		
Petroleum Experts		
HYDRO - Short Frozen Flow		
HYDRO - Long Frozen Flow		
ELF		

Calculated Data		
Gas Rate	10.6955	MMscf/day
Mass Flowrate	606748	lbm/day
Outlet Temperature	-5.16666	deg C
Critical Pressure	2095.06	psig
Critical Rate	10.7531	MMscf/day
Critical Temperature	52.0937	deg C

Figure V.9: Débit de gaz pour une duse de 24/64 ''.

➡ Le débit de gaz calculé à partir de « choke performance » 24/64 '' est 10.7 MMscf/day

- Calcul de la pression de fond dynamique (FBHP) :

La valeur estimée FBHP est calculée par « gradient traverse » en utilisant FTHP pendant clean up 3770 psi et le débit calculé à partir « choke performance » 10.7 MMscf/day.

Gradient Traverse - Data Entry (MLE-7 Clean-Up-commingle_rev1.Out) (Matched PVT)						
Done	Cancel	Cases	Calculate	Plot	Export	Options
Input Data						
First Node Pressure	3770	psig				
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf				
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf				
Gas Rate	10.7	MMscf/day				
Rate Type	Gas Rate					
First Node	1 Xmas Tree 0 (m)					
Last Node	3 Tubing 3454.98 (m)					
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2					
Pipeline Correlation	Beggs and Brill					
Barnea Criteria	Yes					
Slug Method	Brill					

Figure V.10: Introduction des données.

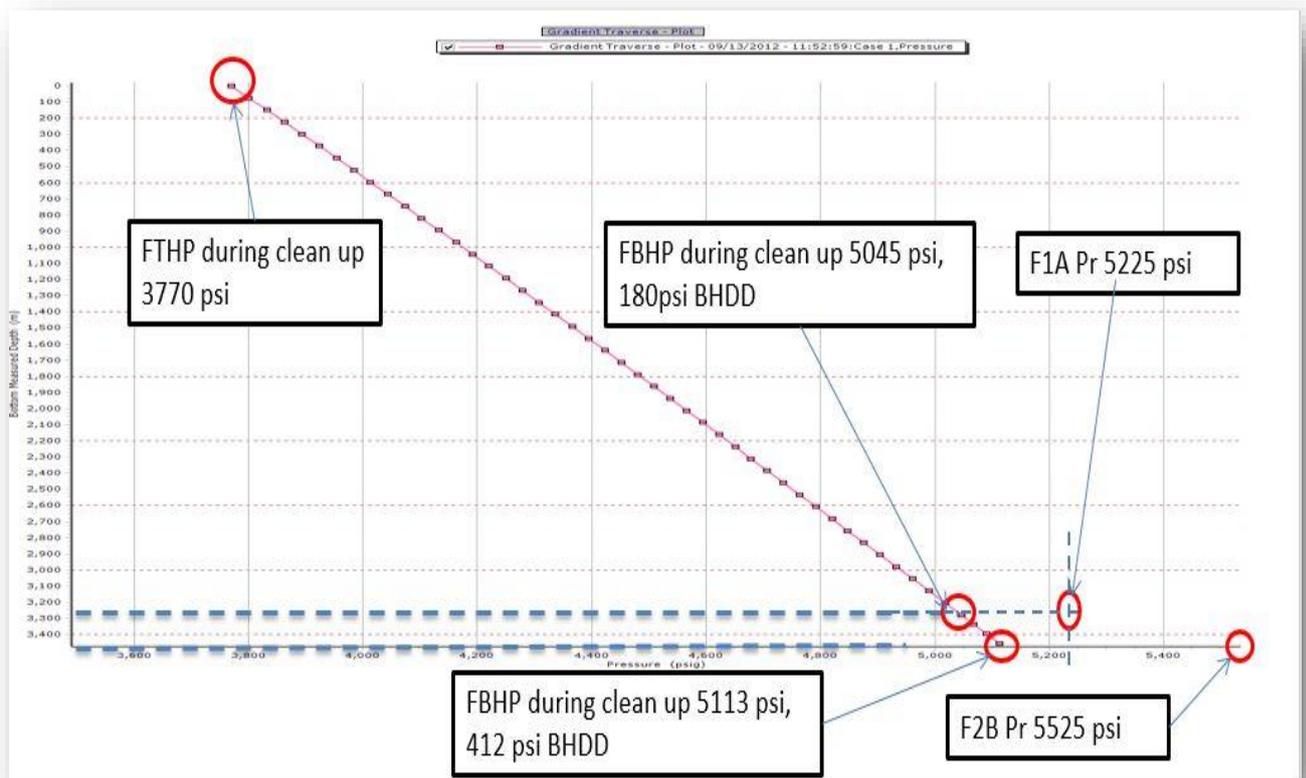


Figure V.11: Gradient de pression « gradient traverse ».

➡ La pression FBHB calculée pendant clean up est 5113 psi F2B et 5045 psi F1A

b. Duse 32/64'' :

- Calcul du débit :

Le débit de gaz estimé de MLE-7 à partir de « choke performance » 32/64 ''

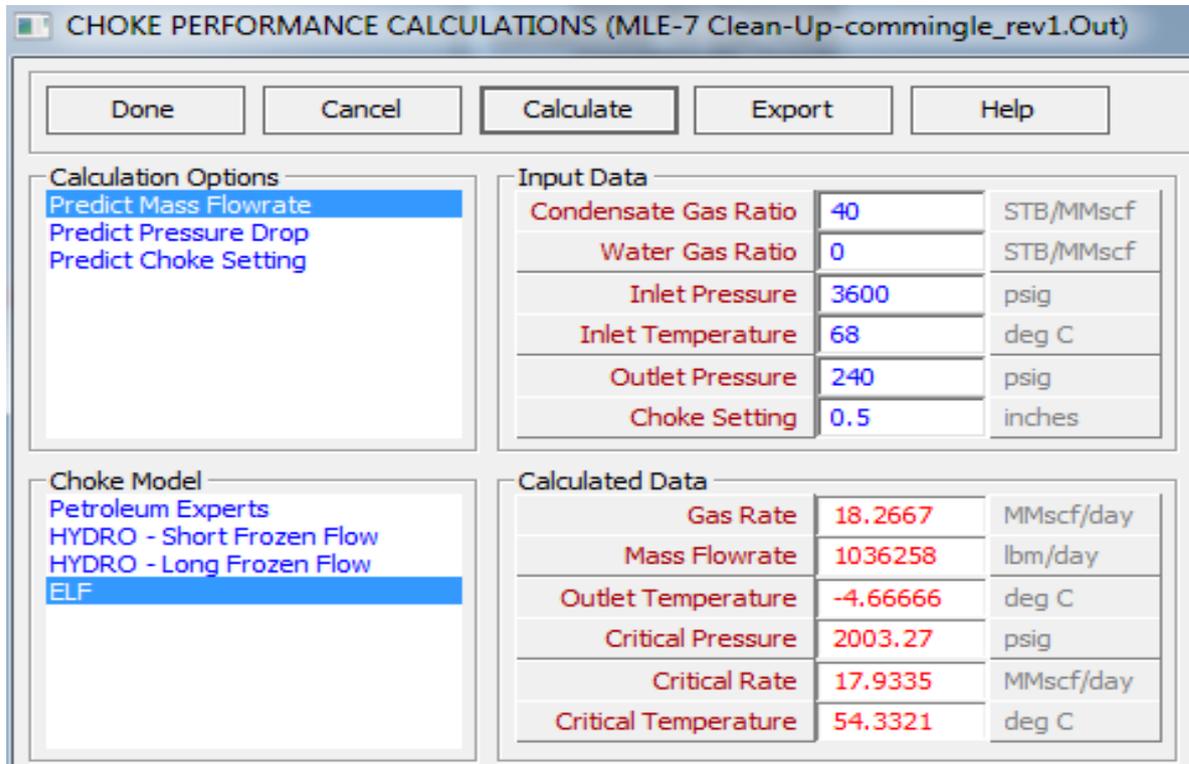


Figure V.12: Débit de gaz pour une duse de 32/64 ''.

➡ Le débit de gaz calculé à partir de « choke performance » 32/64 '' est 18.2 MMscf/day

Remarque :

La raison pour que le débit reste constant pour chaque duse après l'opération de l'acidification est due au fait que le rapport entre la pression d'entrée et de sortie est inférieur à 0.55 mais pour une duse totalement ouverte le débit change.

- Calcul de la pression de fond dynamique (FBHP)

De même façon La valeur estimée FBHP est calculée par « gradient traverse » en utilisant FTHP pendant clean up 3600 psi et le débit calculé à partir « choke performance » 18.2 MMscf/day.

Input Data		
First Node Pressure	3600	psig
Water Gas Ratio	0	STB/MMscf
Condensate Gas Ratio	40	STB/MMscf
Gas Rate	18.3	MMscf/day
Rate Type	Gas Rate	
First Node	1 Xmas Tree 0 (m)	
Last Node	3 Tubing 3454.98 (m)	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	
Pipeline Correlation	Beggs and Brill	
Barnea Criteria	Yes	
Slug Method	Brill	

Figure V.13: Introduction des données.

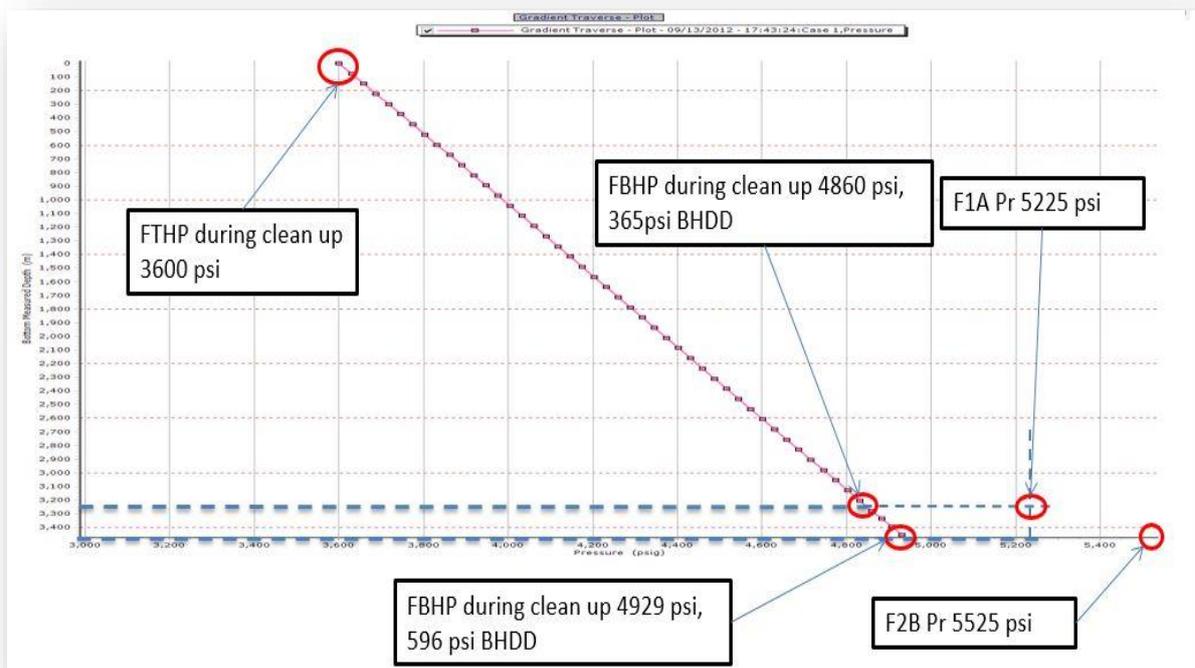


Figure V.14: Gradient de pression « gradient traverse ».

➡ La pression FBHB calculée pendant clean up est 4929 psi F2B et 4860 psi F1A

c. Courbe IPR après la stimulation :

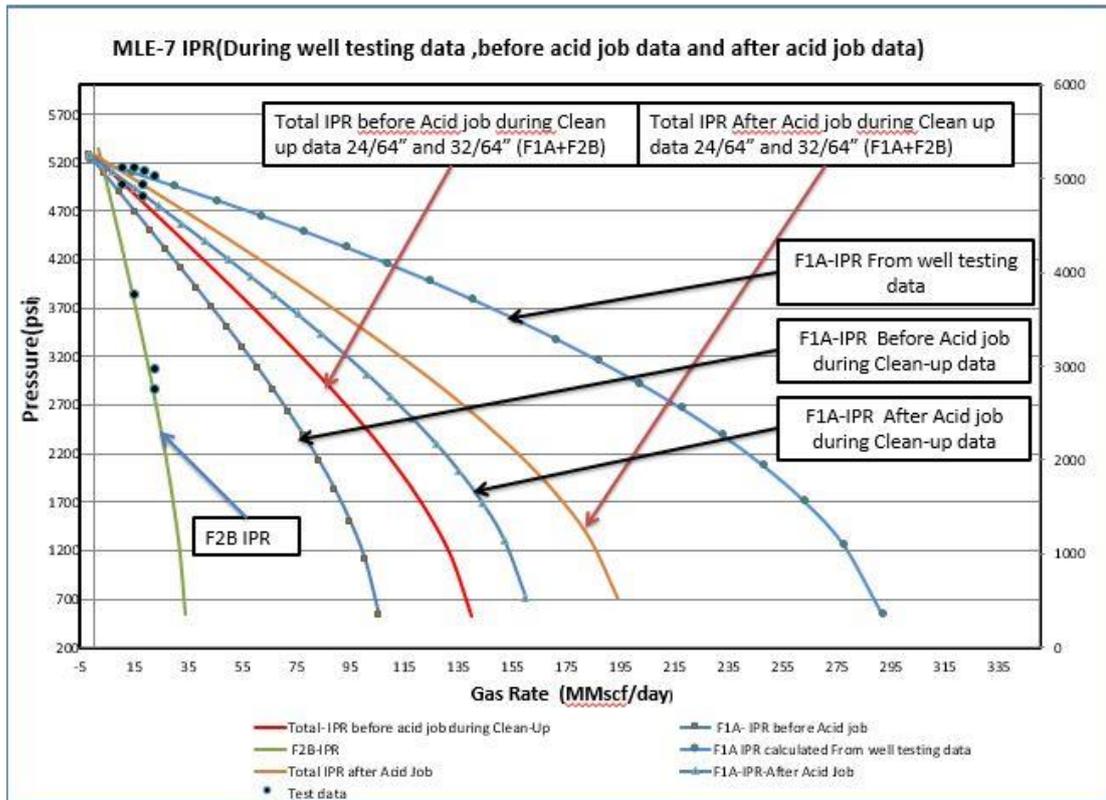


Figure V.15 : Courbe IPR.

Commentaires et Interprétation :

- On constate que IPR du réservoir F2B avant et après la stimulation reste constant, c'est logique parce que seulement le réservoir F1A qui a été stimulé.
- La formation à bien réagit avec l'acide et le traitement matriciel a rapporté un gain.
- Après l'acidification, le skin a diminué considérablement, ce qui montre la bonne identification de l'endommagement et le bon choix de l'acide.

V.5- RESULTATS :

- Durant le clean-up après la stimulation avec l'acide acétique 10%, la performance du puit a augmenté de 15% par rapport à l'endommagement de réservoir F1A.
- Le facteur de skin du réservoir F1A avant la stimulation (Acidification) était 20, il devient 8.8 après la stimulation, par conséquent l'acide acétique 10% (CH₃COOH) est convenable et très important pour dissoudre le carbonate de calcium (CaCO₃) qui est à l'intérieur de formation.

- Performance de puit avec différents draw-down (les données durant test de puit et les données avant et après l'opération de stimulation)

Tableau V.4 : Performance de puit avec différents draw-down (Gain en production).

BHDD (Psi)	Gas Rate Estimated during well testing data (commingle F1A +F2B) (MMscf/d)	Gas Rate before Acid job during clean-up (commingle F1A +F2B) (MMscf/d)	Gas Rate After Acid job during clean-up (commingle F1A +F2B) (MMscf/d)
300	11.7	4.7	6
500	30.4	12	17.3
900	53	27.4	39.4

V.6-APPROCHE ECONOMIQUE :

L'évaluation économique des opérations d'acidification est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et le payout de l'opération (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs (indiqués ci-dessous), on pourrait juger la rentabilité des opérations.

6.1-Retour sur investissement (Payout d'une opération) :

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. Plus qu'il est petit plus que l'acidification est rentable.

$$\text{Payout} = \frac{\text{le coût total}}{\text{le revenu}}$$

6.2- Gain net en production

$$\text{Gain en production (Gp)} = \text{la production après} - \text{la production avant}$$

- Dans notre cas et en prenant le débit de gaz obtenu par un Draw-Down de 900 psi (pression de réservoir – pression de fond), on obtient :

$$\text{Gp} = 39.4 - 27.4 = 12 \text{ MMScf/day} ;$$

Ce qui confirme l'amélioration de skin.

- Le coût total de l'opération d'acidification est environ : 120000 \$

- Le prix du gaz pour estimer le payout : Référence « Natural Gas Futures Prices (NYMEX) »

2.85 \$/MMbtu avec 1 MScf = 1.037 MMbtu

- Calcul :

$$G_p = 12 \text{ MMScf/day} = 12000 \text{ Mscf/day} = 12000 * 1.037 = 12444 \text{ MMbtu/day}$$

$$\text{Les revenus} = 2.85 * 12444 = 35465.4 \text{ \$/day}$$

$$\text{Payout} = 120000 / 35465.4 = 3.38 \text{ Jours}$$

Payout = 4 Jours

- Le temps nécessaire pour récupérer le coût total d'opération par le gain net de production est 4 jours.
- On peut confirmer que l'acidification de puits MLE-7 était rentable.



Conclusion et Recommandations



CONCLUSION

Dans le cadre de la réalisation de notre mémoire, l'étude entreprise nous a permis de conclure ce qui suit :

Avant de commencer le traitement par acidification, il est indispensable d'effectuer une étude complète sur l'historique du puits et d'analyser les paramètres de production.

Notre étude sur le puits MLE-7 du champ Menzel Ledjmet Est a révélé un endommagement aux abords du puits provoqué principalement par la perte de carbonate de calcium CaCO_3 dans la formation durant le fraisage d'un bridge plug. Cela nécessite une programmation d'une opération de stimulation par acidification.

La technique d'acidification consiste à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits dans le but de restaurer ou améliorer la perméabilité de la couche.

Les acides utilisés dans le traitement doivent être compatibles avec la nature du réservoir en tenant compte le type de fluide présent et de la nature d'endommagement et sa localisation.

Le puits MLE-7 ayant fait l'objet d'un traitement matriciel par l'acide acétique (CH_3COOH) a donné des résultats positifs. Ceci a engendré une augmentation de débit (de 27.4 à 39.4 MMScf/J) une amélioration de skin considérable de 20 à 9 et seulement 4 jours sont nécessaires pour récupérer le coût total de l'opération par le gain net de production.

RECOMMANDATIONS

Pour restaurer la valeur initiale de skin 0 et récupérer la production initiale, une autre stimulation de ce puit avec le même 10% acide acétique peut aider à atteindre cet objectif.

Dans le futur, et dans une opération de stimulation par acide sur le même puit MLE-7 et avec le même problème de carbonate potassium emprisonné dans la formation, il est mieux de :

- Augmenter le volume et la concentration d'acide acétique plus que 10% pour augmenter le rayon d'invasion dans la formation et par conséquent la performance du réservoir.
- Utiliser un acide différent comme l'acide formique (HCOOH), l'acide chlorhydrique (HCL) 15% ou l'acide hydrofluorique (HCL/HF) afin d'augmenter la performance du réservoir.

Bibliographie

- Williams, B.B., Gidley, J.L., Schechter, R.S, 1979, Acidizing Fundamentals, Monograph SPE Volume 8 Henry L. Doherty Series.
- R. MONICARD, 1980, Cours de production Tome1, Caractéristiques des Roches Réservoirs (ANALYSE DES CAROTTES), Edition Technip.
- Paris 1983, Manuel d'acidification des réservoirs. Editions Technip.
- J. BERTAUX, 1986, Fluid selection guide for matrix treatments, Dowell Schlumberger.
- Beggs, H.D. 1991, Production Optimization using Nodal Analysis, Oil and gas consultants international inc.
- Michael J. Kenneth G. Nolte, October 1994, Economides Reservoir Stimulation, edition Third.
- G.Bourdarot ,1996, Les essais de puits; méthodes d'interprétation , Editions technip IFP.
- Bath et England, Mars 1998, Introduction to Well Testing, Schlumberger.
- Document (HALLIBURTON) ,07 juin 1999, Acid Types SANDSTONE 2000.
- M.J., Nolte, K.G. John Wiley & Sons ,2000, Economides, Reservoir Stimulation, LTD.
- Petroleum Experts Limited, June 2014, Prosper User Manual, Single Well Systems Analysis,Version 13.