

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et pétroliers



Mémoire de Master

Présenté par

HIRECHE Belkacem

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des hydrocarbures

Thème :

Téchniques de Contrôle de Production du Sable

Devant le jury :

ZIRAIBI Nouredine	Professeur	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Examineur
SAIFI Redah	MAA	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciement

Je remercie tout d'abord Dieu tout puissant de m'avoir donné le courage, la force et la patience d'achever ce modeste travail.

Je tiens à remercier tous les professeurs de l'option MAPH qui, Grâce à ses qualités scientifiques, et, pédagogiques m'ont donné l'envie d'aller plus loin et pour leurs efforts.

*Je tiens à remercier tout particulièrement mon encadreur **Mr. SAIFI**, je le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience et sa disponibilité durant ma préparation de ce travail.*

Pour tous mes amis qui m'ont apporté leur soutien moral pendant cette année d'études, je les en remercie sincèrement.

Enfin, un très grand MERCI à toute ma famille qui m'a gratifié de son amour et fourni les motivations. Je leur adresse toute ma gratitude du fond du cœur.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire ...

À mes parents

À mes frères

À mes très chers amis

Que ce travail soit pour nous une joie partagée.

*Pour vos soutiens de toutes formes dont j'ai bénéficié de
votre part.*

Liste des abréviations

TWC: Thick-Walled Cylinder Tests

ID: Diametre interieur

DST: Drill Steam Test

OHGP: OPEN Hole Gravel Pack

ICGP: Inside Casing Gravel Pack

MCUGP: Milled Casing Underreamed Gravel Pack

Uc: Coefficient d'uniformité

TSO : Tip-Screen Out

SRT: Stepwise Flow Test

MHF : Massive Hydraulic Fracturing

ns : Le nombre de fentes par mètre de liner

α_s : La surface totale des fentes de la surface externe totale du liner

Fs : La surface externe par mètre du liner

w_s : La largeur de l'ouverture fendue

Ls : La longueur des fentes

w_e : La largeur de la fente sur le tube expansé

Df : Le diamètre extérieur final (dilaté) du tuyau

Di : Le diamètre extérieur initial du tuyau

w_s : La largeur des fentes avant dilatation

P : Pression

P_c : Pression critique

V_p : Vitesse de compression

T : Température

Po : Pouce

Bo : Facteur de volume de la formation d'huile

D_{perf} : Diamètre de perforation

h : Epaisseur de réservoir

hp : Intervalle ouvert à l'écoulement

K_g : Perméabilité du massif filtrant

K_r : Perméabilité de réservoir

M : Nombre de rangées des fentes

N : Nombre de perforation

Qo : Taux d'huile

r1 : Longueur de la pénétration du gravier

rw : Rayon du puit de forage

sg : Facteur de skin dû massif

spp : Facteur de skin dû à la crépine

ssl : Facteur de skin dû à un revêtement à fentes

sww : Facteur de skin dû à un écran enroulé de fil métallique

ps : Chute de pression dû au facteur de skin

μ : Viscosité

Ω : Fraction de surface ouverte

PVT : Pression Volume Température

OPR : Outflow Performance Reduit

IPR : Inflow Performance Reduit

VAN : Valeur Actuelle Nette

PI : Productivity index (index de production)

Liste des figures

Figure I.1 : Contrôle du sable installé par Schlumberger dans plus de 30 pays à travers le monde.....	2
Figure I.2 : Défaillance du sable due à la faible résistance de la roche.....	3
Figure I.3 : Mécanisme de production de sable.....	5
Figure I.4 : Érosion de l'équipement de production due à la production de sable: (a) érosion du crible, (b) érosion de l'étrangleur de surface	6
Figure I.5 : Variation des contraintes dans le puits à partir du puits	7
Figure I.6 : Système de coordonnées selon la configuration du puits.....	8
Figure I.7 : Flux de travail pour l'évaluation du sablage (Rahman et al 2010).....	14
Figure I.8 : Contraintes tangentielles à la paroi d'un trou (Wilson et al 2002).....	15
Figure I.9 : Matériel d'expérience pour observer l'influence de la production de sable sur la perméabilité.....	19
Figure I.10 : Influence de différents taux de production de sable sur la perméabilité.....	20
Figure I.11 : Valeur moyenne du changement de perméabilité après la production de sables de 1% w/w de différentes tailles.....	22
Figure I.12 : Valeur moyenne de la variation de perméabilité après la production de sables à 2% p/p de particules de différentes tailles.....	22
Figure I.13 : Équipement expérimental pour l'analyse de l'influence de la production de sable sur la structure des pores	23
Figure II.1 : Machine TWC (Source : Bellarby 2009).....	27
Figure II.2 : Équipement d'Exxon pour l'essai de défaillance de l'écoulement vers le rocher....	28
Figure II.3 : Tirage total en fonction du temps de transit pour les intervalles avec et sans problème de sable.....	31
Figure III.1 : Open hole and cased hole gravel packs. Source: (Completion tech 1995).....	40
Figure III.2 : Arrangements possibles des grains : (a) empilement hexagonal ; (b) empilement cubique.....	41
Figure III.3 : Relations entre la formation et la taille du sable de remplissage.....	42
Figure III.4 : Effet du rapport entre la taille moyenne du gravier et la taille moyenne du sable sur la perméabilité du gravel pack.....	43
Figure III.5 : Perméabilité dépendance à l'égard du gravier pour le tassement mélange et disposition des sables (Sparlin et Copeland 1972).....	44
Figure III.6 : Tableau d'estimation visuelle de la sphéricité et de la rondeur.....	46

Figure III.7: Mise en place du massif filtrant dans le trou ouvert par la méthode de circulation inverse : (a) Trou sous-alésé, (b) Positionnement de la crépine avec les outils de forage, (c) Pompage du gravier, (d) Libération et récupération des outils de forage, (e) Installation du packer et du joint interne	48
Figure III.8: Types courants de garnissage intérieur en gravier.....	49
Figure III.9 : Méthode de lavage pour la mise en place du gravel pack à l'intérieur d'un tubage perforé au pistolet : (a)Élimination du sable de la formation, (b) Détermination de l'espace libre, (c) Pompage du gravier dans le tube, (d) Lavage du gravier à la profondeur souhaitée, (e) Compactage du gravier par pression, (f) Installation de la garniture d'étanchéité et du joint interne	50
Figure III.10 : Comparaison des concepts de fracturation et de pack conventionnels (Roodhart et al 1994).....	52
Figure III.11 : SRT idéal et écoulement radial sans fracturation (Economides et al1998).....	52
Figure III.12: Tuyaufendu expansion (Weatherford 2003).....	53
Figure III.13: Forme de la fente : (a) original ; (b) après expansion.....	54
Figure III.14: Complément d'écran autonome.....	55
Figure III.15: Quelques types d'écrans possibles : (a) écran enroulé de fil métallique, (b) écran préemballé à double couche, (c) écran préemballé à fil unique, (d) écran préemballé à double couche avec un écran micro (d) écran préemballé à double couche avec micro écran, (e) écran Premium, (f) écran enroulé de laine.....	56
Figure III.16 : Comparaison des concepts de fracturation et de pack conventionnels (Roodhart et al1994).....	59
Figure III.17 : SRT idéal et écoulement radial sans fracturation (Economides et al1998).....	66
Figure III.18 : Facteur de pseudo-skin d'un puits vertical recoupé par une fracture verticale à conductivité finie (Cinco-Ley, 1978).....	74
Figure IV. 1: Système de production pour l'état de trou ouvert.....	84
Figure IV.2 : Situation de l'équipement de fond de puits.....	84
Figure IV.3 : Distribution de la taille des grains de la formation (adapté de la compagnie pétrolière offshore iranienne).....	85
Figure IV.4 : Système de production pour une complétion avec gravier.....	85
Figure IV.5 : Variation du taux d'huile d'exploitation en fonction de la perméabilité du massif filtrant.....	86
Figure IV.6 : Variation du taux d'huile en fonction de la largeur de la fente.....	86

Figure IV.7 : Système de production pour une complétion par chemisage à fente.....	87
Figure IV.8 : Système de production pour l'achèvement de l'écran enroulé de fil.....	88
Figure IV.9 : Système de production pour la complétion d'un écran pré-emballé.....	88
Figure IV.10 : Tracé de la VAN pour 12 ans et un taux d'actualisation de 10 %.....	90
Figure IV. 11 : Tracé de la VAN pour un réservoir à faible IP.....	91
Figure IV.12 : Tracé de la VAN pour un réservoir à IP élevé.....	91
Figure IV.13 : Tracé de la VAN pour un baril de pétrole à 20 \$.....	91
Figure IV.14 : Tracé de la VAN pour un baril de pétrole à 100 \$.....	92

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Types de rupture en cisaillement.....	10
Tableau I.2 : Types de rupture en traction.....	12
Tableau I.3: Propriétés physiques des particules.....	17
Tableau I.4 : Type et caractéristiques du sable.....	18
Tableau I.5 : Changement de perméabilité après la production de sable à 1% de différentes gammes de taille.....	21
Tableau II.1 : Données requises dans une évaluation complète pour prédire le potentiel de la production de sable.....	25
Tableau II.2 : Paramètres influençant la production de sable.....	29
Tableau III.1 : Classification des méthodes de contrôle du sable.....	35
Tableau III.2 : Examen des différentes méthodes de prévention du sable.....	36
Tableau III.3 : Lignes directrices pour le choix de l'approche de contrôle du sable.....	38
Tableau IV.1 : Données d'entrée : environnement et ressources (Patton et Abbott 1979).....	79
Tableau IV.2 : Données sur les fluides et les réservoirs	83
Tableau IV.3 : Données sur les puits.....	83
Tableau IV.4 : Données et corrélations des essais de puits.....	83
Tableau IV.5 : Propriétés du massif filtrant pour l'achèvement du contrôle du sable.....	86
Tableau IV.6 : Propriétés des gaines fendues pour les complétions de contrôle du sable.....	87
Tableau IV.7 : Propriétés des tamis à fils et des tamis pré-emballés.....	87
Tableau IV.8 : Résumé des données calculées pour toutes les méthodes de contrôle du sable.....	89
Tableau IV.9 : Coûts approximatifs des équipements et des opérations de contrôle du sable.....	89

Table des matières

Remerciement	
Dédicaces	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Mécanisme et facteurs affectant la production du sable	
I.1 Introduction	2
I.2 Causes et conséquences de la production de sable	3
I.3 Stabilité du puits et critères de rupture du sable	6
I.4 Caractéristiques et classification des sables de formation	16
I.5 Changements des propriétés de la formation dus au Production du sable.....	19
I.5.1 Expériences visant à observer l'influence de la production de sable sur la perméabilité..	19
I.5.2 Influence de la production de sable sur la structure de la porosité	22
Chapitre II : Production du sable	
II.1 Introduction sur la prédiction du sable	24
II.2 Contexte théorique de la prédiction du sable	24
II.2.1 Méthodes numériques	24
II.2.2 Méthodes analytiques	25
II.2.3 Simulation en laboratoire	26
II.2.4 Méthodes empiriques utilisant des observations sur le terrain et des données de puits..	28
II.3 Méthodologies de prédiction du sable	31
Chapitre III : Méthodes de contrôle du sable	
III.1 Introduction	34
III.2 Les limites principaux de chaque méthode de contrôle du sable	36
III.3 Paquets de gravier (gravel packs)	39
III.3.1 Sélection du gravier	41
III.3.2 Qualité du sable des graviers	45
III.3.3 Méthodes de Gravel Pack	46

III.4 Les gaines fendues (Slotted Liners).....	50
III.4.1 Tubulaire à fente extensible (Expandable Slotted Tubular)	53
III.5 Écrans (Screens)	54
III.5.1 Cribles en fil de fer (Wire Wrapped Screens)	55
III.5.2 Écrans pré-emballés (Pre-packed Screens)	57
III.6 Fracture et pack	57
III.6.1 Principaux problèmes de la complétion Frac-and-Pack	58
III.6.1.1 Astuce-Screenout	58
III.6.1.2 Considérations relatives à la pression nette et aux fuites de fluide	60
III.6.2 Design et exécution du traitement	62
III.6.2.1 Perforations	62
III.6.2.2 Considérations mécaniques	63
III.6.2.3 Essais diagnostiques de prétraitement	64
III.6.2.4 Design Tip-Screenout	68
III.6.2.5 Pompage d'un traitement TSO	71
III.6.3 La conductivité des fractures et la sélection des matériaux	71
III.6.3.1 Dimensions optimales des fractures	71
III.6.3.2 Sélection de l'agent de soutènement	75
III.6.3.3 Sélection des fluides	76

Chapitre IV : Etude de cas sur les méthodes de contrôle du sable

IV.1 Introduction	79
IV.2 les critères pour la sélection des méthodes de contrôle du sable.....	79
IV.3 Facteur de SKIN dû à la méthode de contrôle du sable.....	80
IV.3.1 Méthode du GRAVEL PACK	80
IV. 3.2 Méthode des chemises à fente	81
IV.3.3 Écran enroulé sur fil	81
IV. 3.4 Le tamis pré-emballé	82
IV.4 Description du modèl.....	82
IV.4.1 Réalisation d'un puits garni de gravier (gravel packed).....	84
IV.4.2 Complétion de puits avec liner à fente	86
IV.4.3 Complétion du puits à l'aide d'un écran métallique	87
IV.4.4 Contrôle du sable à l'aide de tamis pré-emballés	88

IV.5 Conclusion	92
Conclusion générale.....	93
Références bibliographiques	

Introduction générale

La production de pétrole et de gaz est toujours suivie, dans une certaine mesure, par celle de production des particules solides. Le problème se pose partout dans le monde, quel que soit l'âge des réservoirs, mais il est plus fréquent dans les puits produisant à partir des plus jeunes (sables d'âge miocène et pliocène). Cela s'explique par le fait que ces formations sont faiblement consolidées et le matériau de cimentation est souvent argileux. La production possible de sable dépend de l'interaction des grains, de leur friction inter-granulaire et des contraintes in-situ, des forces capillaires et, dans certains cas, de la viscosité des fluides en place. Indépendamment de l'opinion selon laquelle les formations plus anciennes et plus profondément enterrées sont plus consolidées, il a été constaté que des formations anciennes très profondes étaient complètement non consolidées. Elle peut varier de quelques grammes à plusieurs milliers de grammes par mètre cube de fluide produit. Dans certains cas (lorsqu'il s'agit de pétrole lourd), il peut être utile et est plus souvent appliqué au cours de la dernière décennie. Mais dans d'autres situations, il peut s'agir d'un problème qui conduit à des accidents graves et sérieux s'il n'est pas traité. Le principal problème réside dans le fait que toute forme de contrôle qui est appliqué entraîne des coûts supplémentaires et une réduction de la production.

Les objectifs de cette étude sont les suivants : (1) passer en revue l'état de l'art de la prédiction du sable, (2) sélectionner la meilleure méthode de contrôle du sable en fonction de certains critères que nous verrons plus tard dans les chapitres.

Afin d'atteindre les objectifs mentionnés ci-dessus, dans le premier chapitre, nous avons parlé des causes de la production du sable et de ses conséquences sur la production de pétrole, de gaz et sur la stabilité du puits de forage ; Dans le chapitre 2 de cette étude diverses techniques de prédiction du sable ont été discutées ; à partir de ce chapitre, les principaux types de prédiction sont empiriques, analytiques, numériques et de simulation en laboratoire. Ces techniques doivent être intégrées pour prédire efficacement le potentiel de sablage d'une formation. La décision entre le contrôle du sable (exclusif) et la gestion du sable (passive) est identifiée comme dépendant de la prédiction du sable. Les différentes méthodes de contrôle du sable ont été présentées dans le chapitre quatre, y compris les outils et l'installation de chaque méthode. Dans le dernier chapitre, qui est le quatrième, nous avons fait une étude de cas en utilisant les différents critères que les ingénieurs utilisent (Données sur les fluides et les réservoirs, Données et corrélations des essais de puits, etc.) pour identifier la meilleure méthode de contrôle.

Chapitre I :

Mécanisme et facteurs
affectant la production du
sable

I.1 Introduction :

La production de sable est un problème mondial. Elle a toujours des conséquences importantes sur le développement des champs. La production de sable à partir d'un réservoir de formation non consolidée est un problème très difficile car elle met fin à la vie de production d'un réservoir et d'un puits. Dans l'industrie pétrolière et gazière, des millions de dollars sont dépensés chaque année pour le nettoyage du sable. La production de sable limite également le débit de production, ce qui entraîne d'énormes pertes économiques. Chaque fois que l'on s'inquiète de la production de sable dans un champ en cours d'exploitation, la gestion et le contrôle du sable sont les principales mesures à prendre.

Les zones de production de pétrole et de gaz qui sont actuellement confrontées au problème de la production de sable sont la côte américaine du Golfe du Mexique, la mer du Nord, la Chine, le Canada, la Californie, le Venezuela, l'Afrique occidentale, l'Indonésie et la Malaisie. Comme le montre la figure 1, la technologie de contrôle du sable est installée par la société Schlumberger dans plus de 30 pays dans le monde. La gestion du sable est une approche d'exploitation lorsque les outils traditionnels de contrôle du sable ne sont pas généralement appliqués, et que le taux de production est atteint grâce à un processus approprié de surveillance et de contrôle de l'afflux de sable, des pressions de puits et des débits. Au cours des 10 dernières années, le processus de contrôle du sable dans les formations conventionnelles des réservoirs de pétrole et de gaz a été appliqué sur un grand nombre de puits dans le monde entier et a montré une augmentation des taux de production d'hydrocarbures. En outre, différents outils de conception et d'analyse sont nécessaires pour évaluer la possibilité de production de sable et pour quantifier le risque de réduction du sable, et pour trouver des critères opérationnels pratiques pour une fenêtre de production sûre. Ces outils de conception dépendent de la capacité à prévoir la production initiale de sable, ses taux et ses quantités, les risques d'érosion de l'équipement et les conditions qui permettent au sable d'être transporté à travers un tubage de production et des pipelines de surface. En outre, un outil essentiel de la production de sable, tel que la technologie de surveillance du sable, peut être utilisé pour permettre un suivi quantitatif en temps réel du flux de sable.



Figure I.1 : Contrôle du sable installé par Schlumberger dans plus de 30 pays à travers le monde.

I.2 Causes et conséquences de la production de sable :

La production de sable se produit lorsque la contrainte exercée sur la formation dépasse la résistance de celle-ci et entraîne la rupture de la roche. La rupture de la roche est due aux activités tectoniques, à la pression des morts-terrains, à la pression interstitielle, aux contraintes induites pendant le forage et à la force d'entraînement des fluides. Les facteurs qui affectent la tendance de la formation à produire du sable peuvent être classés en deux catégories : les effets de l'écoulement des fluides et de la résistance de la roche. La production de particules de sable peut consister en des solides porteurs de charge et des fines de formation. La production de fines de formation, qui n'entre pas dans le cadre de la mécanique de formation, est bénéficiaire car elles peuvent se transporter facilement dans la formation au lieu de la boucher. Le taux de production est régulièrement maintenu à des taux bas pour éliminer la production de particules, où dans plusieurs situations, le taux de production encore bas n'est pas rentable. Ces facteurs peuvent être classés comme suit :

Le degré de consolidation indique la capacité à maintenir ouverts les trous de perforation, étroitement liée à la force avec laquelle les grains de sable individuels sont liés entre eux. En général, la cimentation du grès se produit par un processus géologique secondaire dans lequel les sédiments plus anciens ou les formations plus profondes ont tendance à être plus serrés que les sédiments plus jeunes ou les formations peu profondes. Il en résulte que la production de sable est normalement un problème lorsqu'on produit à partir des formations sédimentaires peu profondes et plus jeunes. On trouve de telles formations dans le monde entier, par exemple en Amérique du Nord et du Sud (golfe du Mexique, Californie, Venezuela), en Afrique (Nigeria, Égypte), en Europe (France, Italie) et en Asie (Trinidad, Chine, Malaisie, Brunei, Indonésie), entre autres. En général, les jeunes formations sédimentaires tertiaires contiennent un léger matériau matriciel de cimentation qui lie les grains de sable entre eux et ces formations sont souvent qualifiées de "non consolidées" ou "mal consolidées". La propriété mécanique de la roche qui est liée au degré de consolidation est connue sous le nom de "résistance à la compression". Le processus d'acidification réduit la résistance à la compression de la formation, ce qui affaiblit la formation consolidée. En général, les formations de grès non consolidées ont une résistance à la compression inférieure à 6,9 MPa.a. La figure (I.2) illustre la rupture du sable due à la faible résistance de la roche.

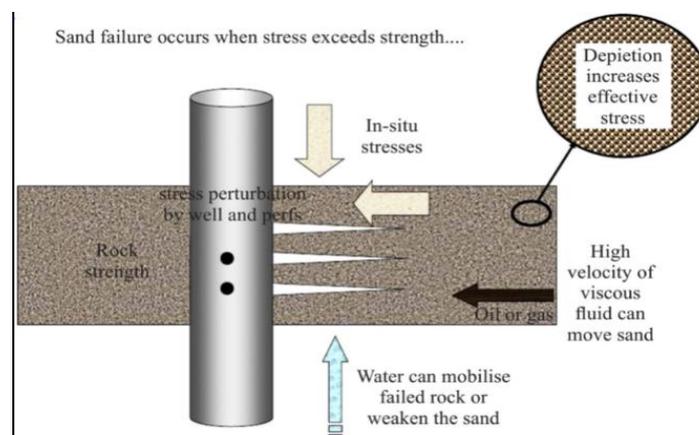


Figure I .2 : Défaillance du sable due à la faible résistance de la roche.

L'augmentation du taux de production du fluide du réservoir due à un important rabattement de pression entre la pression du réservoir et la pression d'écoulement du puits peut provoquer la production de sable. En général, la production du fluide d'hydrocarbures du réservoir entraîne une perte de pression par frottement et des forces de frottement (dues à l'énergie potentielle et cinétique) qui peuvent dépasser la résistance à la compression de la formation. Par conséquent, la plupart des puits de production ont un débit critique, qui est inférieur à la perte de pression par frottement et aux forces de frottement qui ne sont pas assez élevées pour dépasser la résistance à la compression de la formation, ce qui entraîne la production de sable. Le débit critique est obtenu en augmentant lentement le taux de production jusqu'à ce que la production de sable soit détectée. D'autre part, une des techniques qui peut être utilisée pour réduire la production de sable est la vanne d'étranglement qui peut réduire le taux de production au taux critique où la production de sable a un niveau acceptable ou ne se produit pas. Dans certaines circonstances, ce débit est considérablement inférieur au débit de fluide acceptable du puits de production.

Lorsque la pression du réservoir diminue, les heures supplémentaires résultent de la réduction de la pression interstitielle, ce qui entraîne une réduction de la production de fluide du réservoir. En général, la réduction de la pression du réservoir peut entraîner une augmentation de la quantité de contraintes qui s'appliquent sur le sable de formation, comme l'augmentation de la pression effective des morts-terrains. Si les particules de la formation sont écrasées de leur matrice pendant la durée de vie du réservoir, il est possible que du sable soit produit avec le fluide du réservoir. De même, la formation peut être endommagée si la contrainte effective dépasse la résistance de la formation en raison de la compaction de la roche réservoir due à la réduction de la pression interstitielle de la formation.

La force de frottement appliquée aux particules de sable est créée par l'écoulement du fluide du réservoir. La force de frottement est proportionnelle à la viscosité et au débit du fluide du réservoir. Lorsque la viscosité du fluide du réservoir est élevée, il applique généralement une force de frottement plus importante sur les particules de la formation par rapport à un fluide de faible viscosité. La résistance visqueuse peut entraîner la production de sable à partir de réservoirs de pétrole lourd qui contiennent des liquides de densité et de viscosité élevées, même à des débits faibles.

La production de sable augmente au fur et à mesure que le débit d'eau augmente. Cette incidence s'explique par deux mécanismes. Lorsque la formation de grès est mouillée par l'eau, une certaine cohésion entre les particules est assurée par la tension superficielle de l'eau de connivence qui entoure chaque particule de sable. Lorsque de l'eau est produite, l'eau connexe a tendance à adhérer à l'eau produite, ce qui entraîne une diminution de la force de tension superficielle et donc une réduction de la cohésion entre les particules. La force de l'arche de sable entourant la perforation est limitée par la quantité d'eau produite, ce qui entraîne la production de particules de sable. Un autre mécanisme de production d'eau a un impact sur la production de sable, à savoir la perméabilité relative. Lorsque le pourcentage d'eau coupée augmente, il diminue la perméabilité relative du pétrole, ce qui entraîne une augmentation de la pression différentielle nécessaire pour produire le fluide hydrocarboné au même rythme. L'augmentation de la pression différentielle près du fond du puits entraîne une force de

cisaillement plus importante à travers les particules de sable de la formation. Par conséquent, les contraintes plus importantes peuvent provoquer l'instabilité de la voûte de sable autour de la perforation, ce qui entraîne la production de sable.

La figure (I.3) montre le processus en trois étapes du mécanisme de production de sable, qui comprend les dommages à proximité du puits, la perforation et le transport.

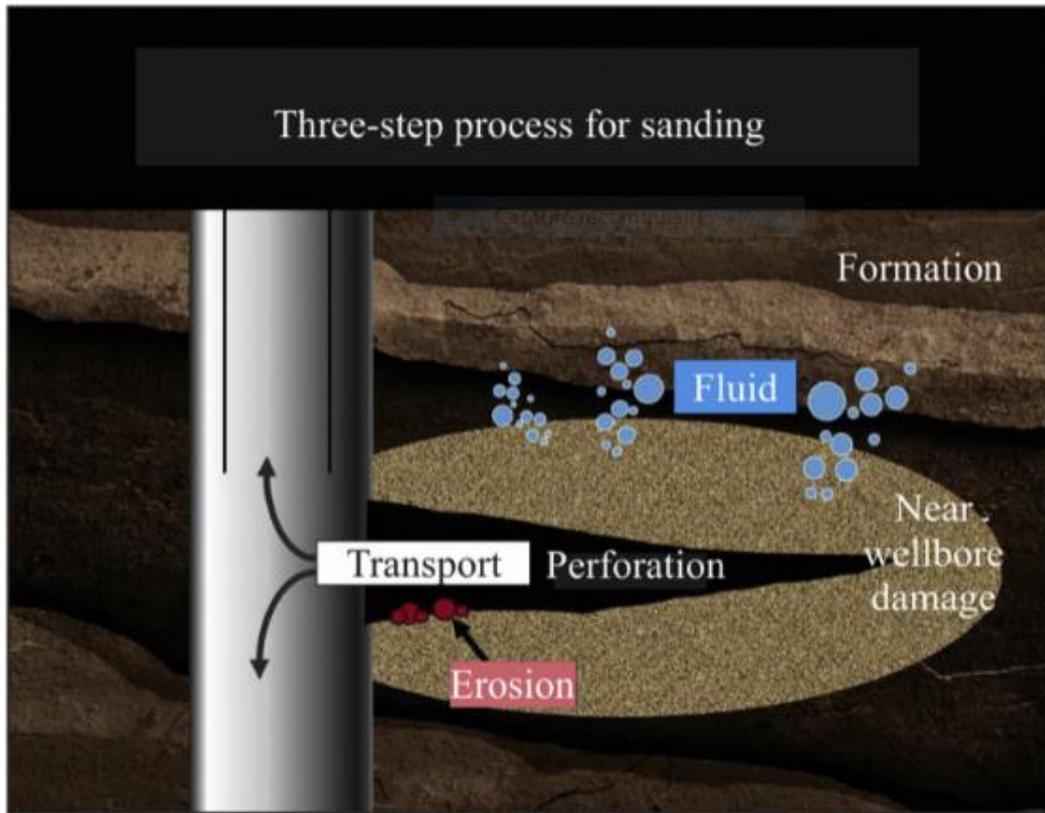


Figure I.3 : Mécanisme de production de sable.

Le sable accumulé dans les outils de surface, le puits de forage, les canalisations, les tubes et le séparateur entraîne une diminution de la production, ce qui est défavorable au puits. Le sable se dépose dans le puits de forage en raison des faibles vitesses de production, ce qui recouvre lentement la section du réservoir. Si les sables piégés ne sont pas dégagés, ils se transforment en bouchons de sable, qui tombent ensuite dans le puits de forage et entraînent une perte de production. La soupape de sécurité souterraine se bloque et devient inopérante après avoir été érodée par les particules de sable. La défaillance de l'équipement entraîne alors des problèmes de sécurité et d'environnement. En outre, des coûts de maintenance supplémentaires sont dépensés pour entretenir les installations de surface et les équipements de fond de puits endommagés. Le sable produit est un déchet dangereux ; il doit donc être nettoyé avant d'être éliminé conformément aux réglementations environnementales. L'élimination du sable, qui implique le nettoyage, le stockage et le transport, est très coûteuse. En outre, la production de sable entraîne également des problèmes géomécaniques tels que l'endommagement des formations.

L'écoulement du fluide avec des particules dures, et l'énergie cinétique des particules en mouvement lorsqu'elles entrent en contact avec la surface de l'acier, provoquent un enlèvement abrasif de l'acier. L'érosion en fond de trou est plus susceptible de se produire dans les joints de soufflage, les tubes, les crépines ou les chemises à fente qui n'ont pas été suffisamment tassés lors de la complétion par gravel pack. L'érosion est plus grave lorsque le sable est produit dans du gaz ou lorsque les fluides produits sont en écoulement turbulent.

Un gaz à haute pression contenant des particules de sable et se dilatant à travers étranglement de surface est la situation la plus dangereuse, en raison de la vitesse élevée associée.

Une érosion excessive à cet endroit peut entraîner une perte totale de contrôle du puits.

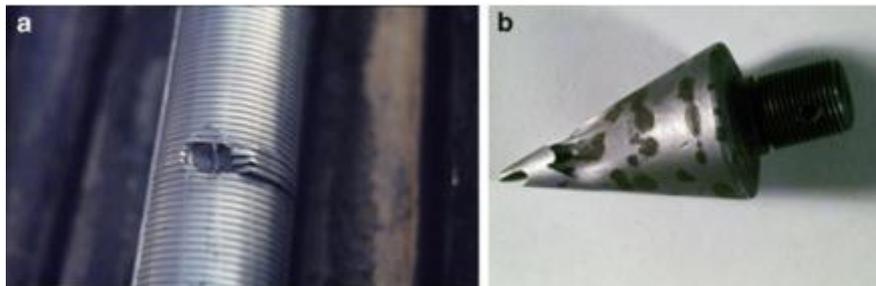


Figure I.4 : Érosion de l'équipement de production due à la production de sable: (a) érosion du crible, (b) érosion de l'étrangleur de surface

1.3 Stabilité du puits et critères de rupture du sable :

L'instabilité du puits de forage est généralement causée par une combinaison de facteurs qui peuvent être classés comme étant d'origine contrôlable ou incontrôlable (naturelle).

Les facteurs incontrôlables sont dus à des fractures ou failles naturelles, à des contraintes tectoniques, des contraintes in situ élevés, des formations mobiles, des formations non consolidées et des surpressions naturelles ou induites. L'effondrement de schistes surpressés. Les facteurs contrôlables sont la pression du fond du puits (densité du fluide de service), l'inclinaison et l'azimut du puits, la pression interstitielle transitoire, l'interaction physique chimique entre la roche et le fluide, l'érosion et la température.

Avant de décrire la variété de modèles prédictifs disponibles pour évaluer la stabilité d'un puits de forage, il est nécessaire de définir ce qui constitue la "défaillance" d'un puits de forage. Il est clair que l'écaillage ou l'érosion de quantités raisonnables de roche de la paroi d'un puits de forage n'implique pas nécessairement que le puits de forage a échoué. Il s'ensuit donc que les phénomènes de déformation et d'élasticité de la paroi ne signifient pas nécessairement qu'un puits de forage a "cédé".

Avant le forage d'un puits, la roche est dans un état d'équilibre. Les contraintes dans la terre dans ces conditions sont connues sous le nom de contraintes de champ lointain (σ_v , σ_H , σ_h ou contraintes in-situ). (Gaurina-Međimurec 1994). Lorsque le puits est foré, les contraintes de la roche à proximité du puits sont redistribuées, car le soutien offert à l'origine par la roche forée est remplacé par la pression hydraulique de la boue.

Les contraintes peuvent être résolues en une contrainte verticale ou de recouvrement, σ_v , et deux contraintes horizontales, σ_H (la contrainte horizontale maximale in situ) et σ_h (la contrainte horizontale minimale in situ), qui sont généralement inégales (McLean et Addis 1990).

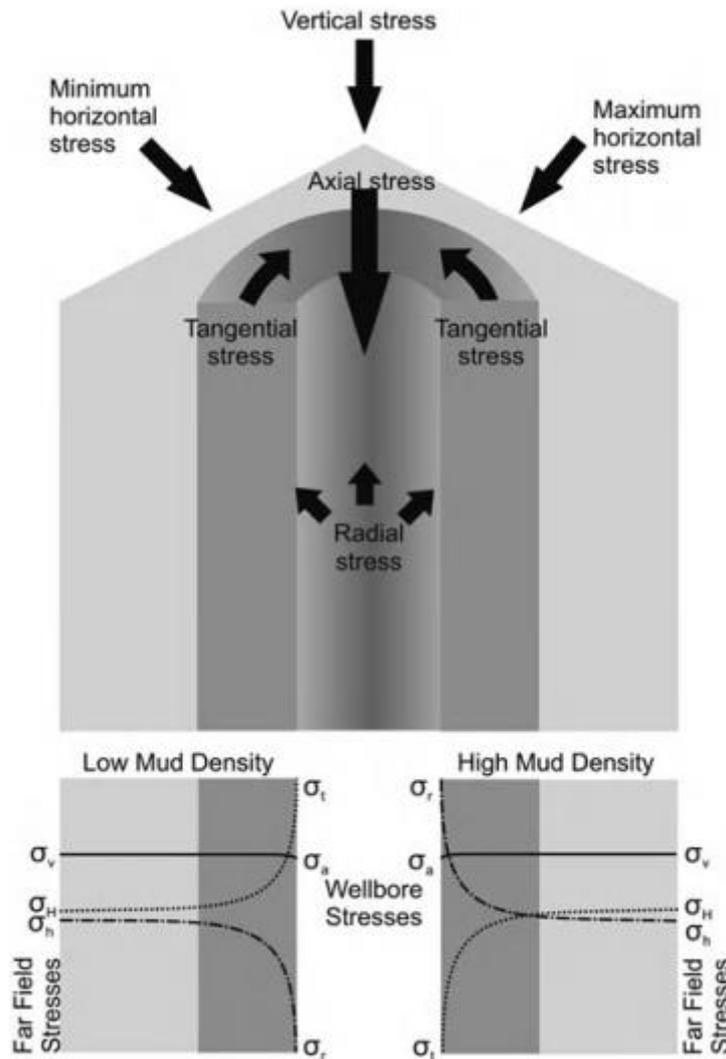


Figure I.5 : Variation des contraintes dans le puits à partir du puits (raltman@slb.com)

Si l'état de contrainte redistribué dépasse la résistance de la roche, que ce soit en tension ou en compression, il peut en résulter une instabilité. La figure (I.5) montre les contraintes du puits de forage (the wellbore stresses) après le forage. Elles sont décrites comme la contrainte radiale σ_r , la contrainte tangentielle (contrainte circonférentielle ou cerclée) σ_t , et la contrainte axiale σ_a . La contrainte radiale agit dans toutes les directions perpendiculaires à la paroi du puits, la contrainte tangentielle entoure le trou de forage et la contrainte axiale agit parallèlement au puits. Il montre également que les contraintes du puits de forage changent rapidement avec la distance du trou de forage, et se transforment en contraintes de champ lointain. Cela est dû au fait qu'à l'écart du trou de forage, la roche est dans un état original et non état non perturbé. Ainsi, la contrainte radiale σ_r se transforme en contrainte horizontale minimale σ_h , et la contrainte tangentielle σ_t converge vers la contrainte horizontale maximale σ_H .

La distribution locale des contraintes autour d'un puits de forage est contrôlée par des effets mécaniques (contraintes insitu), chimiques, thermiques et hydrauliques. Le référencement des coordonnées :

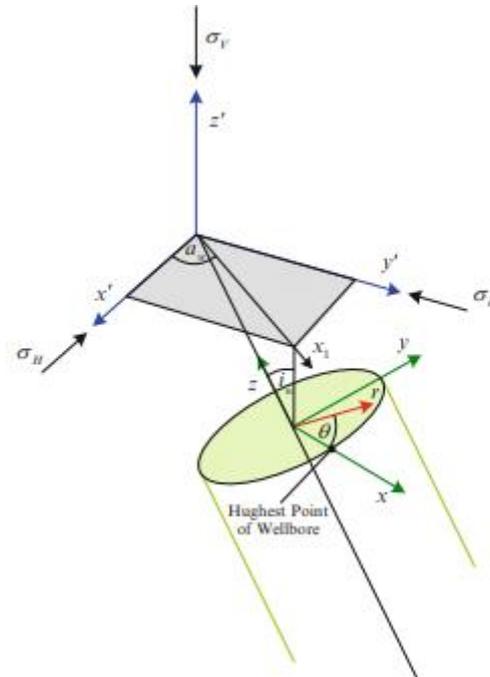


Figure I.6 : Système de coordonnées selon la configuration du puits

Système utilisé pour calculer la distribution des contraintes autour d'un puits de forage, gouvernée par les contraintes in-situ et les effets hydrauliques, est présenté dans la Fig.1 .5

Les contraintes locales induites par les contraintes in-situ et les effets hydrauliques au niveau de la paroi du puits de forage.

($r = r_w$), pour un puits vertical, peuvent être décrites comme suit (Fjær et al. 2008) :

$$\sigma_r = p_w$$

$$\sigma_t = (\sigma_x + \sigma_y) - (\sigma_x - \sigma_h) \cos 2\theta - p_w$$

$$\sigma_a = \sigma_t - 2(\sigma_x - \sigma_y) \nu \cos 2\theta$$

D'après les équations précédentes, on peut conclure que la contrainte radiale σ_r dépend de la pression du puits p_w ou du poids du fluide d'entretien. La contrainte tangentielle est dépend de la contrainte normale dans la direction (x) σ_x , la contrainte normale dans la direction (y) σ_y , la contrainte horizontale minimale σ_h , l'angle entre un point de la circonférence du puits et la direction de la contrainte horizontale maximale θ et de la pression du puits p_w , la contrainte axiale σ_a dépend de la contrainte normale dans la direction (z) σ_z , de la contrainte normale dans la direction (x) σ_x , de la contrainte normale dans la direction (y) σ_y , de la contrainte horizontale

minimale σ_h , du coefficient de Poisson de la roche ν et de l'angle entre un point de la circonférence du puits et la direction de la contrainte horizontale maximale θ .

Les contraintes dans le puits diminuent rapidement à partir de la direction du puits, La paroi du puits convertit les contraintes du champ lointain car, loin du puits, la roche est dans un état non perturbé.

Les contraintes locales au niveau de la paroi du puits ($r = r_w$) induites par les effets chimiques et thermiques peuvent être exprimées de la manière suivante :

$$\sigma_r = 0$$

$$\sigma_t = \frac{\alpha_p(1-2\nu)}{1-\nu}(p_w - p_{pi}) + \frac{E \cdot \alpha_t}{3(1-\nu)}(T_w - T_i)$$

$$\sigma_a = \frac{\alpha_p(1-2\nu)}{1-\nu}(p_w - p_{pi}) + \frac{E \cdot \alpha_t}{3(1-\nu)}(T_w - T_i)$$

On peut noter que la constante de Biot α_p , le coefficient de Poisson de la roche ν , la pression du puits de forage p_w , la pression initiale des pores p_{pi} , le module d'Young E , la constante d'expansion thermique volumétrique α_t et les profils de température (température T_w de la paroi du puits et température T_i de la formation initiale) sont nécessaires pour calculer la distribution des contraintes autour d'un puits de forage résultant des phénomènes chimiques et thermiques.

Le profil de pression interstitielle est modifié par les mouvements de l'eau et des ions dans ou hors du schiste en raison des potentiels hydrauliques, chimiques et électriques. Les profils de pression de pore et de température peuvent être obtenus en utilisant des équations présentées dans la littérature (Ottesen et Kwakwa 1991 ; Lomba et al. 2000 ; Awal et al. 2001 ; Zhang et al. 2006 ; Nguyen et al. 2007).

Afin d'évaluer le potentiel de stabilité du puits de forage, un modèle constitutif réaliste doit être utilisé pour calculer la stabilité du puits, les contraintes et/ou les déformations autour du puits de forage. Les contraintes et les déformations calculées par contraintes et déformations calculées doivent ensuite être comparées à un critère de défaillance donné.

De nombreux critères de rupture par cisaillement (Tableau 1.1) tels que les critères de Mohr-Coulomb, Drucker-Prager, von Mises, Lade modifié et autres sont proposés dans la littérature.

(Simangunsong et al. 2006 ; Zhang et al. 2006 ; Maury et Sauzay 1987 ; Morita et Ross 1993 ; McLean et Addis 1990).

Le modèle de rupture par cisaillement de Mohr-Coulomb est l'un des modèles les plus utilisés pour évaluer l'effondrement des forages. Ce modèle néglige la contrainte principale intermédiaire mais inclut l'effet des forces directionnelles des schistes. Le critère de rupture par cisaillement comprend la contrainte principale maximale σ_1 , la constante de Biot α_p et la pression de pore p_p , et établit la relation avec la force de cohésion de la roche C_0 , la contrainte principale minimale σ_3 , et l'angle de friction interne ϕ . Il peut être exprimé par l'équation suivante :

$$\sigma_1 - \alpha_p p_p \leq c_o (\sigma_3 - \alpha_p p_p) \tan \rho^2$$

La rupture par traction se produit lorsque la contrainte imposée par la boue de forage dépasse la résistance à la traction de la formation (T_o).

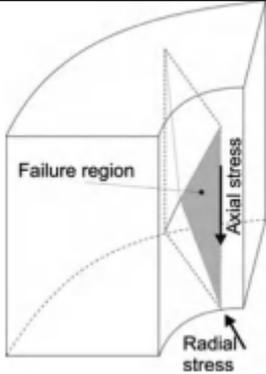
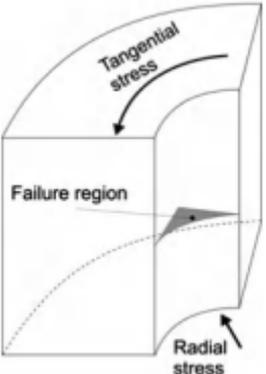
Le poids extrêmement excessif de la boue de forage crée une fracture hydraulique, ce qui déclenche une perte de circulation massive et la formation de la matrice déformation. Par conséquent, cette défaillance devient la limite supérieure de la fenêtre de densité de la boue dans les pratiques de forage sûres.

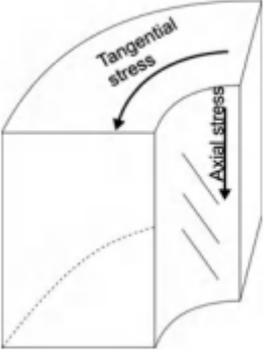
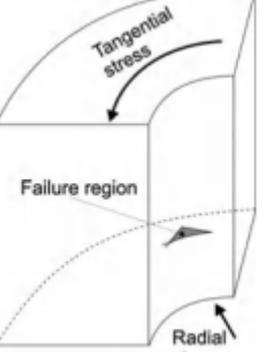
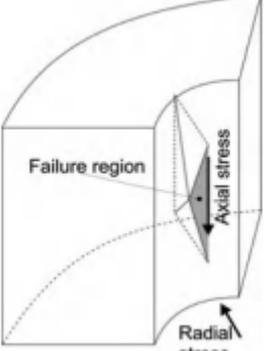
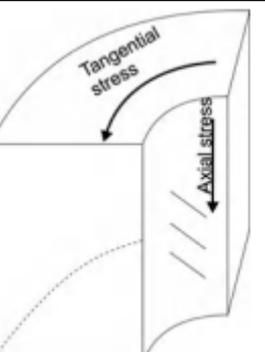
La rupture par traction se produit généralement lorsque la moindre contrainte principale effective σ_3 , supportée par la pression interstitielle p_p , dépasse la résistance à la traction de la roche de formation T_o .

Mathématiquement, ce critère peut être exprimé comme suit dans l'équation (1.8)(Simangunsonget al. 2006 ; Zhang et al. 2006) :

$$\sigma_{t2} - p_w \leq T_o$$

Tableau I.1 : Types de rupture en cisaillement

Type de défaillance	Géométrie et orientation	Figure
Rupture en cisaillement peu profonde knockout $\sigma_a > \sigma_t > \sigma_r$	La défaillance se produira dans le plan radial/axial car les contraintes maximales (σ_a) et minimale (σ_r) sont orientées dans ce plan (un plan vertical)	
Rupture par cisaillement large rupture $\sigma_t > \sigma_a > \sigma_r$	La rupture se produira dans le plan radial/ tangentiel car les valeurs maximale (σ_t) et minimale (σ_r) sont orientées dans ce plan (le plan horizontal)	

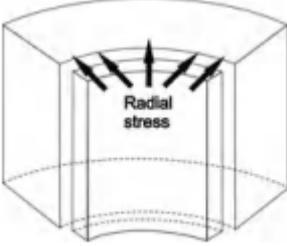
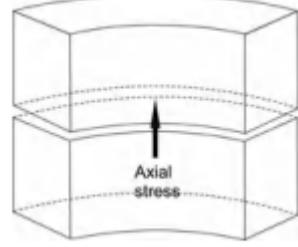
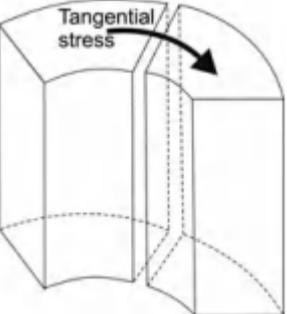
<p>Echelon de cisaillement à angle élevé</p> $\sigma_a > \sigma_r > \sigma_t$	<p>La rupture se produira dans l'arc axial/ tangentiel car les valeurs maximale (σ_a) et minimale (σ_t) sont orientées dans cet arc (l'arc de la paroi du trou de forage)</p>	
<p>Rupture étroite par cisaillement rupture</p> $\sigma_r > \sigma_a > \sigma_t$	<p>La rupture se produira dans le plan radial/ tangentiel car les valeurs maximale (σ_r) et minimale (σ_t) sont orientées dans ce plan (le plan horizontal)</p>	
<p>Rupture en cisaillement profond knockout</p> $\sigma_r > \sigma_t > \sigma_a$	<p>La défaillance se produira dans le plan radial/axial car les contraintes maximales (σ_r) et minimales (σ_a) sont orientées dans ce plan (un plan vertical)</p>	
<p>Echelon de cisaillement à angle faible</p> $\sigma_t > \sigma_r > \sigma_a$	<p>Géométrie et orientation</p>	

On peut supposer que la résistance à la traction de la roche est égale à zéro car, théoriquement, une fracture prend naissance dans une faille, un joint ou une fracture existante. Pour appliquer

les critères de l'équation (1.8) toutes les contraintes principales sont soumises à des transformations tensorielles.

Les magnitudes des contraintes de traction peuvent être ordonnées de trois manières différentes, comme le montre le Tableau I.2 (Bowes et Procter 1997)

Tableau 1.2 : Types de rupture en traction

Type de défaillance	Géométrie et orientation	Figure
Rupture en traction cylindrique $\sigma_r \leq -T_o$	Cette rupture est concentrique avec le Trou de forage. Un faible poids de boue Favoriserait la rupture en raison l'amplitude de σ_r étant Plus faible	
Rupture par traction horizontale $\sigma_a \leq -T_o$	Cette rupture crée une fracture horizontale	
Rupture verticale en traction $\sigma_t \leq T_o$	Cette rupture crée une fracture verticale parallèle à la contrainte horizontale maximale Ceci est dû au fait que dans Cette orientation, la contrainte tangentielle doit surmonter la plus petite Résistance à la traction de la formation	

Lorsque les contraintes induites dépassent la résistance de la formation, la production de sable augmente. Lorsque la formation produit du pétrole, il est possible qu'il n'y ait pas de production

de sable. La production d'eau réduit toujours la résistance d'une formation en raison de la dispersion des matériaux de liaison amorphes. L'ampleur de la résistance du fluide dépend de la vitesse ainsi que de la viscosité du fluide, de la tension interfaciale et de la phase du fluide.

La production de sable est possible même à partir d'une formation où la liaison entre les grains est bonne et où la résistance de la formation est plus élevée. Elle commence par le nettoyage des perforations et se poursuit par la rupture de la formation sous l'effet de la pression des morts-terrains et de la baisse de la pression interstitielle avec la production.

En raison de la variété des situations possibles, il convient de considérer toutes les options possibles. L'exclusion de tout type de contrôle du sable se fait sur la base de l'analyse de la prédiction du sable.

Les problèmes opérationnels liés à la production de sable vont des problèmes coûteux de la perte totale d'une zone productive ou même la possibilité de perdre le contrôle du puits, en raison de l'érosion de l'équipement de surface. En même temps, le sable produit réduit le taux de production, et tout autre type d'équipement de contrôle du sable installé fait de même.

Mais en même temps, l'enlèvement du matériau de remplissage endommagé libère l'espace poreux et permet de réduire les coûts et augmente la perméabilité de la roche à proximité du puits.

Ce peut conduire à des valeurs de skin négatives et à une augmentation de l'indice de productivité dans la production de pétrole lourd. Le fait est que cette approche peut conduire à des solutions peu coûteuses avec la nécessité d'une gestion active des risques, Elle nécessite une analyse basée sur l'acquisition de données sur le terrain, de modélisation théorique de tous les processus physiques impliqués, de suivi des données de production et d'essais de puits afin d'évaluer les risques.

Le suivi des données de production avec des tests de puits pour aider à la conception de la complétion, à l'optimisation et à l'évaluation des risques.

La décision de mettre en œuvre ou de ne pas mettre en œuvre un quelconque contrôle du sable peut être faite sur la base de l'approche intégrée de géomécanique et de contrôle passif du sable proposée par Rahman et al. (2010). Cette approche présente un critère général de défaillance de la roche en tant qu'en fonction des contraintes dans la formation, de la résistance de la roche, de la pression du réservoir et de ses variations, ainsi que de la trajectoire du puits et de son évolution et de l'espacement et de la direction des perforations. L'objectif est d'évaluer le sablage possible par l'approche montrée dans le flux de travail de la Figure (I .7)

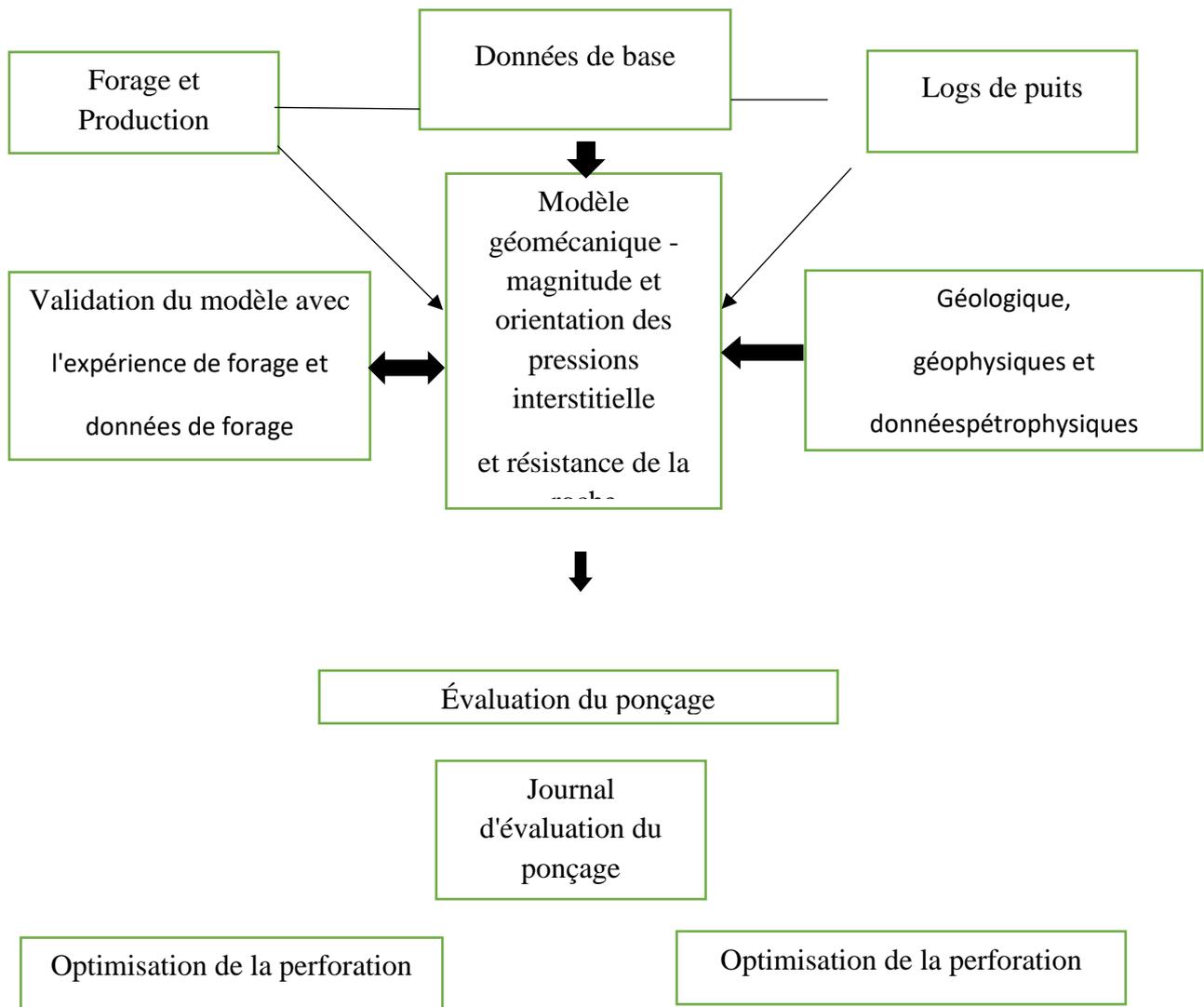


Figure I.7 : Flux de travail pour l'évaluation du sablage (Rahman et al. 2010)

Une bonne approche par un contrôle approprié du sable peut être une combinaison d'une évaluation géomécanique (détermination du facteur de charge - LF), d'une optimisation des paramètres du puits (trajectoire du puits en fonction de la direction de la contrainte maximale et de l'orientation de la perforation) et l'optimisation de la production en contrôlant le rabattement tout au long du cycle de vie du puits.

Selon Wilson et al. (2002), pour éviter la production de sable, la contrainte tangentielle effective la plus importante σ_{t2} , pour des contraintes totales de champ lointain $\sigma_1 > \sigma_2$, avec une pression de fond de puits p_w , doit être inférieure à la résistance effective de la formation U .

$$\sigma_{t2} - p_w \leq U$$

Les contraintes tangentielles à la paroi d'un trou peuvent être résolues selon la Fig. 1.8

Les contraintes tangentielles à la surface du trou peuvent être écrites comme suit :

$$\sigma_{t1} = 3\sigma_2 - \sigma_1 - p_w(1 - A) - A \cdot p_e$$

Et,

$$\sigma_{t2} = 3\sigma_1 - \sigma_2 - p_{wf}(1 - A) - A \cdot p_e$$

Ils donnent les relations entre les contraintes tangentielles à la surface du trou $\sigma_{t1,2}$, la pression d'écoulement au fond du trou p_{wf} , la pression du réservoir (champ lointain) p_e , et la constante poro-élastique A (définie par l'équation 1.13).

$$A = \frac{(1 - 2 \cdot \nu)\alpha_p}{1 - \nu}$$

Où α_p représente la constante de Biot définie dans l'équation 1, avec c_r représentant la compressibilité de la roche en vrac et c_b représentant la compressibilité des grains.

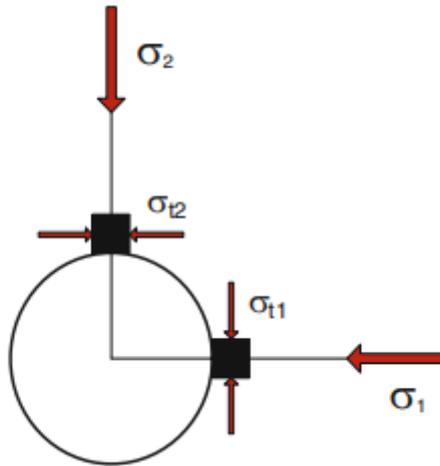


Figure I.8 : Contraintes tangentielles à la paroi d'un trou (Wilson et al. 2002)

$$\alpha_p = 1 - \frac{c_r}{c_b}$$

La pression critique d'écoulement en fond de trou (CBHFP) qui résultera avec la production de sable est que :

$$p_{wf} \geq CBHFP = \frac{3\sigma_{t1} - \sigma_{t2} - U}{2 - A} - p_e \frac{A}{2 - A}$$

Parce que la production de sable est la fonction ou le résultat du rabattement de la pression du réservoir, et que la pression de fond du puits est égale à ($p_{wf} = p_e - CDP$) ; (CDP est la pression de rabattement critique pour provoquer une défaillance), il est possible de trouver une relation entre la pression du réservoir p_e et CDP :

$$p_e = \frac{1}{2} [3\sigma_{t1} - \sigma_{t2} - U + CDP(2 - A)]$$

OR,

$$CDP = \frac{1}{2 - A} [2p_e - (3\sigma_{t1} - \sigma_{t2} - U)]$$

La résistance effective de la formation U peut être déterminée de plusieurs façons, mais la plus fréquente est l'essai de cylindre à paroi épaisse (pression d'effondrement de la formation standard TWCsp). Différentes tailles d'éprouvettes sont utilisées pour les essais en laboratoire (l'une d'entre elles est de 31,8 mm [1,5 in]), de diamètre extérieur OD, 12,7 mm [0.5 in.] de diamètre intérieur ID et 76,2 mm [3 in.] de long). Étant donné que le rapport OD/ID entre la formation et le puits tend vers l'infini, la relation acceptée est la suivante :

$$U = 2 \cdot 1.55 t w c_{sp}$$

Le terme facteur de charge (LF) a été inclus :

$$LF = \frac{\sigma_{t2} - p_{wf}}{U} \geq 1$$

Cela signifie que pour $LF < 1$, la formation ne s'effondre pas, mais que pour $LF > 1$, la formation s'effondre et du sable est produit.

I.4 Caractéristiques et classification des sables de formation :

Lorsque l'on compare les approches d'exclusion, telles que les limites de production ou les complétions, par rapport aux approches de séparation de surface pour les particules solides produites, il est important d'identifier la nature des solides traités. Les particules solides produites présentent certaines caractéristiques, telles que des matières particulaires insolubles, inorganiques et indéformables qui sont associées à la production de fluides d'hydrocarbures. Ces particules sont produites le fluide du réservoir sous forme de pétrole, de gaz, d'eau ou d'une combinaison (multiphase). Les huiles lourdes peuvent former une matière particulaire épaisse, comme les cires de paraffine ou les asphaltènes, mais ces composants sont généralement colloïdaux, semi-solubles, organiques et déformables et ne font pas partie de la catégorie des particules produites. Ces composants ont une densité relative proche de celle du liquide hydrocarboné et une tendance à l'agglomération qui empêche un traitement efficace par l'un ou l'autre des procédés, à savoir les séparateurs ou le criblage. L'ajout de solvant ou de chaleur est également nécessaire pour rétablir la production du flux entrant ou éliminer les matériaux des systèmes de pipelines et des installations.

Lorsque des particules inorganiques sont produites à une certaine taille et concentration pour impliquer un traitement d'exclusion ou de séparation, elles sont communément appelées "solides produits". Ces matières sont classées en deux groupes : les matières naturelles et les matières artificielles, l'accent étant mis dans cet article sur les particules de sable. Le principal facteur d'intérêt est les propriétés physiques de chaque catégorie de solide exploitée pour le processus d'exclusion ou de séparation. Ces propriétés physiques sont la taille des particules, leur forme et leur distribution, leur densité et leur concentration. Le tableau 1.3 montre les propriétés moyennes des solides qui sont utilisés dans la conception d'un système de gestion des particules.

Tableau I.3 : Propriétés physiques des particules

Propriété	Sable	Argile	Proppant	Produit de corrosion	Paquet de graviers
Gravité spécifique	2.5-2.7	1.8-2.8	2.6-3.6	5.6-6.0	2.6-3.0
Shape Factor	0.2-0.5	0.1-0.3	0.5-0.9	0.1-0.5	0.5-0.9
Plage de taille (μm)	25-600	<20	500-3000	10-10000	250-3500
Concentration (ppmv)	5 -100	<5	A20000	<2	0(à moins que l'échec)

La formation du sable est décrite comme un matériau granulaire, dont le diamètre des particules est compris entre 0,0625 et 2 mm, et qui se compose principalement de dioxyde de silicium (SiO_2) et de quelques autres minéraux. En général, il existe quatre types de sable qui sont classés en fonction de la variation de leurs propriétés, et peuvent être classés comme suit :

- Sable mouvant
- Sable partiellement consolidé
- Sable friable ou semi-consolidé
- Sable consolidé

La résistance du grès est affectée par la compaction, la cimentation et la dissolution des grains de sable aux points de contact. La consolidation du sable est associée à la cimentation de minéraux tels que le quartz, la calcite et la dolomite. Le sable non consolidé est celui qui a été piégé dans l'environnement avec des agents cimentaires insuffisants. Ce type de sable présente une porosité et une perméabilité élevées en raison d'une faible consolidation. Par conséquent, le contrôle du sable est nécessaire pour ce type de formation. En revanche, le sable consolidé est un sable très bien cimenté et ne nécessite donc pas de contrôle du sable. Les quatre classifications de sable sont associées à la nécessité de prendre en compte le contrôle du sable dans la complétion, comme le montre le tableau 1.4 Les particules naturelles qui sont produites à partir des minéraux du réservoir d'origine sont en général des sables. Ce sont des particules détritiques d'argiles et d'oxydes minéraux qui sont des silicates d'aluminium hydratés pouvant être détritiques ou authigènes. Les particules de sable sont considérées comme des particules porteuses de la formation, tandis que les particules fines ne sont pas considérées comme des éléments de la structure mécanique.

Tableau I.4 : Type et caractéristiques du sable.

Type de sable	Caractéristiques
Sable mouvant	<p>Sable complètement non consolidé.</p> <p>Pas de matériaux de cimentation.</p> <p>Ont une faible force de cohésion et de compactage.</p> <p>Très difficile pour les opérations de forage et de carottage.</p> <p>La production de sable se produit au début de la production du puits.</p>
Sable partiellement consolidé	<p>Possède quelques agents cimentaires mais reste faiblement consolidé.</p> <p>Le carottage se fait facilement.</p> <p>Mais la carotte obtenue est très fragile et s'effrite facilement.</p> <p>L'état du trou ouvert s'effondre facilement.</p>
Sable friable ou semi-compétent	<p>Bien cimenté.</p> <p>L'échantillon de carotte est facilement obtenu.</p> <p>Au début, il n'y a pas de production de sable.</p> <p>Au fur et à mesure de la production du puits, il y a production de sable.</p> <p>Il est toujours difficile de prendre la décision d'appliquer ou non une complétion de contrôle du sable dans cette formation sableuse.</p>
Sable consolidé	<p>Sable très bien cimenté.</p> <p>Ne nécessitent généralement pas de méthode de contrôle du sable.</p>

La plupart des particules produites ont une densité relative moyenne de 2,65. À cette concentration, si un puits de production produit 10 000 bpj, il produira 5 bpj de particules qui pèsent 4630 lb. Par ailleurs, les argiles ont une densité relative comparable mais elles ont une granulométrie plus petite et sont généralement présentes en faible concentration. Les débris de réservoir sont produits à la suite d'opérations de reconditionnement, du mouvement des fluides hors du réservoir, ou en raison de la dégradation de la roche de formation.

Ces deux opérations peuvent entraîner des fragments de forage résiduels et endommager la roche de formation autour du puits de forage par stimulation acide ou fracturation hydraulique. Les particules naturelles produites par les opérations de reconditionnement peuvent avoir une concentration initiale élevée lors du redémarrage de la production, mais la concentration des particules se réduit rapidement en quelques jours pour atteindre un niveau de concentration.

I.5 Changements des propriétés de la formation dus au Production du sable :

I.5.1 Expériences visant à observer l'influence de la production de sable sur la perméabilité :

Le but de cette expérience est d'évaluer les changements de perméabilité lorsque différentes tailles de particules sont drainées de manière quantitative et progressive étape par étape. Elle se concentre principalement sur l'influence de la taille du sable, du taux de production de sable et de la perméabilité initiale sur la perméabilité de la formation lorsque la production de sable est autorisée, et fournit une taille de sable contrôlée pour la gestion de la production de sable.

Les expériences en laboratoire peuvent utiliser des carottes naturelles ou des carottes artificielles, l'échantillonnage et le traitement du grès non consolidé sont très difficiles et donc il n'y a pratiquement pas de carottes naturelles complètes dans ces réservoirs. Les carottes utilisées dans les expériences sont préparées par le sable de formation, et le tube de sable utilisé est le tube cylindrique en acier inoxydable Figure(I.9):



Figure I.9 : Matériel d'expérience pour observer l'influence de la production de sable sur la perméabilité.

I.5.1.1 Influence de la production de sable sur la perméabilité :

Les méthodes et procédés expérimentaux sont les suivants :

- Remplir les tubes de sable, puis peser et tester la perméabilité initiale.
- Réduire le poids du sable de formation à l'étape 1 pour simuler la production de sable, et maintenir la fraction de masse de la production de sable à 0,5 %, 1 % et 2 %

respectivement et maintenir la fraction de masse de la production de sable à 0,5 %, 1 % et 2 %, respectivement.

- Retester la perméabilité.
- Calculer les résultats du changement de perméabilité.

Les résultats expérimentaux sont présentés à la figure I.10:

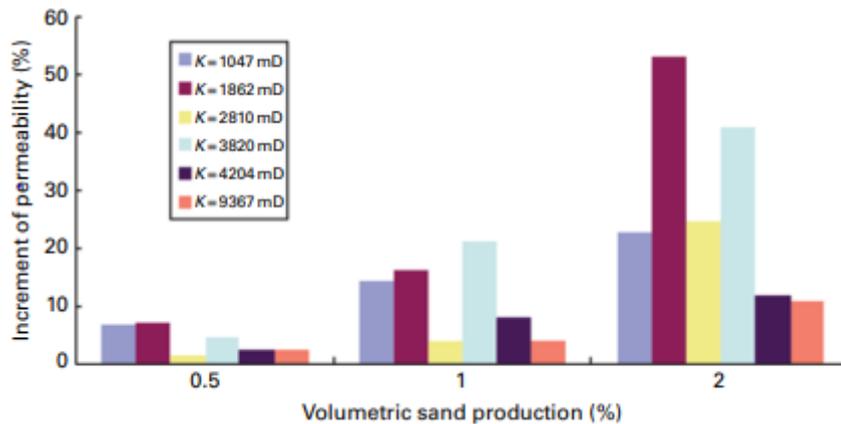


Figure I.10 : Influence de différents taux de production de sable sur la perméabilité.

La figure (I.10) montre que (1) Avec l'augmentation de la production de sable, la perméabilité augmente de façon non linéaire. Lorsque la fraction massique du sable produit est de 0,5%, la perméabilité augmente de 0,5% à 6,9% (3,7% en moyenne). Lorsque la fraction massique de production de sable est de 1.0%, la perméabilité augmente de 2.2% à 21.4% (9.3% en moyenne), Lorsque la fraction massique du sable de production est de 2.0%, la perméabilité augmente de 10,8 % à 53,1 % (25,2 % en moyenne). (2) Le pourcentage d'augmentation de la perméabilité dans les différents échantillons de carottes varie considérablement, ce qui est probablement lié à la distribution initiale de la taille des particules des roches.

I.5.1.2 Influence de la taille de la particule sur la perméabilité de la formation :

Le but de cette expérience est d'évaluer quantitativement le changement de perméabilité après la production de différentes gammes de taille de particules.

Les méthodes et procédés expérimentaux sont les suivants :

- Laver l'huile des carottes et les sécher.
- Remplir les tubes de sable, peser et tester la perméabilité à l'azote.
- Utilisez un tamis à mailles standard pour préparer des particules de différentes tailles, et réaliser des expériences basées sur la production de 1% et 2% de fraction de masse de sable, respectivement.
- Retester la perméabilité.
- Calculer les résultats du changement de perméabilité.

Les données expérimentales indiquent que la perméabilité du tube de sable augmente après la production de sable (tableau I.5 figures I.11 et I.12).

Les résultats suivants sont obtenus sur la base des expériences :

1. La perméabilité des noyaux augmente d'environ 20% lors de la production de sable à 1% de différentes tailles. En fait, les tailles de particules de la production de sable allant de 26 μm à 39 μm influencent grandement la perméabilité, et l'augmentation moyenne de la perméabilité est de 27,97 %. Les particules de squelette relativement grandes ont moins augmentation de la perméabilité ; par exemple, les tailles de particules de production de sable allant de 154 à 200 μm entraînent une augmentation de la perméabilité de 14,99 % figure (I.11)

Ces résultats s'expliquent par le fait que les particules de formation inférieures à 39 μm se répartissent autour de la gorge des pores de la roche de manière dispersée, ce qui constitue la particule source de pont bloquant la gorge des pores et facile à migrer. Par conséquent, la perméabilité change fortement après la production de cette partie de particules.

2. Pour les carottes dont la perméabilité initiale est plus faible, la perméabilité augmente beaucoup après la production de sable. Par exemple, la perméabilité moyenne augmente de 29,17% après la production de 1% de sable pour les échantillons ayant une perméabilité de 431mD. Lorsque la perméabilité est supérieure à 1500 mD, la perméabilité initiale n'a pas d'influence évidente sur la relation entre la perméabilité et la production de sable.

Tableau I.5 : Changement de perméabilité après la production de sable à 1% de différentes gammes de taille.

Well Number	Depth (m)	Permeability Change (%)							Initial Perm. (mD)
		22 to 26 μm	26 to 39 μm	39 to 50 μm	50 to 74 μm	74 to 100 μm	100 to 154 μm	154 to 200 μm	
NB35-2-2	991.60	23.14	25.19	15.57	11.24	9.62	17.88	12.09	2102
NB35-2-2	991.90	22.99	31.72	25.20	18.42	17.90	22.92	16.68	1423
NB35-2-2	1000.90	35.81	37.60	29.53	24.10	23.49	24.47	—	431
NB35-2-4	1114.11	28.85	31.45	19.17	15.64	14.88	20.58	17.79	2093
NB35-2-4	1116.11	23.25	28.90	16.02	14.66	13.37	15.21	12.80	4147
NB35-2-5	1001.80	28.10	32.76	23.15	19.06	15.45	17.58	16.43	6285
NB35-2-5	1006.80	20.81	26.20	19.07	16.43	10.16	11.97	—	5562
NB35-2-5	1016.30	25.86	28.79	21.99	18.29	15.23	20.39	19.05	5445
NB35-2-5	1043.90	17.90	23.52	17.92	16.87	15.06	17.71	13.10	5439
NB35-2-6	1076.90	16.17	23.05	19.15	14.57	10.27	16.87	13.97	8441
NB35-2-6	1080.00	20.22	25.39	16.92	15.70	13.31	17.14	14.08	1815
NB35-2-6	1102.70	17.55	21.07	17.30	15.43	12.65	15.96	13.89	2982
Average		23.39	27.97	20.08	16.70	14.28	18.22	14.99	—

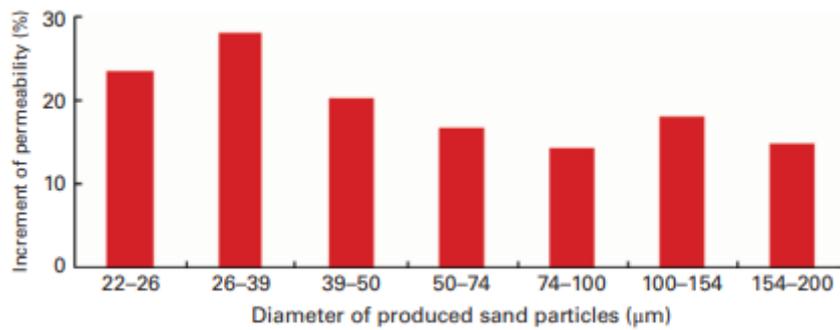


Figure I.11 : Valeur moyenne du changement de perméabilité après la production de sables de 1% w/w de différentes tailles.

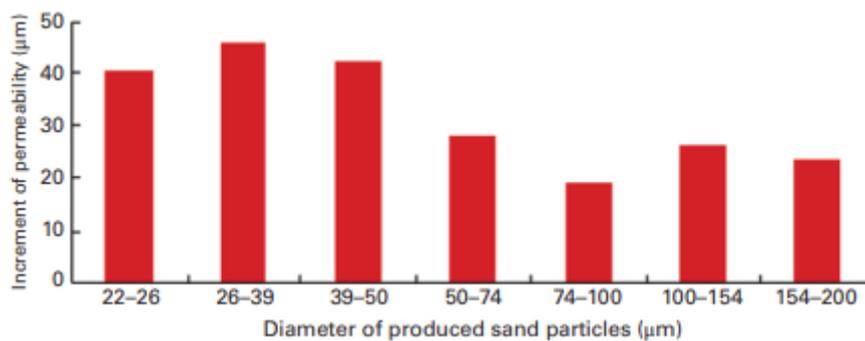


Figure I.12 : Valeur moyenne de la variation de perméabilité après la production de sables à 2% p/p de particules de différentes tailles.

I.5.2 Influence de la production de sable sur la structure de la porosité :

L'objectif de cette étude expérimentale est d'évaluer plus précisément les caractéristiques de distribution d'une structure de pores avant et après les expériences dynamiques en modifiant la vitesse d'injection, la viscosité du pétrole, le rabattement de la production, etc. lors de la réalisation d'expériences permettant une production de sable limitée ou excluant la production de sable. En d'autres termes, en observant les caractéristiques des changements de distribution des gorges reliant les pores du même échantillon avant et après la migration des particules, en particulier les caractéristiques de distribution des gorges principales, la taille de la gorge qui est bloquée pendant la production de sable peut être identifiée. Par conséquent, des paramètres raisonnables de contrôle de la production de sable peuvent être obtenus en combinant les caractéristiques de distribution des particules de production de sable et la taille des particules qui bloquent facilement les gorges sur la base du rabattement initial correspondant, de la vitesse d'écoulement, de la viscosité du pétrole, etc. L'ensemble de l'équipement expérimental est présenté à la figure (I.13) :



Figure I.13 : Équipement expérimental pour l'analyse de l'influence de la production de sable sur la structure des pores.

L'analyseur de structure de pore à écoulement capillaire est utilisé dans les aspects suivants de l'évaluation des micro-aspects de la formation :

- Déterminer la pression de départ et la gorge effective maximale correspondante après l'écoulement du fluide de travail dans la roche.
- Pour identifier la distribution effective de la taille des pores avant et après des expériences telles que l'autorisation d'une production limitée de sable ou l'exclusion de la production de sable.

Chapitre II :

Production du sable

II.1 Introduction sur la prédiction du sable :

La prédiction du sable est une étape essentielle de l'évaluation et de l'analyse du réservoir pour prévoir la possibilité de production de sable et choisir une méthode de contrôle appropriée.

II.2 Contexte théorique de la prédiction du sable :

Il est important pour l'ingénieur de compléter de savoir dans quelles conditions un puits produit du sable afin de prédire si une méthode de contrôle du sable sera nécessaire. La prédiction du sable est généralement effectuée au stade initial du développement du réservoir. Elle implique le développement de la conception de la complétion, la stratégie de gestion du réservoir, la stratégie de perforation, la stratégie de contrôle du sable, la planification des installations de surface et l'économie du champ. Cette tâche n'est pas facile car le processus de prédiction du sable est plus un art qu'une science. Au mieux, on observe les performances des puits de compensation voisins ou le puits est complété de manière conventionnelle et mis en production pour observer si une production de sable se produira. Les nombreuses techniques publiées pour prédire le début de l'ensablement peuvent être classées en quatre de base : Méthodes empiriques utilisant des observations sur le terrain et des données sur les puits, Simulation en laboratoire, Méthodes numériques et Méthodes analytiques (Qui et al, 2006). Souvent, deux techniques ou plus sont techniques sont utilisées en combinaison pour la prédiction.

II.2.1 Méthodes numériques :

Il s'agit de modèles d'analyse par éléments finis qui intègrent la gamme complète du comportement de la formation pendant la déformation plastique, élastique et en fonction du temps. Les modèles numériques fournissent une description détaillée de l'état de contrainte et peuvent être précis. En comparaison avec d'autres méthodes de prédiction, la méthode numérique est considérée comme supérieure car elle tient compte d'un plus grand nombre de facteurs influençant la rupture de la roche et la production de sable, influençant la rupture de la roche et la production de sable. Cependant, le principal inconvénient de cette méthode est sa complexité et sa consommation de temps. Le temps, les ressources et les données nécessaires à la méthode peuvent ne pas être disponibles. Lorsque les propriétés nécessaires à la modélisation numérique sont supposées ou approximées en raison de l'absence de données réelles, les résultats de la modélisation complexe peuvent être faussés. ou approximatives en raison du manque de données réelles, les résultats de la modélisation complexe ne sont pas nécessairement plus précis ou plus fiables que ceux d'autres approches qui utilisent des données plus simples et facilement accessibles.

Une autre méthode utilisée dans la prédiction du sable est la méthode analogique ou historique. Elle se base sur les expériences de production, telles que le taux, le rabattement, la coupe d'eau, etc. d'autres puits du même réservoir ou de champs voisins (données de décalage) pour choisir entre le contrôle et la prévention du sable. Les facteurs les plus importants pour déterminer le potentiel de production de sable d'une formation réservoir sont (1) la résistance de la formation (2) les contraintes in situ (3) le taux de production. La résistance intrinsèque de la formation est cependant l'information clé nécessaire. Zhang et al. 2000 ont développé une

approche simple et efficace pour évaluer la résistance de la formation. Ils ont découvert que pour construire une enveloppe de rupture universelle le seul paramètre nécessaire est la pression critique. Les données de diagraphie conventionnelles (vitesses des ondes de compression) peuvent être utilisées pour obtenir l'enveloppe de rupture d'une formation de grès. La généralité de leur observation est toujours explorée. L'enveloppe de rupture est construite à partir des données p_c déterminées.

$$p_c = 10.086 \cdot \ln \frac{6.789}{12.322 - V_p}$$

P_c = la pression critique (psi)

v_p = vitesse de compression (ft /sec)

II.2.2 Méthodes analytiques :

Cette méthode a gagné en popularité dans l'industrie pétrolière en raison de sa simplicité de calcul, de ses calculs faciles à mettre en œuvre et de la facilité d'exécuter de multiples réalisations pour comparer de nombreux scénarios différents. Les modèles analytiques de prédiction du sable sont basés sur la modélisation des perforations et de la stabilité des cavités de production. Cet outil nécessite une formulation mathématique du mécanisme de défaillance du sable. La stabilité de la cavité de production dans des conditions de production est liée aux contraintes imposées à la matrice de formation et à la manière complexe dont la matrice s'adapte à ces contraintes. Les contraintes imposées sont dues à la pression des morts-terrains, à la pression interstitielle, au gradient de pression du fluide d'écoulement près du puits de forage, aux effets de tension interfaciale et aux forces de traînée visqueuses. Lors de la rupture mécanique du grain de sable porteur, on suppose qu'un sable de matrice est supposé être produit. La précision de la prédiction dépend davantage de la façon dont le comportement constitutif de la roche est modélisé, du critère de rupture choisi et de la détermination précise des matériaux et autres paramètres affectant la rupture de la roche. Moore, (1994) a mis en évidence certains paramètres techniques et géologiques (Tableau II.1) à prendre en compte dans une évaluation complète du potentiel de production de sable d'une formation basée sur différents modèles et techniques de prédiction de sable disponibles dans l'industrie. Cependant, aucune méthode de prédiction de sable ne peut prendre en compte toutes les données mises en évidence dans le tableau (II.1) données et que ces informations ne sont pas disponibles pendant le développement du champ.

Tableau II.1 : Données requises dans une évaluation complète pour prédire le potentiel de la production de sable.

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Données de terrain 2. Chargement cyclique 3. Contraintes directionnelles in-situ |
|---|

4. Qualité de la cimentation
5. Géométrie et espacement des perforations
6. Géométrie des cavités de perforation et densité de la grenaille.
7. Effet de la variation de la géométrie de la perforation sur l'évolution de la cavité
8. Pression du puits
9. Débit (forces du fluide)
10. Perméabilité, viscosité et perméabilité relative pour un écoulement bi- et triphasé
11. Caractéristiques de déformation de la roche
12. Caractéristiques de résistance des roches
13. Écoulement à travers les milieux poreux où l'écoulement non-darcy est inclus.
14. Propriétés mécaniques des roches dérivées des diagraphies
15. Mesures tri-axiales en laboratoire d'échantillons de carottes
16. Forces tectoniques régionales

II.2.3 Simulation en laboratoire :

Cette approche est également largement utilisée pour établir une corrélation entre le risque de sablage et des paramètres mesurables tels que la contrainte, le débit et la résistance de la roche et pour développer un aperçu du mécanisme de sablage dans la formation concernée. En général, les expériences en laboratoire permettent de formuler le phénomène de production de sable dans un environnement contrôlé. L'essai de production de sable en laboratoire implique l'utilisation de carottes pour produire une simulation à petite échelle de l'écoulement à travers des perforations ou des cavités cylindriques contenues dans un échantillon de carotte cylindrique sous contrainte. Les conditions attendues pendant la vie productive du puits peuvent être choisies comme paramètres de test.

Les essais de cylindre à paroi épaisse (TWC) sont également utilisés pour l'évaluation et le calibrage du sablage, ils sont plus faciles à réaliser que les essais de production de sable. Dans ces essais, un bouchon de noyau cylindrique creux est chargé axialement et latéralement sous une contrainte hydrostatique croissante ($\sigma_1=\sigma_2=\sigma_3$) jusqu'à ce que les parois du cylindre s'effondrent. La contrainte hydrostatique à laquelle la rupture commence dans la paroi interne est appelée TWC-interne et la contrainte qui provoque la rupture de la paroi externe est appelée TWC externe ou effondrement TWC. La pression de défaillance catastrophique de la paroi

externe correspond à la condition de rupture de la perforation qui provoque une production continue et catastrophique de sable. La pression de défaillance de la paroi interne est inférieure à la défaillance catastrophique et correspond normalement au début du sablage transitoire. La pression interne de rupture de la paroi peut être définie par une augmentation du volume de fluide expulsé pendant une charge constante ou en surveillant et en mesurant la déformation interne du trou au cours des essais en utilisant une jauge interne ou une caméra. Cependant, de telles mesures nécessitent des bouchons de grande taille qui ne sont pas couramment disponibles (Khaksar et al., 2009). BP déclare utiliser des bouchons ayant un diamètre extérieur (OD) de 1,5 in, un diamètre intérieur (ID) de 0,5 pouce et une longueur de 3 pouces (Willson et al., 2002b), tandis que Shell utilise des bouchons dont le diamètre extérieur est de 1 po, le diamètre intérieur de 0,33 po et la longueur de 3 po. OD, 0,33 in. ID et 2 in. de long (Veeken et al., 1991),(Bellarby, 2009). Les résultats de l'essai TWC peuvent être utilisés pour prédire les profondeurs et les conditions auxquelles le sablage peut être effectué sur le terrain, si les contraintes correspondant à la défaillance sont considérées représentatives des contraintes au niveau de la surface du sable ou de la cavité de perforation. Veeken et al, (1991) ont donné une relation entre la contrainte verticale effective près du puits ($\sigma_{v,w}$) et la pression d'effondrement de la TWC(σ_{twc}) à partir de nombreuses expériences réalisées sur du grès friable-consolidé.

$$\sigma_{v,w} = 0.86\sigma_{twc}$$

Les résultats du TWC peuvent cependant être influencés par le rapport taille de l'échantillon/taille du trou du cylindre creux.

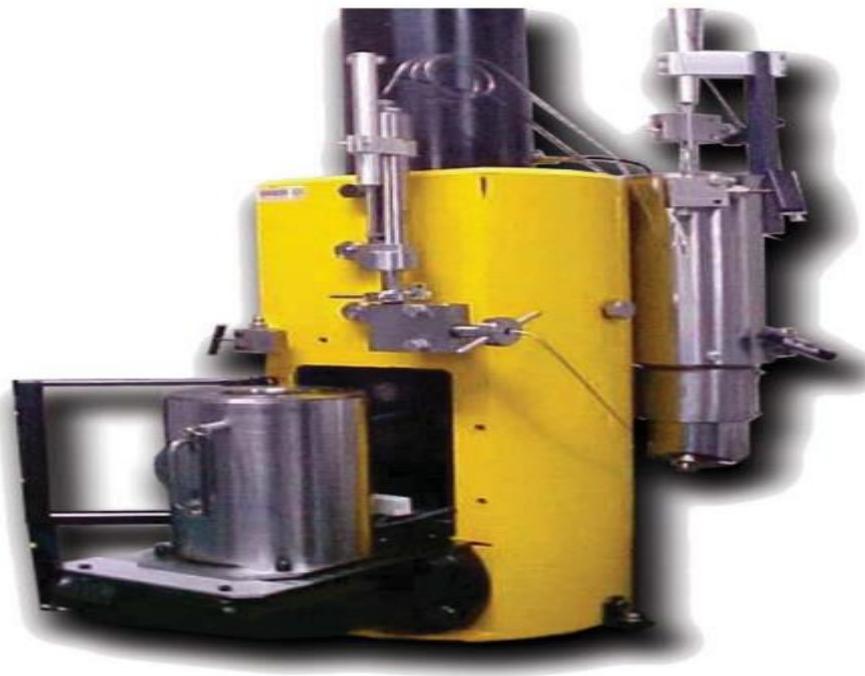


Figure II.1 : Machine TWC (Source : Bellarby, 2009)

Dans les années 1970, Exxon a mené une expérience visant à établir la relation entre la résistance à la compression de la roche et son potentiel de production de sable. Les études ont révélé que la roche cédait et commençait à produire du sable lorsque les contraintes d'écoulement du fluide dépassaient la résistance à la compression de la formation. D'après les recherches effectuées, la production de sable ou la rupture de la roche se produit lorsque la pression d'extraction est égale à 1,7 fois la résistance à la compression. La figure 2.2 montre l'équipement utilisé dans le test pour déterminer l'ampleur des chutes de pression que les carottes peuvent supporter avant le début de la production de sable.

Des essais non destructifs, comme les essais d'impact et de rayure, sont également utilisés pour mesurer les propriétés de résistance d'une roche.

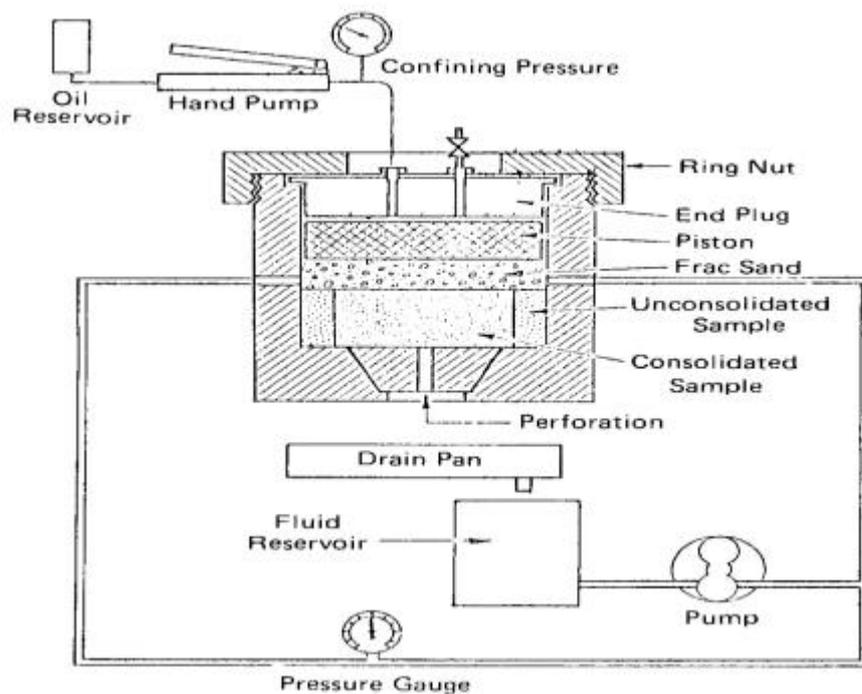


Figure II.2 : Équipement d'Exxon pour l'essai de défaillance de l'écoulement vers le rocher

Le principal inconvénient de cette approche est la quantité et la disponibilité des échantillons de carottes nécessaires, temps et le coût de la préparation de la carotte, de la réalisation des expériences, du traitement et de l'analyse des données de l'essai. La question de savoir dans quelle mesure une simulation en laboratoire représente les scénarios sur le terrain est également soulevée.

II.2.4 Méthodes empiriques utilisant des observations sur le terrain et des données de puits :

Cette technique utilise une corrélation entre les données du puits de production de sable et les paramètres opérationnels du champ dans la prédiction. En général, un ou un groupe de paramètres est utilisé pour évaluer le potentiel de sablage et pour établir une référence pour le sablage ou le non sablage. Cela est dû aux difficultés pratiques de surveiller et d'enregistrer les

données de plusieurs années pour tous les puits impliqués dans une étude (Veeken, 1991). Des paramètres tels que la porosité, le rabattement ou le débit, la lenteur de la compression, etc. sont souvent utilisés. Veeken et al. (1991) ont présenté une liste des paramètres qui peuvent influencer la production de sable.

Tableau II.2 : Paramètres influençant la production de sable

FORMATION :
Roche
Résistance
Contraintes verticales et horizontales in-situ (changent pendant l'épuisement)
Profondeur (influence la résistance, les contraintes et les pressions)
Réservoir :
Pression interstitielle du champ lointain (change pendant l'épuisement)
Perméabilité
Composition des fluides (gaz, pétrole, eau)
Rayon de drainage
Épaisseur du réservoir
Hétérogénéité
COMPLÈTEMENT :
Orientation du puits de forage, diamètre du puits de forage
Type de complétion (trou ouvert/perforé)
Politique de perforation (hauteur, taille, densité, phasage, sous-/sur-équilibre)
Contrôle du sable (écran, massif filtrant, consolidation chimique)
Fluides de complétion, stimulation (volume d'acide, type d'acide)
Taille des tubulaires
PRODUCTION :
Débit
Pression de soutirage
Vitesse d'écoulement

Dommmages (peau)
Politique de remontée/fermeture
Technique de levage artificiel
Épuisement
Conduite d'eau/gaz
Volume cumulé de sable

Dans sa forme la plus simple, l'outil de prédiction du sable basé sur les données de terrain n'utilise qu'un seul paramètre. Les exemples incluent l'évitement des porosités supérieures à 30%, l'utilisation d'un critère de profondeur de coupure pour l'installation de mesures de contrôle du sable dans plusieurs environnements deltaïques : le contrôle du sable n'est pas installé en dessous d'une certaine profondeur. Un autre exemple consiste à appliquer un temps de transit des ondes soniques de compression en dessous duquel le contrôle du sable n'est pas nécessaire ; la limite Δt_c dépend là encore du champ ou de la région et peut varier de 90 à 120 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Lorsque G/c_b dépasse $0,8 \cdot 10 \text{ psi}^2$, aucun problème de sablage n'est à prévoir. À des rapports inférieurs à $0,7 \cdot 10 \text{ psi}^2$, un afflux de sable se produira.

La méthode à deux paramètres prend en compte l'appauvrissement de la pression du réservoir (ΔP_{de}) et la pression de rabattement (ΔP_{dd}) non prise en compte dans le modèle à un paramètre. Stein et al (1972) ont fourni une méthode pour estimer le taux maximal de production sans sable à partir de données de logs de densité et de la vitesse acoustique en reliant le rabattement au module de cisaillement dynamique, E_s . Les données des puits produisant du sable ont été utilisées pour établir une relation avec les nouveaux puits.

$$(p_r - p_w)_c \propto E_s$$

$$((p_r - p_w)_c)_z = ((p_r - p_w)_c)_t \cdot \left[\frac{(E_s)_z}{(E_s)_t} \right]$$

Sur la base de données provenant de nombreux champs, Veeken et al. (1991) ont tracé la pression totale de rabattement, ($\Delta P_{td} = \Delta P_{de} + \Delta P_{dd}$) en fonction du temps de transit sonique, Δt_c , pour des puits de sable et des puits de sable sans production. A partir du graphique de la figure 2.3, une région de risque possible pour la production de sable a été établie. A gauche de la région, une production sans sable peut être attendue de manière réaliste. On en a également déduit que l'augmentation du rabattement total peut déclencher la production de sable. La position de la région à risque dépend du champ et sa position peut être déterminée à partir de tests de production de sable ou d'une surveillance de routine.

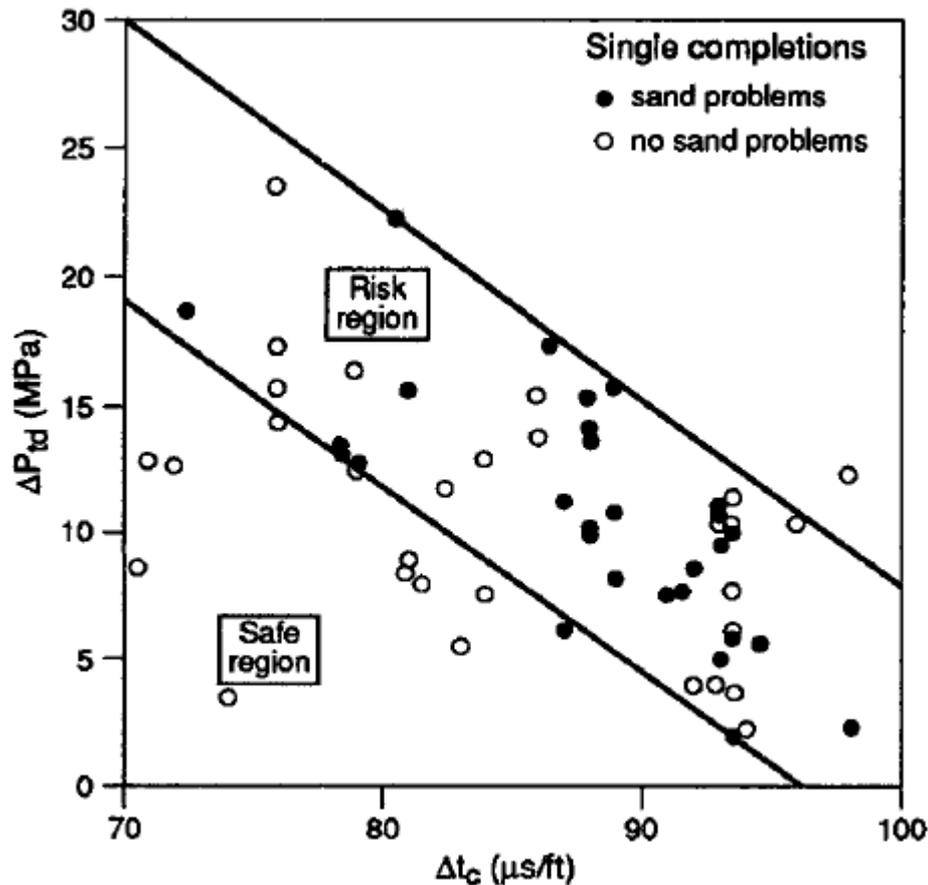


Figure II.3 : Tirage total en fonction du temps de transit pour les intervalles avec et sans problème de sable.

Les méthodes empiriques ont l'avantage d'être directement liées aux données de terrain et peuvent utiliser des paramètres facilement mesurables pour fournir une méthode de routine et facilement compréhensible pour estimer le risque de sablage sur un puit par puit. Cependant, la revalidation et le recalibrage de l'approche sont nécessaires avec les données du nouvel environnement lorsqu'elles sont transférées d'un champ à l'autre. Cela nécessite l'acquisition de nombreuses données pour le nouveau champ qui peut impliquer des tests sur le terrain et des mesures en laboratoire (Qui et al, 2006).

II.3 Méthodologies de prédiction du sable :

L'étude de prédiction du sable de formation doit répondre à la question suivante : la formation produira-t-elle du sable ? le taux ou le volume de production de sable et le moment de la production probable de sable. Si ce n'est pas tout, au moins une de ces deux questions doivent trouver une réponse. L'intégration des différentes techniques de prédiction de sable permet d'obtenir une prédiction efficace. Par conséquent, pour prédire efficacement la production de sable, les méthodologies suivantes sont données :

Mécanisme à l'origine de la production de sable. Ces éléments contribueront à l'approche de la prédiction. Par exemple, si le contact huile-eau du réservoir est élevé, il est fort probable

qu'un afflux d'eau déclenche la production de sable. Divers facteurs censés influencer la production de sable ont été donnés et mentionnés dans le tableau 2.2 Ces facteurs sont classés en trois segments : formation, achèvement et production. A ce stade, toutes les données relatives à la formation sont recueillies.

Classification des formations : La compréhension du type de formation sur lequel repose le réservoir devrait être la première étape de la prédiction des sables de formation. Celles-ci permettent de classer le réservoir comme étant soit consolidé ou non consolidé. Morita et al. (1991) ont présenté dans leur travail des formations typiques produisant du sable. Les informations qu'ils ont fournies aident à comprendre le comportement des différentes formations en termes de production de sable et peuvent être utilisées dans la classification des formations à des fins de prédiction. Il est communément admis que la production de sable est propre aux réservoirs non consolidés, On obtient donc des informations de première main sur la probabilité que la formation produise du sable. Cela peut être détecté à partir du temps de parcours (Δt) des diagraphies de sable acoustiques ou soniques. Les barrières de schiste adjacentes au grès indiquent le degré de consolidation. Un sable consolidé est bien compacté, et peut être identifié avec un temps de parcours (Δt) des logs acoustiques ou soniques dans les schistes inférieur ou égal à 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Dans les sables non consolidés, le temps de parcours (Δt) est supérieur à 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Veeken et al., 1991 ont donné une gamme en dessous de laquelle le contrôle du sable n'est pas nécessaire (il n'y a pas de sable) entre 90 et 120 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Cette gamme varie d'un champ à l'autre ou d'une région à l'autre.

La porosité : La propriété de la formation comme la porosité peut être utilisée pour la prédiction. Les formations dont la porosité entre 30 et 34 % sont principalement non consolidées et ont une forte probabilité de produire du sable. La porosité peut être déterminée à partir de carottes et de diagraphies de puits. Si la porosité est plus faible, le contrôle du sable n'est pas nécessaire dans ces formations.

Test de tige de forage (DST) : Il s'agit d'un test de puits individuel par DST. Le réservoir est coulé sous une complétion conventionnelle pour déterminer son potentiel de sablage. Le puits est alimenté à une augmentation progressive des débits à travers les chokes jusqu'à ce que du sable soit produit ou qu'un taux maximum acceptable dans lequel le réservoir peut être produit soit atteint. Sur cette base, un taux de production sans sable peut être établi et une décision de complétion en termes de contrôle du sable peut être prise.

Welllogs (Enregistrements de puits) : Ils fournissent un profil continu des données de la formation au fur et à mesure qu'ils sont réalisés in-situ. Les diagraphies soniques, de densité et neutroniques servent d'indicateurs de la porosité et de la résistance de la roche, ce qui est important pour la prédiction. Ces données sont ensuite utilisées pour dériver les propriétés élastiques de la roche telles que le coefficient de Poisson, le module de Young, le module d'encombrement et le module de cisaillement, qui sont ensuite utilisés pour la prédiction.

Technique de laboratoire : La technique d'essai en laboratoire pour la prédiction du sable est vaste et prend du temps. Elle fournit les meilleurs paramètres de mécanique des roches utilisés dans la prédiction en raison de sa fiabilité. Ils sont utilisés pour calibrer les modèles de

résistance dérivés des logs. L'essai triaxial utilisé pour établir le critère de rupture de Mohr-Coulomb (enveloppe de rupture de la roche établie) peut être réalisé et complété par des tests non destructifs de résistance de la roche.

Test supplémentaire : Il s'agit de techniques et d'essais réalisés sur des échantillons de carottes qui complètent les données de résistance de la roche. Analyse de laboratoire et pétrographiques. Elles doivent être incorporées dans un programme d'essais de résistance des roches en laboratoire. Par exemple, il peut exister dans la formation des minéraux de remplissage des pores et d'enrobage des grains qui assurent l'effet de stabilisation de l'arche des zones défailtantes. Ces tests sont :

- Microscopie électronique à balayage (MEB)
- Diffraction des rayons X (XRD)
- Microscopie à luminescence cathodique (CL)
- Analyse de la distribution de la taille des particules (ou des grains) (PSD)

Sélection du modèle : Le choix du type de modèle à utiliser pour la prédiction (quantification du risque de production de sable) doit être basé sur la meilleure adéquation à l'objectif avec une précision acceptable, en tenant compte de la limitation due à l'indisponibilité des données. Ce site C'est pourquoi les techniques d'éléments finis ne sont pas souvent utilisées parce que le temps, l'argent et les exigences en matière de données ne justifient pas leur complexité. Les modèles de prédiction de sable relient souvent la production de sable à les taux de rabattement sûrs/critiques, les débits, le volume et le temps. Le modèle de prédiction doit répondre à la question "si" et "combien". Le modèle est ensuite calibré avec les données/historiques disponibles sur le terrain des puits de compensation pour éliminer le conservatisme.

Analyse de sensibilité : Il s'agit de déterminer dans quelle mesure les résultats du modèle sont sensibles à chaque paramètre d'entrée. Cela déterminera la précision de l'obtention de ces paramètres.

Chapitre III :

Méthodes de contrôle du sable

III.1 Introduction :

Le concept de contrôle du sable est basé sur l'exclusion absolue du sable ; tolérance zéro de la production de sable à la surface. Les problèmes associés à la production de sable ont fourni justification des dispositifs de contrôle du sable en fond de puits. Une fois qu'il a été établi par la prédiction du sable qu'au taux de production souhaité, le réservoir produira du sable. La question de la meilleure pratique de complétion pour atténuer le sable est soulevée. Le choix de la méthode de contrôle du sable à utiliser dans un réservoir dépend des pratiques d'exploitation, des conditions du champ (caractéristiques du sable de la formation), des expériences réussies sur le terrain et des considérations économiques traditionnelles, les principales classes de techniques de contrôle du sable sont mécaniques et chimiques. Les techniques de contrôle du sable disponibles dans l'industrie sont les suivantes :

- Contrôle ou exclusion des taux (Rate control or exclusion)
- Techniques d'achèvement non compromettantes (Non-impairing completion technique)
- Pratiques de perforation sélective (Selective perforation practices)
- Cribles (sans paquets de gravier) (Screens without gravel packs)
- Chemises à fente (Slotted liners)
- Tamis grillagés (Wire-wrapped screens)
- Écrans de qualité supérieure (Premium screens)
- Ecrans extensibles (expandable screens)
- Ecrans pré-emballés (Pre-packed screens)
- Paquets de gravier (gravel packs)
- Paquets Frac (frac and pack)
- Consolidation chimique du sable (Chemical sand consolidation)
- Consolidation in situ de la formation (in situ formation consolidation)
- Gravier consolidé (Consolidated gravel)

Les techniques décrites ci-dessus peuvent être divisées en deux groupes : les méthodes d'exclusion mécanique et les méthodes de stabilisation des arcs (Najveet, 2004). Les méthodes de stabilisation des arcs peuvent être divisées en arcs naturels et arcs renforcés. La classification des méthodes de contrôle du sable ci-dessus, donnée par Najveet (2004), est présentée dans le tableau (III.1).

Les méthodes d'exclusion mécanique sont conçues pour empêcher la production de sable par une rétention de type pontage ou une rétention de type filtre. La rétention de type pontage permet une certaine quantité de production de sable jusqu'à ce qu'un pont soit formé contre un milieu de filtration tel qu'une grille ou du gravier calibré, ou les deux en combinaison (par exemple, des paquets de gravier). Ces ponts sont facilement perturbés par des changements brusques du taux de production, ce qui entraîne une production de sable jusqu'à la formation d'un nouveau pont. Dans la rétention de type filtre, la production de sable est exclue, et ne dépend pas de la formation de ponts. Le contrôle du sable de type filtre est atteint simplement en réduisant davantage la taille des fentes du tamis et la taille du gravier, en dessous de ce qui est requis pour la rétention de type pont (Najveet, 2004). Les méthodes mécaniques d'exclusion

du sable présentées dans le tableau III.1 sont énumérées par ordre d'efficacité et de fiabilité dans le contrôle du sable de type filtre.

Tableau III.1 : Classification des méthodes de contrôle du sable

Exclusion mécanique (Mechanical exclusion (listed in order of increasing effectiveness and reliability))
Gravier consolidé (Consolidated gravel (filling perfs only))
Cribles seuls (Screens alone)
Gravier consolidé (Consolidated gravel (filling perfs & wellbore))
Tamis pré-emballé (Pre-packed screen)
Grille expansible (Expandable screen)
Garnissage de gravie (Gravel packing)
Garnissage de fracturation (Frac packing)
Stabilisation d'arches (Arch stabilization)
Arcs naturels (Natural arches)
Techniques de complétion sans impact sur l'environnement(Non-impairing completion techniques)
Perforation sélective (Selective perforating)
Contrôle du débit (Rate control)
Arches renforcées (Reinforced arches)
Consolidation chimique in situ de la formationIn (chemical formation consolidation)

La stabilisation des arches repose sur la formation d'arches stables près du puits de forage afin d'empêcher la production de sable. La stabilisation naturelle des arches est obtenue en évitant les actions de déstabilisation des arches qui peuvent provoquer le sablage. La stabilité des arcs naturels est sensible aux changements de débit. Les arches renforcées sont produites à l'aide d'agents de liaison chimiques tels que la résine plastique, etc. pour créer de nouvelles liaisons et renforcer les liaisons existantes entre les grains de sable adjacents. Souvent, une combinaison de techniques est utilisée pour vérifier la fiabilité du contrôle du sable. Une telle

situation peut se produire lorsque les paramètres du puits dépassent l'applicabilité d'une méthode de contrôle spécifique.

III.2 Les limites principaux de chaque méthode de contrôle du sable :

Tableau III.2 : Examen des différentes méthodes de prévention du sable

Méthode de contrôle	Principales limites
Consolidation chimique	<p>Une certaine réduction de la perméabilité</p> <p>Problèmes de placement et de fiabilité</p> <p>Intervalles courts uniquement</p>
Cribles, chemises à fentes, filtres spéciaux	<p>Manque d'isolement zonal</p> <p>Coûts élevés de placement et de reconditionnement</p> <p>Longévité des dispositifs</p> <p>Obturation et effondrement de l'écran</p> <p>Érosion de l'écran</p> <p>Dommages potentiels pendant l'installation</p>
Garniture de gravier à l'intérieur du boîtier	<p>Réduction de l'IP</p> <p>Placement et reconditionnement difficiles</p> <p>Coût élevé de l'installation</p>

	Développement positif de la peau
Tassement de gravier à trou ouvert	Réduction de l'IP Complexité de l'opération Nécessité d'un sous-alésage important dans la plupart des cas. Coûts d'installation
Fracture étagée, y compris Frac-and-pack, Stress-Frac et utilisation de sable enrobé de résine.	Récupération de la perméabilité Risques de dégrillage de la pointe pendant l'installation Contrôle directionnel et problèmes de tortuosité (dans les puits inclinés). Contrôle du confinement des fractures Retour de l'agent de soutènement sur la production
Perforation sélective	Problématique dans les formations relativement homogènes Besoin de données sur la résistance de la formation Réduit la zone d'afflux

Perforation orientée	<p>Nécessité d'une cartographie complète du stress</p> <p>Analyse théorique nécessaire</p> <p>Orientation de l'outil de perforation nécessaire</p> <p>Validation limitée sur le terrain disponible</p>
Contrôle du taux de production	<p>Érosion des installations</p> <p>Surveillance du sable nécessaire</p> <p>Séparation et élimination requises</p> <p>Risque de perte de production</p>

En général, le contrôle du sable signifie des solutions à coût élevé et à faible risque pour lesquelles la gestion du sable peut conduire à minimiser le coût de la solution, mais il consiste en une gestion active du risque. En outre, le tableau III.3 présente les possibilités de contrôle et de gestion du sable qui peuvent être appliquées, ainsi que des lignes directrices pour sélectionner les différentes méthodes de contrôle du sable à utiliser et les cas d'application possibles.

Tableau III.3 : Lignes directrices pour le choix de l'approche de contrôle du sable

Technique de contrôle du sable	Champ d'application			
	Intervalles très hétérogènes	Intervalles hétérogènes	Puits horizontal	L'isolement zonal
Écran autonome (Standalone screen)	Faible	Faible	Élevée	Moyenne

Graveurs à ciel ouvert(Open-hole gravel packs)	Elevée	Elevée	Faible	Faible
Écran extensible à trou ouvert(Open-hole expandable screen)	Elevée	Elevée	Moyenne	Elevée
Paquets de gravier pour trous forés (Cased hole gravel packs)	Elevée	Elevée	Faible	Moyenne
Paquet Frac (frac pack)	Elevée	Elevée	Moyenne	Faible

III.3 Paquets de gravier (gravel packs) :

Gravel packing est la technique de contrôle du sable la plus utilisée dans l'industrie. Elle représente environ les trois quarts des traitements (Jon Carlson et al., 1992). Gravel pack est un filtre de fond de trou maintenu en place par une crépine de taille appropriée, le sable du gravel pack retenant la formation. Dans le cas d'un gravel pack, une suspension de gravier de taille précise est pompée dans l'espace annulaire entre une grille centralisée et un tubage perforé ou un trou ouvert. Gravel pack est conçu pour empêcher la production de sable de formation. Le chemin d'écoulement gravel pack doit être suffisamment petit pour empêcher la production de sable mais suffisamment large pour permettre la productivité du puits. Cette technique est une méthode relativement coûteuse de contrôle du sable, mais c'est la méthode la plus efficace pour arrêter le mouvement du sable tout en permettant la production. Le gravel packing n'est pas inconvénients qui sont principalement la complexité accrue des opérations de complétion et la réduction supplémentaire du diamètre du puits d'exploitation. Par conséquent, les opérations de fond de puits sont compliquées et la flexibilité opérationnelle diminue. Pour obtenir un système de gravel pack efficace, le pack doit être correctement conçu en utilisant la taille et l'épaisseur correctes du gravier, en positionnant correctement le revêtement et en plaçant le gravier.

La sélection de la taille de gravier appropriée est basée sur l'analyse des tamis de sable sur des échantillons de sable représentant la formation. Coberly et Wagner, où ils ont suggéré d'utiliser la taille de gravier de 10 fois la D10, du sable de la formation, c'est-à-dire d'utiliser des grains de sable plus gros pour déterminer la taille. 7 fois la taille médiane des particules, le rapport entre le massif filtrant et la perméabilité du sable était un pic - indépendamment de la perméabilité du sable. Six fois la D50 est largement utilisée dans l'industrie.

Il existe trois méthodes de base pour le tassement du gravier : (1) Inside Casing Gravel pack(ICGP), (2) Milled Casing Underreamed Gravel Pack (MCUGP), et (3) le Open Hole

Gravel Pack(OHGP). Dans l'ICGP, un écran est placé en travers d'un intervalle perforé. L'espace annulaire entre le tubage et la grille, de même que les tunnels de perforation, sont remplis de gravier. Avec l'ICGP, les complétions multiples sont simplifiées et les activités de workover et de réparation de zones sont possibles. Intérieur du tubage présentent certains avantages par rapport aux gravel packs à l'intérieur du tubage. Dans les trous très déviés, des problèmes de fraisage peuvent survenir. Il n'est pas possible de procéder à une cimentation corrective pour contrôler le rapport gaz-oil et l'influx d'eau n'est pas possible une fois qu'une fenêtre a été coupée dans le MCUGP. Influx de fines de formation dans le gravier et les tunnels de perforation, ce qui entraîne une réduction de la perméabilité et donc une augmentation du rabattement, l'un des principaux inconvénients de l'ICGP. Cela réduit ensuite l'indice de productivité (IP). Le MCUGP garantit une bonne productivité en éliminant les restrictions d'écoulement et en augmentant l'étendue radiale du gravel pack. Cependant, il faut faire attention lors de la sélection des candidats pour le MCUGP, car il peut être considéré comme une complétion permanente. Par conséquent, le contact gaz-huile et le contact gaz-huile et le contact eau-huile sont intéressants et doivent être isolés de 20 pieds(ft) de la section sous-alésée.

Le principal avantage du MCUGP est qu'il permet d'améliorer la géométrie de l'écoulement du pétrole, d'augmenter la surface de filtration effective accrue grâce à l'étendue radiale du gravier, et l'absence de débris de perforation. Pour les opens hole gravel packs le tubage est placé au-dessus du sommet de la zone utile. Ils sont réalisés sur les zones de fond des puits spécialement utilisés pour la complétion initiale où la géologie de la formation est bien connue. open hole gravel packs permettent d'éviter complètement les difficultés et les problèmes liés au pack de perforation, et réduisent les opérations de mise en place du gravier à la tâche relativement simple qui consiste à remplir l'espace annulaire de la crépine et du trou ouvert (Completion tech., 1995). Sa productivité et sa fiabilité sont comme dans le MCUGP. Les packs de gravier dans les trous de forage ou à l'intérieur des trous sont maintenant une pratique acceptée dans l'industrie, car ils offrent flexibilité, sélectivité et isolation zonale efficace et sont généralement plus faciles à installer (Navjeet, 1995).

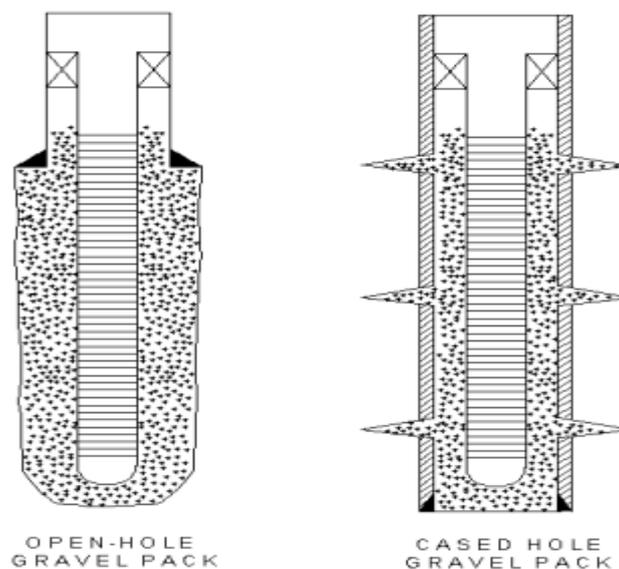


Figure III.1: Open hole and cased hole gravel packs. Source : (Completion tech., 1995)

III.3.1 Sélection du gravier :

L'utilisation de cribles ou de gaines à fentes sans gravier a entraîné une usure de l'équipement de production et a eu un impact l'augmentation des coûts de production. Ces problèmes ont été constatés et étudiés depuis longtemps. En commençant par plusieurs travaux cruciaux (Coberly et Wagner 1938 ; Tausch et Corley 1958), trois problèmes ont été considérés : (1) la sélection d'un gravier de taille appropriée pour maintenir le sable de formation en place, (2) la définition de la méthode de mise en place du gravier, et (3) la sélection des ouvertures du revêtement ou du tamis pour retenir le gravier sélectionné. On s'est rendu compte que la sélection de la taille et de la qualité appropriées du gravier doit être étudiée. Dans une situation idéale, lorsque l'on imagine que les graviers se présentent sous la forme de sphères de même taille, deux schémas de disposition possibles apparaissent. Ce sont la disposition hexagonale (Fig. III.2a) et la disposition cubique (Fig. III.2b). Les essais ont montré que la disposition hexagonale est prédominante dans les directions horizontale et verticale. Lors de la sélection du gravier, la première considération est la détermination de la gamme et de la distribution de la taille des particules. D'autres facteurs affectent également la qualité du gravier; Ce sont l'angularité, la forme, la résistance et la solubilité. Les sables sont caractérisés par des diamètres correspondant à un percentile pondéral cumulé donné (Fig. III.3) tel que D10 pour le diamètre du sable de couverture au point 10 % de la courbe de distribution des pourcentages pondéraux cumulés et d50 pour le diamètre du sable de formation au point de 50%. pour le calibrage du sable du massif filtrant, d50 est un paramètre efficace, et d10 pour les spécifications d'ouverture du crible.

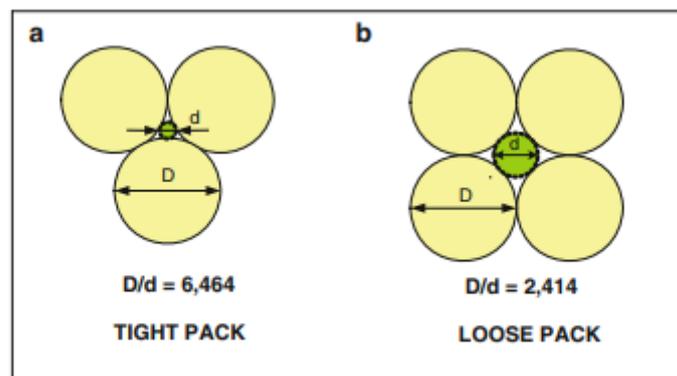


Figure III.2 : Arrangements possibles des grains : (a) empilement hexagonal ; (b) empilement cubique.

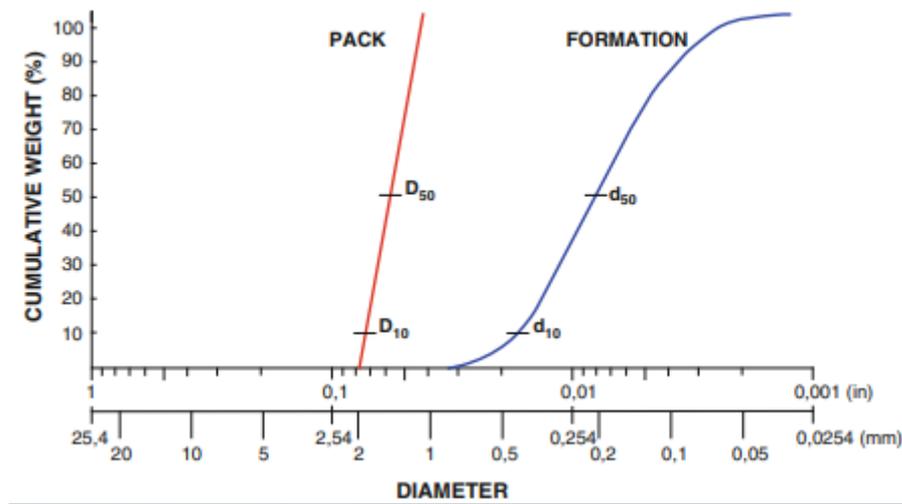


Figure III.3 : Relations entre la formation et la taille du sable de remplissage

L'utilisation des points de percentile 10 peut être trompeuse, car différentes formations peuvent avoir la même taille de point de percentile 10 mais la taille et la quantité de grains fins peuvent varier énormément. Elle était basée sur le plus grand point de 10 percentiles et était valable pour des sables uniformes. Dans le but de réduire l'invasion de fines dans le gravel pack, Hill a réduit le multiplicateur de dimensionnement au même point centile à 8. Ensuite, il y a eu la méthode qui a spécifié les rapports de diamètre entre le massif et le sable de formation aux points de percentile 50 et 90.

Pour décrire la distribution de la taille des grains, trois caractéristiques sont fréquemment utilisées :

- La médiane, le diamètre au point de 50% de la courbe, d_{50} .
- Le coefficient de triage (CS), qui est la racine carrée des diamètres des points 25 % et 75 % :

$$CS = \sqrt{\frac{d_{25}}{d_{75}}}$$

- Le coefficient d'uniformité (UC) exprime l'uniformité de la distribution par le rapport entre le diamètre au point 40% et le diamètre au point 90% :

$$UC = \frac{d_{40}}{d_{90}}$$

Le concept de dimensionnement du gravier à l'aide de points de conception choisis en fonction de l'uniformité a permis de réduire la probabilité d'invasion des fines. Il souligne la nécessité que le gravier soit uniforme, avec un coefficient d'uniformité d'environ 1,5. Ils montrent que les critères de pontage des particules adoptés à l'époque ne sont satisfaisants que pour un écoulement uniforme, mais ne le sont pas pour des conditions d'écoulement perturbé. Il apparaît également que l'invasion du sable de formation dans un massif filtrant est minimisée et que la

perméabilité effective du massif est maximisée pour des rapports granulométriques médians massif/formation inférieurs à 6.

La vitesse d'écoulement est obtenue en divisant la production cumulée par 50 % de la surface ouverte. Le pack doit être serré car le rapport gravier/sable de formation est basé sur un pack serré. L'épaisseur du pack doit être d'au moins mm. Dans la pratique, il a été déterminé qu'une épaisseur de pack supérieure à 203,2 mm ne peut pas être développée correctement, et qu'en raison des capacités de l'outil, la limite de l'épaisseur peut atteindre 127,0 mm.

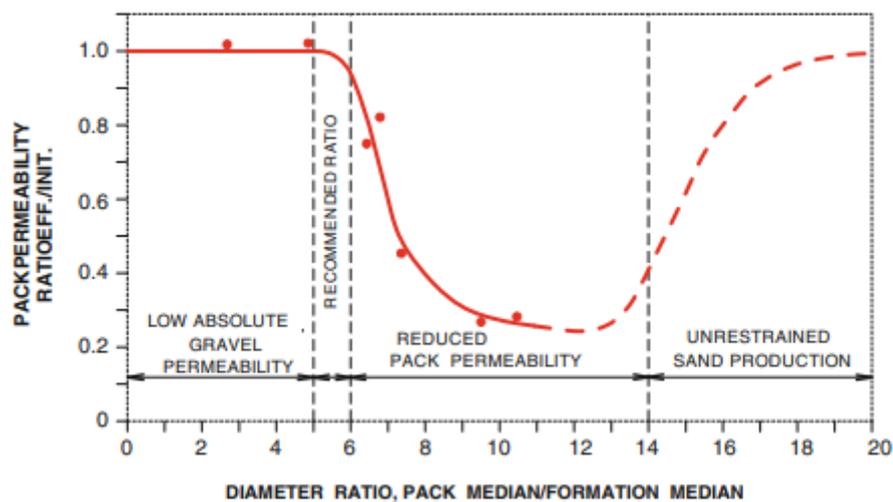


Figure III.4 : Effet du rapport entre la taille moyenne du gravier et la taille moyenne du sable sur la perméabilité du gravel pack.

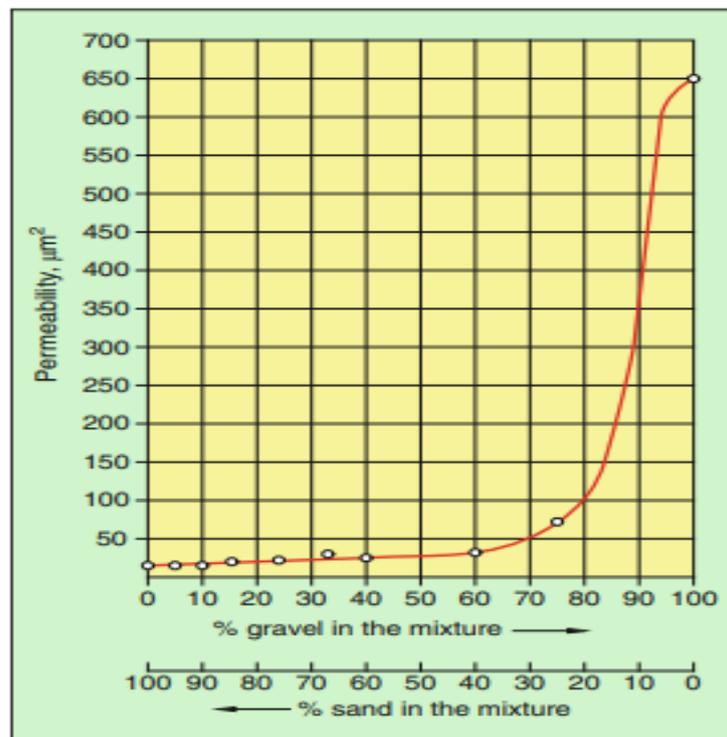


Figure III.5 : Perméabilité dépendance à l'égard du gravier pour le tassement mélange et disposition des sables (Sparlin et Copeland 1972)

Le mélange de gravier très perméable avec du sable de formation (Fig. III.5), qui est possible lors de la mise en place du gravier, réduit la perméabilité et n'est ni recommandé ni autorisé. Pour que le gravel pack soit efficace, il faut que le sable de formation soit retenu sur le bord extérieur du pack. Lorsqu'ils sont mélangés, la perméabilité du gravel filtrant s'en trouve réduite, ce qui entraîne une faible productivité. L'analyse de la productivité des packs de gravier en puits tubé et en puits ouvert (Penberthy et Cope 1980) a montré que les packs de gravier en puits tubé ont une productivité bien inférieure à celle des packs en puits ouvert. L'étude souligne également l'importance du pré-remplissage de la formation et des perforations avec du gravier. Il a également été constaté que de petites quantités de fines de formation sont produites continuellement à travers le gravel pack dans des conditions de débit élevé. Pour cette raison le gravel pack doit être conçu pour permettre la production de ces particules fines. Un autre critère proposé (Tiffin et al. 1998), basé sur l'expérience de terrain et sur des expériences menées avec des échantillons de carottes provenant de différentes formations de sable a été utilisé jusqu'à présent. Il a introduit deux nouveaux paramètres : le paramètre de trier (d_{10}/d_{95}) et la fraction massique des fines (particules inférieures à 44 µm). Lorsque toutes les valeurs sont inférieures aux seuils proposés, le risque de dommage ou de dysfonctionnement sera très faible. Les ratios proposés sont les suivants :

- Les écrans autonomes peuvent être utilisés si $d_{10}/d_{95} < 10$.
- Des tamis grillagés doivent être utilisés si $d_{10}/d_{95} < 10$ et $d_{40}/d_{90} < 3$ et que les fines $< 2\%$ en poids.

- Des écrans à mailles tissées devraient être utilisés si $d_{10}/d_{95} < 10$ et $d_{40}/d_{90} < 5$ et que les fines $< 5\%$ en poids.
- Du gros gravier (sept à huit fois la médiane) devrait être utilisé si $d_{10}/d_{95} < 20$ et $d_{40}/d_{90} < 5$ et les fines $< 5\%$ en poids.
- Lorsque $d_{10}/d_{95} < 20$ et $d_{40}/d_{90} < 5$ et que les fines sont $< 10\%$ en poids, il est conseillé d'utiliser d'utiliser une combinaison de gravier plus gros et d'un tamis de passage des fines.
- Avec une grande quantité de fines ($d_{10}/d_{95} < 20$ et $d_{40}/d_{90} < 5$ et fines $> 10\%$ en poids), il est nécessaire d'agrandir le tamis, il est nécessaire d'élargir le puits (c'est-à-dire d'éloigner l'interface gravier/sable de la formation loin du puits de forage).

La définition des fines n'était pas claire selon les différentes approches géologiques et techniques. La taille de 44 mm correspond à l'écran de 325 mesh, l'écran le plus fin couramment utilisé dans l'analyse des tamis. Du point de vue du réservoir également, les fines sont les parties de la roche qui peuvent se déplacer dans les pores de la roche intacte. Il convient de prendre en compte non seulement les fines mobiles, mais aussi les fines provenant de formations défailtantes et remaniées.

Les sources de fines mobiles sont les roches qui ont des liaisons lâches ou solubles. La mobilisation des fines est généralement liée à des vitesses de fluides élevées ou à une percée d'eau. Pour déterminer la présence de fines, on utilise l'analyse granulométrique par laser et l'analyse par tamisage. Cette dernière analyse permet de déterminer le comportement des particules fines.

Cela réduira la vitesse du fluide et diminuera le risque de déplacement des fines.

III.3.2 Qualité du sable des graviers :

Sur le chantier, il faut obtenir au minimum un échantillon pour chaque 908 kg de matériau. L'analyse par tamisage à l'aide des tamis proposés permet de déterminer la quantité de fines et de grains surdimensionnés. En aucun cas, ils ne doivent dépasser 2 %, alors qu'au moins 96 % de l'échantillon doit se situer dans la plage de taille désignée. Les grains anguleux aux arêtes vives peuvent poser des problèmes, car ces arêtes peuvent être cassées et devenir des fines pendant le transport, la manutention ou le pompage.

De même, le gravier avec des grains plats entraîne une réduction de la perméabilité de l'emballage. La rondeur et la sphéricité sont donc déterminées par comparaison visuelle avec le tableau de la figure 3.6. Seuls les graviers dont les facteurs de rondeur et de sphéricité sont égaux ou supérieurs à 0,6 doivent être utilisés pour le contrôle du sable. Les graviers de haute qualité contiennent un minimum de 98% de quartz.

Il est indiqué que les matériaux solubles dans l'acide dans le massif filtrant ne doivent pas dépasser 1 %. La composition de 12 % en poids d'acide chlorhydrique et de 3 % en poids d'acide fluorhydrique est utilisée dans des conditions d'essai standard. La production minimale de fines sous une charge de concassage est l'une des principales exigences en matière de production de fines. La quantité de fines générées par le test d'écrasement dépend de la taille du sable. Il a

été établi que la génération de fines augmente avec le pourcentage de multi cristallinité et diminue avec l'augmentation de la rondeur.

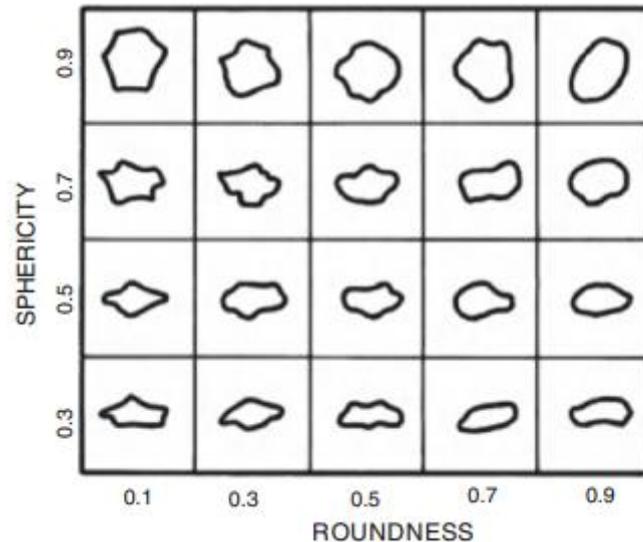


Figure III.6 : Tableau d'estimation visuelle de la sphéricité et de la rondeur

III.3.3 Méthodes de Gravel Pack :

Gravel packs peuvent être posés dans un trou ouvert en utilisant la méthode de circulation inverse (Fig. III.7) et le gravel pack de croisement ou à l'intérieur du tubage perforé du pistolet en utilisant la méthode de lavage, la méthode du crossover (Fig. III.8) ou la méthode de la circulation inverse. Le développement d'outils de petit diamètre et l'utilisation de coiled tubing permettent d'utiliser des graviers à travers les tubes.

open hole gravel packing complété par des tamis est mis en place lorsqu'une production maximale est requise lorsque le sable de la formation est trop fin pour être arrêté par un tamis conventionnel. Les couches avec plusieurs strates séparées et surtout les puits d'évacuation d'eau salée et les puits de source d'eau douce (puits de grand diamètre) sont souvent complétés de cette manière.

Le tubage doit être placé juste au-dessus de l'intervalle de production et cimenté (Fig. III.7a). Ensuite, le trou doit être alésé à un diamètre supérieur d'au moins 152,4-304,8 mm à celui du tubage. Pour nettoyer l'intervalle sous-alésé une circulation inverse avec de l'eau gélifiée est utilisée. Il faut également toujours effectuer une diagraphie de calibre pour vérifier le diamètre réel de l'intervalle sous-jacent. L'écran et le revêtement sont avec un sabot à circulation inverse au bas de l'équipement de contrôle du gravier (Fig. III.7b). La crépine est centralisée avec des centralisateurs à ressort dans le trou ouvert, et des centralisateurs soudés à l'intérieur du tubage. Des tubes vides sont utilisés pour définir les distances entre l'écran enroulé de fil et l'écran témoin. Pour positionner le mamelon de raccordement de l'équipement, le presse-étoupe, le joint de palier, le joint d'embrayage et le tuyau de lavage avec mamelon d'ouverture sont également utilisés. Tout cela est placé sur la chaîne de travail et le tamis à câble est placé en

face de la zone de production. La vanne du sabot de circulation inverse doit être maintenue ouverte en permanence jusqu'à ce que le sabot soit recouvert de gravier. Le gravier est pompé dans le tubage avec le fluide porteur (Fig. III.7c).

Le gravier remplit le trou ouvert et fait un pont autour des fentes de la grille sans entrer dans la grille. Le fluide seul retourne par le tuyau de lavage. Le fluide passe à travers le tamis et continue à descendre entre le tamis et le tuyau de lavage jusqu'au bas du tamis. Le fluide s'écoule alors par les ouvertures du tamis, continue vers le sabot et remonte une fois de plus par le tuyau de lavage. Cela permet de créer une légère pression qui tasse le gravier qui se dépose autour du tamis. Le processus se poursuit jusqu'à ce que le gravier recouvre l'écran témoin. L'augmentation de la pression sera visible sur la jauge à la surface. La chaîne de travail est alors soulevée jusqu'à ce que le joint d'embrayage s'engage dans l'embrayage stationnaire situé au fond du presse-étoupe (Fig. III.7d). La rotation de l'embrayage engagé désengage le presse-étoupe du mamelon d'accrochage. Le tuyau de lavage peut maintenant être tiré hors des tamis et les tuyaux vides jusqu'à la surface et hors du trou. Si un packer est nécessaire (Fig. III.7e), il peut être mis en place avec un joint de plomb interne (ou autre) sur le fond du packer, et le packer est mis en place (packer posé).

Pour obtenir le massif filtrant le plus efficace, en fonction de la production, il est essentiel que le gravier remplisse l'espace annuel et les perforations. Lorsque ces espaces sont complètement remplis de gravier, la perte de pression sera minimale. De même, l'écran ou le revêtement doit être entièrement recouvert de gravier pour éviter la production de sable et l'érosion. La quantité de gravier de réserve doit être suffisante pour permettre la prise.

L'utilisation de tamis placés dans un tubage perforé au pistolet, combinés à des gravel packs, est la méthode la plus courante aujourd'hui pour contrôler le sable dans les puits de pétrole. Le gravier est sélectionné pour contrôler le sable de formation et la crépine est conçue pour contrôler le gravier. Les sacs de gravier intérieurs sont utilisés lorsqu'il est nécessaire d'exclure les problèmes de gaz, d'eau ou de schiste. Les recommandations pour améliorer la productivité des installations de gravier interne sont : (1) l'élimination des débris de perforation, (2) l'utilisation d'un fluide de complétion propre et approprié, (3) l'utilisation de gravier de plus petite taille, et (4) l'assurance d'une compression des perforations (Penberthy Jr et Echols 1993). Le travail peut être exécuté en une seule étape ou en deux étapes. L'opération de tassement du gravier en deux étapes consiste d'abord à tasser les perforations, puis à faire circuler le gravier dans l'anneau de la grille. La méthode de lavage du massif filtrant intérieur est illustrée à la figure III.8.

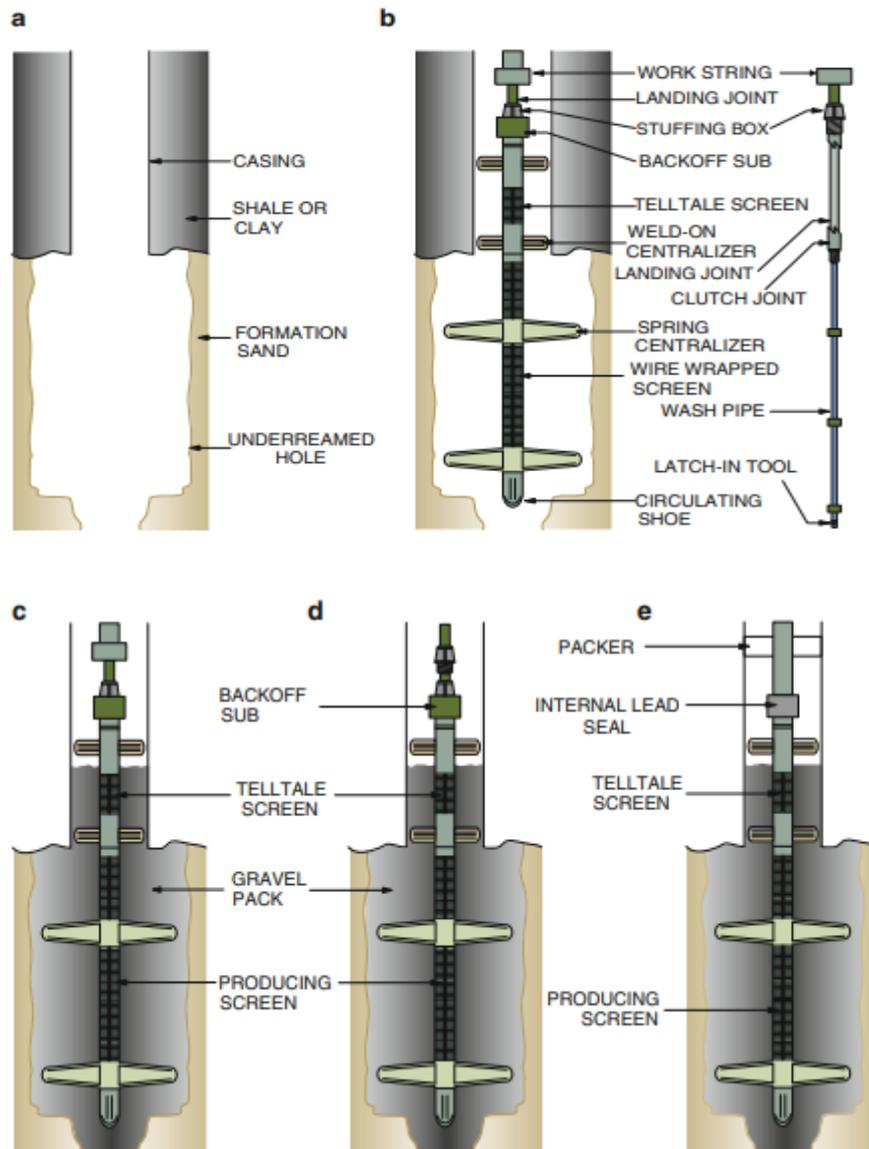


Figure III.7 : Mise en place du massif filtrant dans le trou ouvert par la méthode de circulation inverse : (a) Trou sous-alésé, (b) Positionnement de la crépine avec les outils de forage, (c) Pompage du gravier, (d) Libération et récupération des outils de forage, (e) Installation du packer et du joint interne.

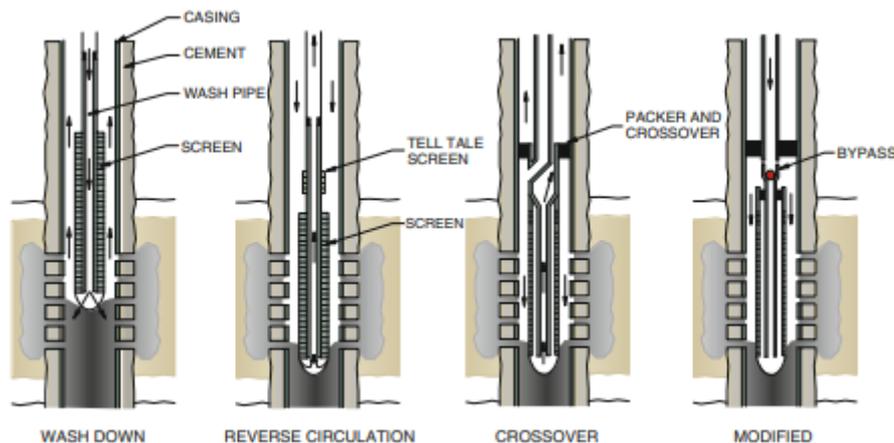


Figure III.8 : Types courants de garnissage intérieur en gravier

Le tubage avec l'ensemble de contrôle du sable est introduit dans le puits de forage pour marquer le sommet du gravier. S'il est nécessaire de disposer d'un dispositif d'isolation, on peut utiliser un packer avec un plombage interne sur le fond ou un autre type d'équipement d'étanchéité, en fonction de la pression différentielle prévue dans le puits. Certaines installations de massif filtrant permettent la perforation du tubage et la mise en place du massif filtrant en une seule fois avec un seul assemblage de complétion. Cette procédure de perforation et de pose de gravel packing consiste en l'utilisation d'outils et d'assemblages de massif filtrant ordinaires avec des canons de perforation situés sur le fond de l'assemblage.

La procédure d'exécution et de mise en place de la complétion commence par la mise en place du packer à la profondeur souhaitée pour le tir des canons, ce qui est fait en laissant tomber la barre de tir dans le tubage. On relâche ensuite le packer pour faire descendre l'écran du massif filtrant sur les perforations. Après avoir remis en place le packer, la procédure normale de tassement de gravier peut commencer en comprimant les perforations et en tassant l'anneau de l'écran/du tubage avec le traitement principal. Une fois que l'opération de remplissage de la zone inférieure a été effectuée et que l'ensemble de l'outil de service a été retiré du puits, un bouchon de packer est placé dans le packer pour protéger la zone inférieure. Le bouchon du packer est récupéré et la zone supérieure est prête à recevoir le gravel pack. L'utilisation d'un ensemble de joints à encliquetage garantit que les joints de production sont correctement positionnés dans le packer inférieur. L'ensemble de joint se caractérise par une faible force d'enclenchement et un déclenchement par traction directe. L'ensemble de garniture de gravier de la zone supérieure est ensuite introduit, l'obturateur réglé et l'outil de service libéré et positionné pour la garniture de gravier. L'extrémité inférieure du tuyau de lavage comprend un joint pup perforé et un ensemble de joints. L'ensemble de joint se ferme hermétiquement dans un alésage poli à l'intérieur du loquet à dé clic. En position de circulation inverse, les orifices de remplissage de gravier se trouvent au-dessus du packer. Grâce aux joints inférieurs de l'ensemble de l'outil d'entretien qui assurent l'étanchéité dans l'alésage du packer et à la bille d'inversion qui assure l'étanchéité sur son siège, la formation est isolée des pressions

d'inversion, ce qui empêche toute perte de fluide dans la formation. Le packer double est également utilisé dans ces applications.

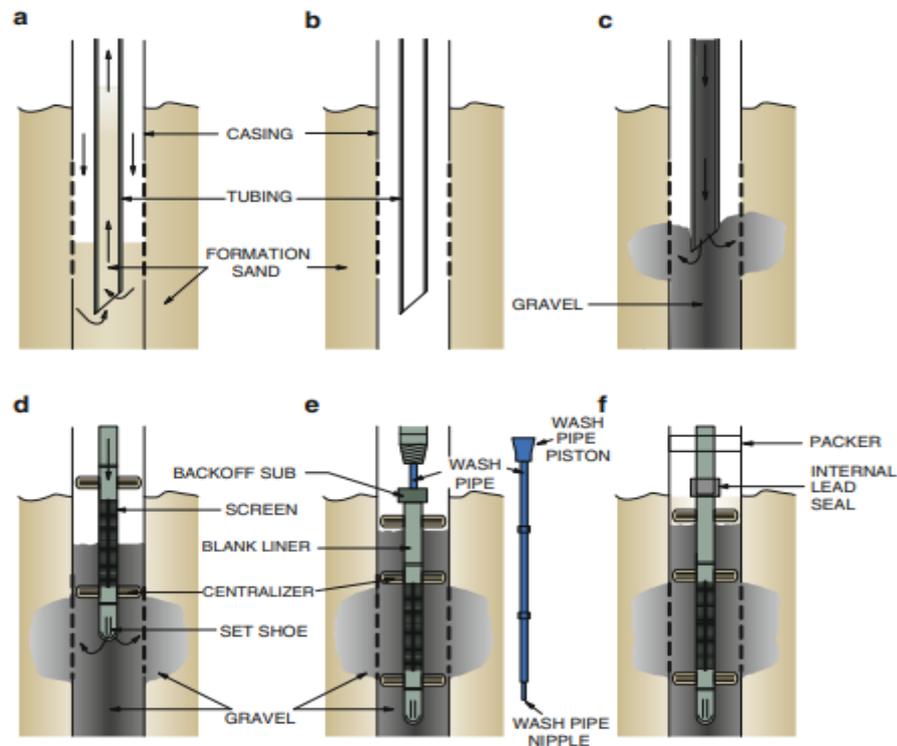


Figure III.9 : Méthode de lavage pour la mise en place du gravel pack à l'intérieur d'un tubage perforé au pistolet : (a)Élimination du sable de la formation, (b) Détermination de l'espace libre, (c) Pompage du gravier dans le tube, (d) Lavage du gravier à la profondeur souhaitée, (e) Compactage du gravier par pression, (f) Installation de la garniture d'étanchéité et du joint interne.

III.4 Les gaines fendues (Slotted Liners) :

Parfois, les gaines fendues sont utilisées sans placement de massif filtrant pour contrôler la production de sable de formation.

Production de sable, L'une des applications les plus courantes concerne les réservoirs qui produisent pétrole à haute viscosité à partir de puits horizontaux forés dans des sables non consolidés à haute perméabilité (Kaiser et al. 2000).

Dans ce cas, la formation doit être bien consolidée et les grains de sable bien triés.

Si la formation n'est pas bien triée et que le sable produit n'est pas propre avec des grains de grande taille, ce type de production assez courte avant que la chemise ne soit bouchée par le sable. Cela s'explique par le fait que dans les longues sections horizontales accompagnées de faibles débits d'entrée, le fluide ne peut pas transporter les petits grains de formation à travers le puits jusqu'à la surface.

En raison de la faible rentabilité de ces puits, ils sont généralement complétés par un système de contrôle du sable peu coûteux, tel que chemises à fentes. Les gaines fendues doivent assurer le contrôle du sable par pontage ou sont utilisées pour retenir le gravier. Ainsi, la principale raison de l'installation de chemises à gravier compacté serait une meilleure gestion du sable en obtenant une zone supplémentaire de filtrage du sable (Fig III.10). En général, lors de l'installation d'une garniture de gravier dans un trou ouvert, il est préférable d'aléser le puits à travers le réservoir avec un alésoir inférieur pour obtenir une plus grande épaisseur de gravier autour de la chemise, ce qui permet d'augmenter la productivité.

Les gaines fendues pour le gravelage ont des fentes spécialement usinées en atelier. Leur orientation peut être perpendiculaire ou horizontale le long de la gaine, avec des dispositions et des tailles différentes. La quantité de fentes dépend de la surface d'écoulement de la chemise à fentes. En général 2 à 3 % de la surface externe totale de la chemise sont considérés comme la surface totale des fentes. Le nombre de fentes peut être déterminé à partir de l'équation suivante :

$$ns = \frac{\alpha s Fs}{ws ls}$$

Le nombre de fentes par mètre de liner (ns) est déterminé en fonction de la surface totale des fentes de la surface externe totale du liner (αs), de la surface externe par mètre du liner (Fs), de la largeur de l'ouverture fendue (ws) et de la longueur des fentes (Ls).

Selon la forme de la fente, il existe des fentes droites normales et des fentes de forme conique, qui fournissent un mécanisme de non-accrochage. La figure 3.4 montre également la différence entre les fentes droites qui présentent souvent des problèmes de colmatage par des particules de sable et les fentes coniques qui ne permettent pas le colmatage.

Les largeurs de fentes disponibles dans le commerce ont longtemps été limitées par l'industrie. Les largeurs de fente sont généralement comprises entre 0,127 et 2,286 mm. Les fentes de petite largeur (0,127-0,991 mm) sont produites avec une tolérance de 0,0254 mm. La taille des fentes pour une coupe droite va de 0,3048 à 12,7 mm, et pour les fentes en contre-dépouille, la largeur va de 0,508 à 12,7 mm. Il existe également des chemises avec des fentes horizontales dont la largeur varie de 0,252 à 2,286 mm.

Le principal inconvénient des gaines à fentes, malgré leur coût initial relativement faible, est que les plus petites largeurs de fentes sont trop grandes pour arrêter la production de sable. En outre, par rapport aux cribles à fils, ils ont une surface d'entrée relativement petite.

De ce fait, ils sont sensibles à l'érosion. Les développements récents de la technologie des gaines à fentes permettent de découper de très petites largeurs de fentes, inférieures à 0,12 mm. 0,12 mm. Cela permet d'améliorer les caractéristiques anti-bouchage des gaines à fentes.

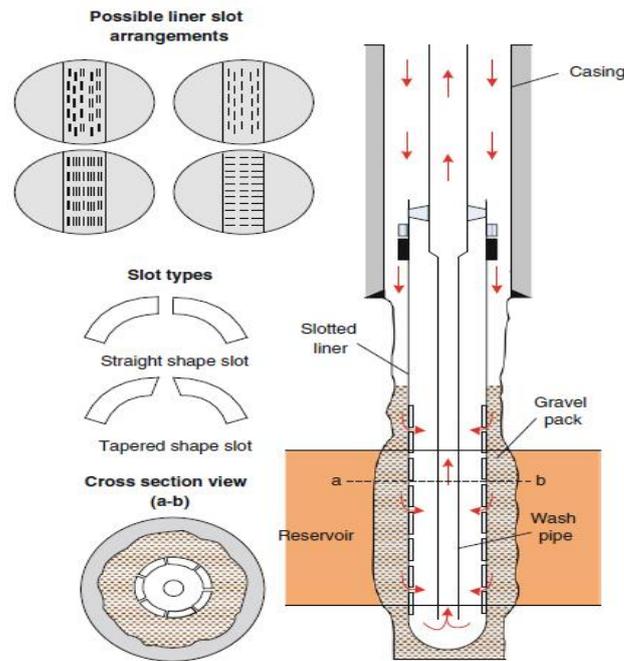


Figure III.10 : Complément de revêtement fendu

Indépendamment des dimensions de la fente, il a été démontré (Kaiser et al. 2000) que la perte de pression à travers une fente ouverte est négligeable par rapport à la chute de pression induite par la convergence de l'écoulement associée à la fente, lorsqu'elle est comparée à l'écoulement radial du fluide pieds nus (FigIII.11).

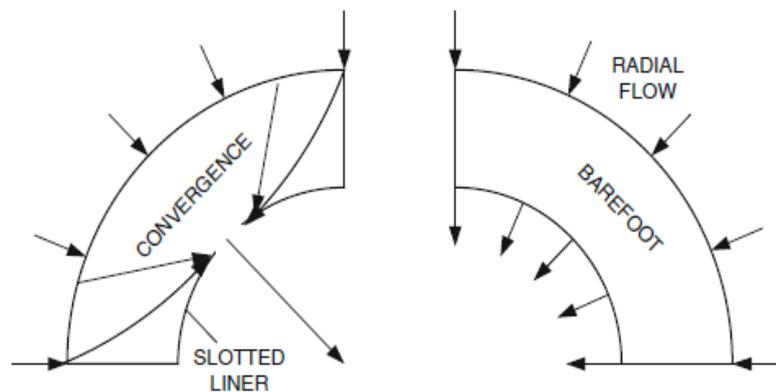


Figure III.11 : Convergence de l'écoulement radial à travers la fente du liner (à gauche) par rapport à l'écoulement radial pieds nus (droite)

Toutes les méthodes de contrôle mécanique du sable influencent la modification de l'écoulement du réservoir vers la chaîne de production. Une telle perturbation de l'écoulement (convergence) crée une perte de pression plus élevée qui est définie comme une peau.

Grâce à l'analyse numérique, il est possible de trouver des relations entre cette peau (facteur de fente) et les paramètres de fente. Les résultats des études ont montré que pour une surface ouverte donnée, la perte de pression est réduite avec la réduction de la taille (largeur) de la

fente. Mais la réduction de la largeur de la fente doit être approuvée par les résultats des essais de bouchage de la fente. Le profil de fente de type keystone est le plus souvent utilisé dans de tels cas en raison de leurs caractéristiques anti-bouchage. La géométrie de la fente doit donc être choisie de manière à empêcher l'entrée du sable et à prévenir le pontage des particules de sable à l'intérieur de la fente Krumbein et Pettijohn (1938), (Markestad et Christie 1996).

III.4.1 Tubulaire à fente extensible (Expandable Slotted Tubular) :

Les chemises à fentes expansibles ont été développées pour améliorer la production des puits et réduire la production de sable tout en réduisant les coûts des puits. La principale préoccupation lors de l'utilisation de ces tuyaux (liner, tubage ou écran) pour le contrôle du sable devrait être la taille de la fente basée sur la déformation après expansion. Pour déterminer la déformation après expansion, une étude a été menée (Li et al. 2007) qui a fourni à l'industrie un modèle analytique pour le calcul de la déformation des fentes, de la tension axiale et de la compression des tuyaux fendus.

Les fentes sur les tubes expansés sont toujours réalisées sur la longueur du tube. Dans le puits, la gaine expansible fendue est descendue à la profondeur souhaitée sur les tiges de forage ou le tubage. L'expansion est réalisée à l'aide d'un cône (FigIII.12) qui peut être expansé hydrauliquement jusqu'au diamètre souhaité. L'expansion commence au bas de la chemise fendue en soulevant le cône jusqu'au sommet de la tige fendue. En relâchant la pression, le cône se rétracte pour revenir à une taille plus petite. Cela est dû au fait que les joints tubulaires ne sont pas fendus et ne peuvent pas être dilatés. Le processus est répété en fonction du nombre de tubes fendus dans le train. S'il est nécessaire de récupérer les tubes expansés à fente expansées, le train de tiges et la force de traction doivent être appliqués pour replier les fentes élargies.

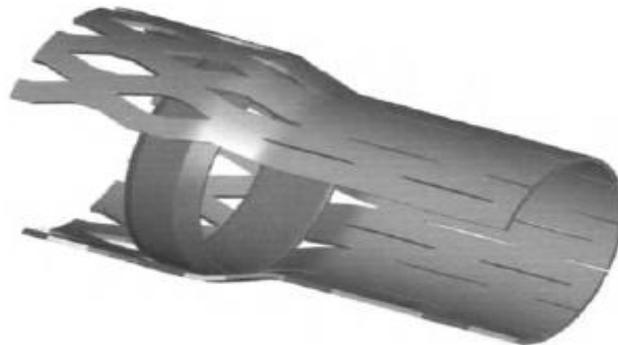


Figure III.12: Tuyau fendu expansion (Weatherford 2003)

À l'origine, les fentes sont rectangulaires. Après expansion, leur forme est octogonale, comme le montre la Fig. III.13 :

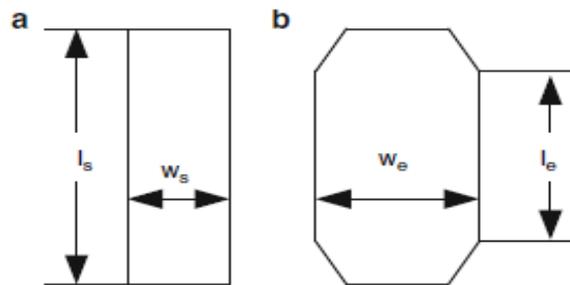


Figure III.13: Forme de la fente : (a) original ; (b) après expansion

L'hypothèse utilisée pour calculer la modification de la largeur de la fente est qu'après la déformation, la largeur et l'épaisseur de la paroi des bandes d'acier entre deux fentes ne changent pas de dimension. La largeur de la fente sur le tube expansé est alors exprimée comme suit :

$$W_e = \frac{2\pi}{m} (D_f - D_i) + W_s$$

Où m détermine le nombre de liaisons entre les fentes sur la surface de la section transversale du tuyau, D_f est le diamètre extérieur final (dilaté) du tuyau, D_i est le diamètre extérieur initial du tuyau, et w_s est la largeur des fentes avant dilatation.

III.5 Écrans (Screens) :

La simplicité et le coût d'installation considérablement bas des écrans autonomes (FigIII.14) sont les raisons de leur utilisation dans le monde entier. Installées à l'intérieur de la section du trou ouvert sans la mise en place d'un massif filtrant, ces complétions incorporent différents types d'écrans (écrans à fils, préfabriqués, premium, écrans de sable expansibles, etc.), des packers gonflables et gonflants, des dispositifs de contrôle de l'écoulement et d'autres outils spécialement conçus.

L'isolation zonale à l'intérieur d'un trou ouvert est résolue par des packers gonflables et gonflants, réputés pour leur excellente capacité de gonflement et d'étanchéité lors de la complétion de plusieurs intervalles.

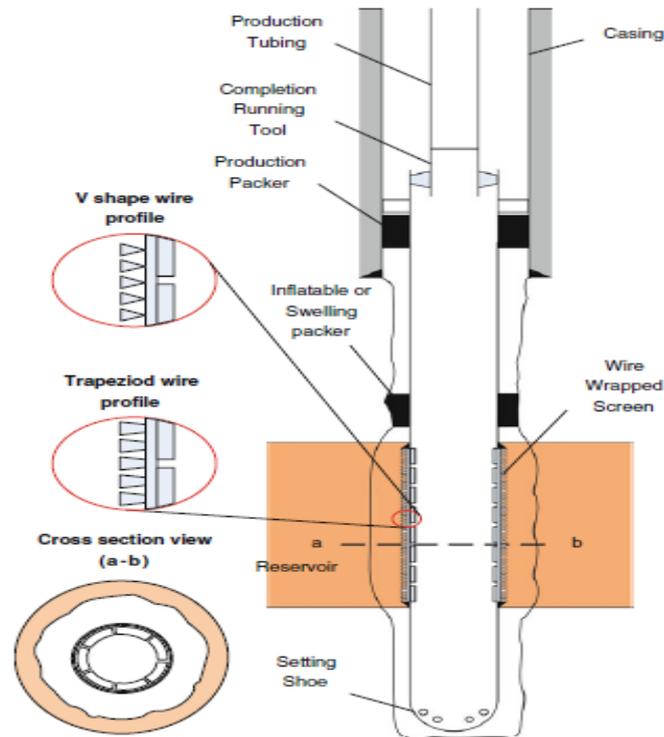


Figure III.14: Complément d'écran autonome

Ces installations de tamisage sans garniture de gravier peuvent être installées avec ou sans tuyau de lavage, mais principalement sans, car pendant la complétion, le puits est conditionné ou la boue déplacée. En tant que dispositifs délicats, les écrans sont des outils principalement fabriqués en acier inoxydable et spécialement conçus pour empêcher le sable de pénétrer dans les installations de complétion et de surface et de les éroder.

Lors du choix du type et des dimensions de l'écran approprié pour les complétions d'écran autonomes à trou ouvert, les considérations suivantes doivent être prises en compte : (1) résistance de l'écran et résistance aux dommages, taille de l'ouverture, résistance à l'obturation et à l'érosion, résistance au colmatage et à l'érosion, essais en laboratoire avec des échantillons de sable de formation, expérience des travaux précédents. (Ott et Woods 2003).

Comme nous l'avons déjà mentionné, il existe de nombreux types différents et des solutions mécaniques pour la conception des tamis (FigIII.15) : tamis à fil métallique, tamis pré-emballés, tamis de qualité supérieure, tamis de conception spéciale, tamis à tube de petit diamètre à travers le tube, tamis à chemin alternatif et de petit diamètre, les dégrilleurs à chemin alternatif et les dégrilleurs extensibles.

III.5.1 Cribles en fil de fer (Wire Wrapped Screens) :

Les écrans enroulés de fil de fer conçus pour les complétions verticales et horizontales sont constitués d'un tube interne perforé, d'éléments longitudinaux (tiges) soudés sur celui-ci et d'un fil d'acier rétracté (enroulement direct) autour du tube ou soudé aux tiges.

La FigIII.15 montre des exemples d'écrans enroulés de fil d'acier, dont le profil trapézoïdal ou en forme de "V" est positionné autour des trous pré-perçés sur le tuyau de base. Elles sont généralement utilisées dans les complétions autonomes et les complétions avec massif filtrant. Certains de ces écrans sont beaucoup plus légers, spécialement conçus pour l'installation de sections horizontales, et d'autres ont une forme de fil ou de tige différente reliée à divers types de tubes internes perforés. Certains écrans sont même des dispositifs multicouches composés de plus de deux couches de fils, la couche extérieure présentant les plus grandes ouvertures de fente (Halliburton 1994).

Lors du choix d'un type de tamis approprié et de ses dimensions pour les compléments de tamisage les considérations suivantes doivent être prises en compte : (1) résistance de l'écran et résistance aux dommages, (2) taille de l'ouverture, (3) résistance au colmatage et à l'érosion (4) les essais en laboratoire sur des échantillons de sable de formation et (5) l'expérience des travaux antérieurs.

Toutes les pièces du crible sont fabriquées dans des matériaux très solides et résistants à la corrosion.

La surface d'écoulement totale de la grille dépend de la largeur des fentes, de l'épaisseur du fil et de la longueur de la grille, et est généralement assez grande par rapport à la zone d'entrée des puits tubés et perforés, ce qui entraîne une vitesse d'entrée du fluide plus faible à l'avant de la grille. Il en résulte une vitesse d'entrée du fluide plus faible à l'avant de la grille. La perméabilité de ces écrans est également beaucoup plus grande que celle du réservoir (Belarby 2009 ; Suman et al. 1983).

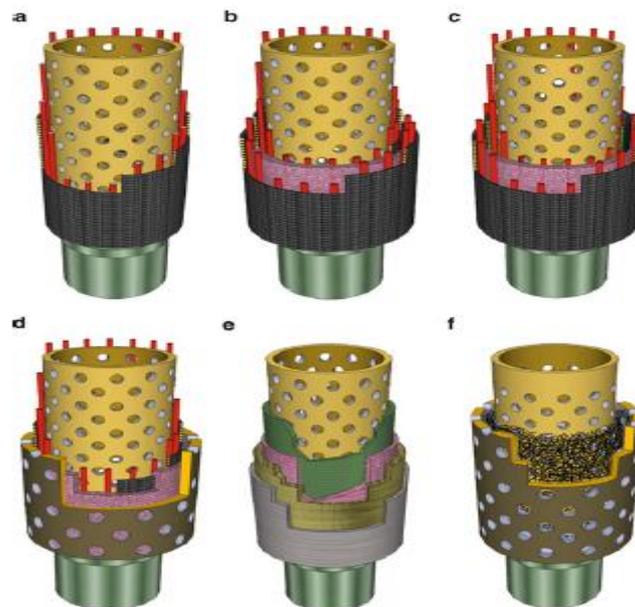


Figure III.15: Figure 3.4 : Quelques types d'écrans possibles : (a) écran enroulé de fil métallique, (b) écran préemballé à double couche, (c) écran préemballé à fil unique, (d) écran préemballé à double couche avec un écran micro (d) écran préemballé à double couche avec micro écran, (e) écran Premium, (f) écran enroulé de laine.

III.5.2 Écrans pré-emballés (Pre-packed Screens) :

Ce type d'écran est principalement conçu pour être utilisé dans des puits inclinés présentant des exigences particulières. Il existe aujourd'hui une large gamme de crépines pré-emballées. D'après la figure III.15b, les crépines à double couche de fil de fer enroulé sont garnies de gravier entre les couches de fil de fer interne et externe, tandis que les crépines à fil de fer unique (figure III.15d) sont garnies de gravier entre le fil de fer enroulé et la gaine perforée externe. Certains types de tamis préemballés à double couche ont un micro-tamis (Figure III.15c) au lieu d'un tamis à fil enroulé avec du gravier entre les deux. Le fil est le plus souvent soudé sur une tige pour plus de rigidité et de maniabilité.

Le massif filtrant à l'intérieur du tamis a généralement une très bonne perméabilité et, en la combinant avec une grande surface d'entrée des couches de fils enroulés, on observe une faible chute de pression à travers le tamis (Harrison et al. 1990).de pression est observée à travers la grille (Harrison et al. 1990).

Cependant, les inconvénients de ce type de tamis sont la nature cassable des paquets de gravier du tamis et la possibilité de le boucher. Malgré cela, les tamis préemballés sont utilisés dans le monde entier dans de nombreux puits ouverts et puits tubés, avec des blocs de gravier ou autonomes.

III.6 Fracture et pack :

Un domaine d'application très réussi est la combinaison de la fracturation et du gravel packing avec de gravier dans les réservoirs où l'exclusion du sable est nécessaire mais où il a été démontré que le gravel pack seul réduisait la productivité des puits (Hainey et Troncoso 1992). L'utilisation de la méthode " Frac-and-pack " combinée à des mesures de contrôle du sable est généralement utilisée dans des réservoirs relativement perméables, non consolidés ou faiblement consolidés. Elle s'applique à la fois aux opérations initiales et correctives de contrôle du sable, en compensant les dommages causés par la complétion tout en favorisant le contrôle du sable. En fait, le frac-and-pack pourrait remplacer le gravier pour le contrôle du sable, car la réduction du rabattement du puits résultant de l'amélioration des performances d'entrée du puits pourrait réduire la production de sable.

La nécessité de disposer d'un agent de soutènement relativement grossier pour obtenir une bonne conductivité de la fracture est en contradiction avec l'exigence que la taille de l'agent de soutènement reste petite, pour un contrôle efficace du sable. Cette dernière exigence est souvent formulée en termes de critère de Saucier (Saucier 1974) (le d_{50} du proppant doit être égal à cinq à six fois le d_{50} du sable de la formation), qui a en fait été établi en référence aux graviers. Cependant, la situation d'un puits fracturé et compacté est différente de celle d'un puits compacté en gravier. Comme les vitesses d'écoulement sont inférieures d'un ordre de grandeur, les puits fracturés et compactés peuvent être produits à un niveau de rabattement inférieur pour le même taux de production, et les contraintes de formation ne sont pas libérées après la mise en production du puits. La production de sable à long terme peut être influencée par la rupture par traction de la formation proche du puits et par l'érosion interne, qui sont toutes deux réduites par la production à un niveau de rabattement plus faible avec des vitesses plus faibles dans une

formation soumise à une contrainte maintenue. Ceci suggère qu'il peut être possible d'assouplir les critères d'exclusion du sable utilisés dans les complétions par fracturation et tassement.

La tendance actuelle de la technologie de fracturation et d'empilage indique un écart marqué par rapport à l'héritage de l'empilage de gravier, incorporant de plus en plus la technologie de la fracturation hydraulique. Cette tendance peut être observée, par exemple, dans les écoulements et les agents de soutènement utilisés. Alors qu'à l'origine, les traitements de fracturation et d'empaquetage faisaient appel à des tailles de sable et à des écoulements "propres" communs au gravel-packing, la taille typique des proppants utilisés pour la fracturation hydraulique (20/40-mesh ; 0,42-0,84 mm) semble désormais prédominer. L'application croissante d'écoulements de fracturation réticulés a également soutenu cette tendance (Economides et al. 1998).

La combinaison de la technologie de fracturation et du gravel-pack signifie normalement des traitements relativement petits, bien que les débits et les pressions de pompage soient beaucoup plus élevés que ceux du gravel-pack seul. Une fracturation et un tassement dans une formation peu profonde et molle (avec un faible module de Young) peuvent en principe être exécutés avec un mélangeur à palettes et une seule pompe, mais il est préférable d'utiliser un équipement spécialisé : plusieurs pompes avec une puissance hydraulique suffisante, un mélangeur informatisé à faible volume et un équipement approprié de stockage et de transport du sable. L'équipement spécialisé est essentiel lorsque des formations plus profondes ou plus dures doivent être traitées.

III.6.1 Principaux problèmes de la complétion Frac-and-Pack :

III.6.1.1 Astuce-Screenout :

Les éléments critiques de la conception, de l'exécution et de l'interprétation des traitements de fracturation et d'empilage sont sensiblement différents de ceux des traitements de fracturation conventionnels. En particulier, le traitement de fracturation et d'empilage repose sur une opération de tamisage (Tip-Screenout, TSO) soigneusement programmée pour limiter la croissance de la fracture et permettre son gonflement et son empilage. Le TSO se produit lorsqu'une quantité suffisante d'agent de soutènement s'est concentrée sur le bord antérieur de la fracture pour empêcher l'extension de celle-ci. Une fois que la croissance de la fracture a été arrêtée (et en supposant que le taux de pompage est supérieur au taux de fuite vers la formation), la poursuite du pompage va gonfler la fracture (augmenter la fracture). En particulier, le traitement de fracturation et d'empilage repose sur une opération de tamisage (Tip-Screenout, TSO) soigneusement programmée pour limiter la croissance de la fracture et permettre son gonflement et son empilage. Le TSO se produit lorsqu'une quantité suffisante d'agent de soutènement s'est concentrée sur le bord antérieur de la fracture pour empêcher l'extension de celle-ci. Une fois que la croissance de la fracture a été arrêtée (et en supposant que le taux de pompage est supérieur au taux de fuite vers la formation), la poursuite du pompage va gonfler la fracture (augmenter la fracture). Ce TSO et le gonflement de la fracture devraient être accompagnés d'une augmentation de la pression nette de la fracture. Ainsi, le traitement peut être conceptualisé en deux étapes distinctes : la création de la fracture (équivalente aux conceptions conventionnelles) et le gonflement/le remplissage de la fracture (après l'astuce -

screenout). La figure III. Compare le procédé de fracturation en deux étapes et le procédé classique de fracturation en une seule étape. La zone ombrée indique la partie de la fracture remplie de proppant. L'obscurité de l'ombrage indique les concentrations de proppant.

La création de la fracture et l'arrêt de sa croissance (tip-screenout) sont réalisés en injectant un tampon relativement petit et une boue de sable de 200-500 kg/m³. Une fois que la croissance de la fracture a été arrêtée, une injection supplémentaire augmente la largeur de la fracture et permet l'injection d'une boue à haute concentration (1 200-2 000 kg/m³). Des concentrations finales de proppant de 100 kg/m² ne sont pas rares. La figure illustre également la pratique courante consistant à ralentir le taux d'injection vers la fin du traitement (coïncidant avec l'ouverture de l'annulaire à l'écoulement) afin de déshydrater / pack le puits proche et le screen. Les réductions de débit peuvent également être utilisées pour forcer la sortie de la crépine dans les cas où aucun événement TSO n'est observé sur l'enregistrement de la pression de fond.

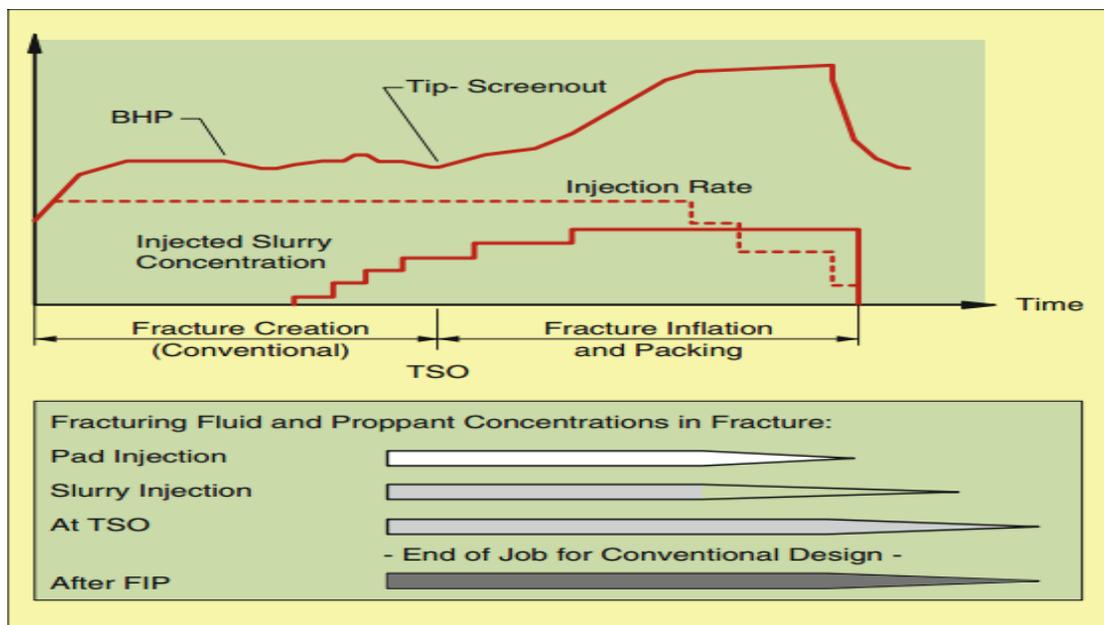


Figure III.16 : Comparaison des concepts de fracturation et de pack conventionnels (Roodhart et al. 1994).

L'expérience de l'industrie suggère que le tip-screenout peut être difficile à modéliser, à affecter ou même à détecter. Les nombreuses raisons de cette difficulté comprennent une tendance à utiliser des modèles de conception trop conservateurs (ce qui entraîne l'absence de TSO), des événements de tip-screenout partiels ou multiples et des pratiques de surveillance de la pression inadéquates.

Il est maintenant bien accepté que des mesures précises du fond du puits sont impératives pour une évaluation significative du traitement. Les pressions calculées au fond du puits ne sont pas fiables en raison des effets dramatiques de la pression de friction associés au pompage de concentrations élevées de sable à travers des tubulaires à diamètre réduit et des croisements d'outils de service. Les données de surface peuvent indiquer qu'un événement TSO s'est produit alors que les données de fond de puits ne montrent aucune preuve, ou le contraire peut être vrai.

III.6.1.2 Considérations relatives à la pression nette et aux fuites de fluide :

L'ensemble du processus de fracturation et de pack est dominé par des considérations relatives à la pression nette et aux fuites de fluide, tout d'abord parce que les formations à haute perméabilité sont généralement tendres et présentent de faibles modules d'élasticité, et ensuite parce que les volumes de fluide sont relativement faibles et que les taux de fuite sont élevés (fluides de réservoir compressibles à haute perméabilité et fluides de fracturation ne formant pas de paroi). Bien que les pratiques traditionnelles applicables à la conception, à l'exécution et à l'évaluation de la fracturation conventionnelle continuent d'être utilisées dans les traitements de fracturation et de pack, elles ne sont souvent pas suffisantes.

III.6.1.2.1 Pression nette, pression de fermeture et largeur dans les formations tendres :

La pression nette est définie comme la différence entre la pression en tout point de la fracture et la pression de fermeture de la fracture. Cette définition implique l'existence d'une pression de fermeture unique. La question de savoir si la pression de fermeture est une propriété constante de la formation, ou si elle dépend fortement de la pression interstitielle (ou plutôt de la perturbation de la pression interstitielle par rapport à la valeur stable à long terme) reste ouverte. Dans les formations tendres à haute perméabilité, il est difficile (voire impossible) de suggérer une méthode simple pour déterminer la pression de fermeture telle qu'elle est classiquement dérivée des courbes de déclin de la pression de fermeture. De plus, en raison des faibles valeurs du module élastique, même de petites incertitudes induites dans la pression nette sont amplifiées en grandes incertitudes dans la largeur calculée de la fracture.

III.6.1.2.2 Propagation des fractures :

La propagation des fractures n'est pas encore un phénomène bien décrit. Des études récentes (Chudnovsky et al. 1996) soulignent le caractère stochastique de cette propagation dans les formations de roches dures compétentes. Aucune tentative sérieuse n'a été faite pour décrire la physique de la propagation des fractures dans les roches tendres, mais on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle implique une dissipation d'énergie incrémentielle et des effets de pointe plus sévères (avec comme effet d'augmenter les pressions nettes). Encore une fois, en raison des faibles valeurs de module, l'incapacité à prédire le comportement de la pression nette peut entraîner des différences significatives entre les performances prédites et réelles du traitement. En fin de compte, les modèles classiques peuvent ne pas refléter même pas les principales caractéristiques du processus de propagation.

Actuellement, la propagation des fractures et les caractéristiques de la pression nette sont prédites grâce à l'utilisation d'un simulateur de fracture informatique, ajusté pour être utilisé dans un processus de frac-and-pack. de fracturation et de pack.

III.6.1.2.3 Fuite dans un environnement à haute perméabilité :

Des efforts considérables ont été déployés pour étudier en laboratoire le processus de fuite pour les carottes à haute perméabilité. Un rapport complet peut être trouvé dans les ouvrages suivants Vitthal et McGowen (1996) et McGowen et Vitthal (1996). Les résultats soulèvent certaines

questions sur l'efficacité avec laquelle les fuites de fluide peuvent être limitées par la formation des filtres.

Dans tous les cas, mais surtout dans les formations à haute perméabilité, la qualité du fluide de fracturation n'est que l'un des facteurs qui influencent les fuites, et ce n'est souvent pas le plus déterminant. L'écoulement transitoire du fluide dans la formation peut avoir un impact égal ou même plus important. L'écoulement transitoire ne peut pas être compris en ajustant simplement une équation empirique aux données de laboratoire : l'utilisation de modèles basés sur des solutions à l'écoulement des fluides dans les milieux poreux est inévitable

Trois modèles qui décrivent les fuites dans un environnement de haute perméabilité doivent être considérés. Le modèle traditionnel de fuite de Carter (Howard et Fast 1970) nécessite quelques modifications pour être utilisé dans le cadre de la fracturation et de pack. Bien que ce modèle continue utilisé presque exclusivement dans l'industrie, il n'est pas entièrement suffisant pour l'application frac-and-pack. Un autre modèle de fuite basé sur le cake de filtre développé sur la base des travaux de Mayerhofer et al. (1995). Le modèle de fuite le plus approprié, mais pas encore très répandu, pour les formations à haute perméabilité est celui de Fan et Economides (1995b), qui prend en compte la résistance en série causée par (1) le cake de filtre, (2) la zone envahie par les polymères, et (3) le réservoir. Alors que le Carter est le plus communément utilisé actuellement, les modèles de Mayerhofer et al et de Fan et Economides représentent des éléments de base importants. Fan et Economides représentent d'importantes composantes de base et fournissent un cadre conceptuel pour comprendre le problème critique des fuites dans les fracturations et le pack

Pour utiliser le bilan matière, il faut décrire le terme V_L , le volume perdu. Pour un développement théorique rigoureux, le V_L est le volume de liquide entrant dans la formation par les deux surfaces de fracture créées d'une aile. Il existe deux philosophies principales concernant les fuites. La première considère le phénomène comme une propriété matérielle du système fluide-roche. La relation de base (appelée l'équation de Carter intégrée) est donnée comme suit :

$$\frac{V_L}{A_L} = 2C_L\sqrt{t} + S_p$$

où A_L est la surface et V_L est le volume total perdu pendant la période allant de l'instant zéro à l'instant t . La constante d'intégration, S_p , est appelée le coefficient de perte par éjection. Elle peut être considérée comme la largeur du corps de fluide traversant instantanément la surface au tout début du processus de fuite, tandis que $2C_L\sqrt{t}$ est la largeur de la masse fluide qui suit la première goutte. Les deux coefficients, C_L , et S_p , peuvent être déterminés à partir d'essais en laboratoire. L'équation peut être visualisée en supposant que l'élément de surface donné "se souvient" quand il a été ouvert à la perte de fluide et qu'a son propre temps "zéro", qui peut être différent d'un endroit à l'autre sur une surface de fracture. Les points de la surface de fracture proches du puits sont ouverts au début du pompage alors que les points à l'extrémité de la fracture sont "plus jeunes". L'application de l'équation ou de sa forme différentielle nécessite le suivi du temps d'ouverture des différents éléments de la surface de fracture. La deuxième

philosophie considère la fuite comme une conséquence des mécanismes d'écoulement dans le milieu poreux et utilise une description mathématique correspondante (Mayerhofer et al. 1995 ; Fan et Economides 1995b).

III.6.2 Design et exécution du traitement :

La plupart des traitements de fracturation et de pack sont effectués avec un équipement mécanique de contrôle du sable en place. Bien que ce ne soit pas toujours le cas et qu'il existe de nombreuses variations potentielles, voici une séquence de travail généralisée :

- Perforer la formation.
- Exécution de l'assemblage de l'écran de gravier-pack.
- Nettoyer les perforations avec de l'acide.
- Effectuer et interpréter les tests diagnostiques de prétraitement.
- Concevoir le programme de pompage du TSO en fonction des variables de conception des tests de diagnostic.
- Pomper le traitement TSO jusqu'au dégrillage ou jusqu'à ce que le volume nécessaire pour former un annulaire reste dans la colonne de travail.
- Ralentir le débit de la pompe à 0,15-0,3 m³/min et ouvrir la vanne annulaire pour faire circuler et déshydrater un pack annulaire. pour faire circuler et déshydrater un pack annulaire.
- Arrêtez les pompes lorsque la pression du tubage atteint sa limite supérieure de sécurité.
- Préparer le puits pour la production.

III.6.2.1 Perforations :

Il est largement admis que l'établissement d'une connexion conductrice entre la fracture et le puits de forage est essentiel au succès de la fracturation et de pack , mais aucun consensus ni aucune étude n'ont émergé pour donner une orientation définitive. Dans le contexte d'une perméabilité élevée et de la maximisation de la conductivité et du débit des fluides, une réponse courante consiste à tirer sur l'ensemble de l'intervalle cible avec une densité de tir élevée et des trous de grande taille (40 tirs/m avec des charges de " gros trous "). Les préoccupations relatives à la rupture nette de la formation (initiation d'une seule fracture), à la tortuosité du puits et aux perforations qui ne sont pas remplies de sable (en particulier dans les frac-and-packs sans écran) amènent certains opérateurs à utiliser le traitement inverse: perforer uniquement le milieu de la zone cible (en modifiant éventuellement le traitement vers le haut ou vers le bas en fonction du contraste des contraintes) avec un nombre limité de perforations à 0 ou 180.en phase. Des arguments sont avancés pour et contre la perforation sous-équilibrée par rapport à la perforation sur-équilibrée : la perforation sous-équilibrée peut provoquer une défaillance de la formation et faire que les canons " collent ", tandis que la perforation sur-équilibrée peut provoquer une défaillance de la formation. "La perforation déséquilibrée peut entraîner une rupture de la formation et provoquer le blocage des pistolets, tandis que la perforation suréquilibre élimine les déplacements de nettoyage mais peut avoir un impact négatif sur l'efficacité de la complétion

Un solvant ou d'autres pilules de récurage sont généralement mis en circulation jusqu'au fond de la colonne de travail, puis évacués en sens inverse. de la colonne de travail, puis inversées pour éliminer le tartre, l'enduit ou d'autres contaminants avant d'être pompées dans la formation. avant d'être pompées dans la formation. Quelques mètres cubes (0,15-0,3 m³/m) de HCl à 10-15% sont alors généralement mis en circulation ou acheminés vers le bas jusqu'aux perforations. Perforations et sont laissés à tremper (pour améliorer la communication avec le réservoir en en nettoyant les perforations et en dissolvant les débris dans le tunnel de perforation).

Certains opérateurs commencent à renoncer au nettoyage au solvant et à l'acide (évidemment pour réduire le temps de forage et les coûts associés) en partant du principe que, dans le cas du frac-and-pack, le matériau endommagé est pompé en profondeur dans la formation et n'aura pas d'impact sérieux sur la performance du puits. les performances du puits.

III.6.2.2 Considérations mécaniques :

La grande majorité des traitements par fracturation et de pack ont été effectués avec l'équipement mécanique de contrôle du sable en place. Cependant, dans certains des premiers travaux, la fracturation et le pack du gravier étaient effectués en deux étapes séparées par un trajet de nettoyage. Les préoccupations concernant, les dommages de la perte de fluide causés à la fracture et le désir d'éliminer toutes les dépenses inutiles ont fini par décourager cette approche des deux étapes. Plus récemment, on observe une tendance à frac-and-packs sans écran.

Les premiers traitements étaient dépassés par les limites de débit et de résistance à l'érosion des outils de gravel-pack. Des orifices de croisement élargis ont maintenant été incorporés dans les outils de gravel-pack de toutes les grandes sociétés de services, ce qui minimise les problèmes de friction et d'érosion et permet de concevoir des traitements très agressifs. Les programmes de pompage agressifs, à leur tour, ont donné lieu à un autre problème : Tiner et al. (1996) rapportent plusieurs cas où le revêtement vierge au-dessus de la grille s'est effondré à la sortie de la grille. Ils suggèrent que la pression à l'extérieur de l'écran augmente plus rapidement que la pression interne, ce qui entraîne l'effondrement de ce " lien faible ". Le remède suggéré est l'utilisation d'un tuyau de qualité P-110 pour l'ébauche.

Les limites étaient également évidentes dans l'équipement de surface utilisé pour les premiers traitements. La tendance était d'aborder ces traitements (surtout en mer) comme une opération de gravel-pack surdimensionnée. Bien que les volumes de fracturation et de pack soient relativement faibles pour un traitement de fracture, les débits élevés (3 m³/min est courant) et les concentrations élevées de proppant (jusqu'à 2 000 kg/m³) nécessitent une puissance élevée. Des unités gravelpack sous-dimensionnées ont souvent été utilisées dans les premiers travaux ; sinon, diverses unités de fracturation terrestres étaient assemblées et placées sur des barges. Cette pratique a entraîné de nombreux traitements ratés. Aujourd'hui, des unités dédiées montées sur patins et équipées de collecteurs fixes sont largement disponibles et fournissent une puissance adéquate (en chevaux). dans des limites strictes d'espace et de poids. Des équipements de mélange fiables sont désormais disponibles pour répondre aux diverses spécifications des fluides et des additifs de frac-and-pack, y compris les concentrations de proppant et les débits de boue très faibles à très élevés. En dehors de ces considérations,

l'équipement de surface est commun à celui utilisé dans les opérations de fracturation conventionnelles.

III.6.2.3 Essais diagnostiques de prétraitement :

L'objectif des essais diagnostiques de prétraitement (appelés essais de calibrage des fractures, minifrac, datafrac, etc.) est de déterminer, dans les limites techniques, la valeur de divers paramètres qui régissent le processus de fracturation. Pression de fermeture de la fracture (considérée dans la plupart des cas comme équivalente à la contrainte horizontale minimale in-situ) et le coefficient de fuite de fluide (utilisé pour décrire le comportement de la fuite en bloc) sont les cibles les plus courantes et sont particulièrement importantes dans le cas du frac-and-pack, comme nous l'avons vu précédemment. Cependant, d'autres informations peuvent également être recherchées ou déduites, telles que : (1) la pression d'extension ou de propagation de la fracture (souvent appelée pression de séparation de la formation), (2) la perforation potentielle ou le frottement près du puits, (3) des preuves de confinement de la hauteur de la fracture, et (4) la perméabilité du réservoir.

Plusieurs caractéristiques propres à la fracturation à haute perméabilité rendent les stratégies de conception spécifiques aux puits hautement souhaitables, voire essentielles.: (1) la conception des fractures dans les formations tendres est très sensible aux fuites et à la pression nette, (2) la nature contrôlée du processus séquentiel de perforation/gonflage des fractures et de pack/pack du gravier exige des stratégies d'exécution relativement précises, et (3) les traitements sont très petits et constituent généralement des occasions uniques. En outre, les méthodes utilisées dans la fracturation des roches dures pour déterminer a priori les paramètres critiques de la fracture (modèles géologiques, données de diagraphie et de carottage ou modèles de calcul du coefficient de Poisson basés sur la poroélasticité) ont une valeur limitée ou ne sont pas encore adaptées aux formations non consolidées, tendres et à haute perméabilité.

Nonobstant la discussion précédente sur les modèles de fuite avancés et leur applicabilité à l'analyse de la perte de pression, les l'analyse de la chute de pression, trois tests (avec des variations) constituent la base actuelle des tests de prétraitement dans les formations non consolidées à perméabilité élevée : les essais de débit par paliers, les essais minifrac et les essais de perte de pression.

III.6.2.3.1 Tests de débit par paliers :

L'essai de débit par paliers (SRT), comme son nom l'indique, consiste à injecter du gel propre à plusieurs débits stabilisés, en commençant par les débits de la matrice et en progressant vers des débits supérieurs à la pression d'extension de la fissure. Dans un environnement à haute perméabilité, un essai peut être réalisé à des taux de 0,1, 0,2, 0,3, 0,6, 1, 1,5 et $2m^3/min$, puis au taux maximal réalisable. L'injection est maintenue constante à chaque étape du taux pendant un intervalle de temps uniforme, généralement 2 ou 3 minutes à chaque étape.

En principe, les SRT sont destinés à identifier la pression et le taux d'extension de la fracture. La pression stabilisée (idéalement la pression du fond du puits) à chaque étape est classiquement tracée sur un graphe cartésien en fonction du taux d'injection. Le point auquel une ligne droite

passant par les points qui sont manifestement en dessous de la pression d'extension de la fracture (augmentation spectaculaire de la pression au fond du puits avec l'augmentation du débit) croise la ligne droite passant par les points situés au-dessus de la pression d'extension de la fracture. ligne droite passant par les points situés au-dessus de la pression d'extension de la fracture (augmentation minimale de la pression avec l'augmentation du débit) est interprété comme la pression d'extension de la fracture. Les lignes pointillées de la figure illustrent cette approche classique.

Bien que la SRT classique soit simple et peu coûteuse d'un point de vue opérationnel, elle n'est pas nécessairement précise. Un tracé cartésien de la pression du fond du puits en fonction du taux d'injection, en fait, ne forme généralement pas une ligne droite pour un écoulement radial dans un puits non fracturé. Une simple analyse des transitoires de pression des données SRT par l'utilisation de techniques de dé-superposition montre qu'en l'absence de fracturation, la courbe de pression en fonction du débit devrait présenter une concavité vers le haut. Ainsi, l'écart entre les données réelles et le comportement idéal peut se produire à une pression et un taux bien inférieur à ceux indiqués par l'intersection classique des lignes droites (Fig.).

La procédure à deux STR de Singh et Agarwal (1990) est plus solide à la base. Cependant, étant donné les objectifs relativement rudimentaires du SRT dans la fracturation à haute perméabilité, n'a pas été retenue. la procédure d'essai et l'analyse classiques peuvent être suffisantes. L'essai classique indique plusieurs choses :

- La Limite supérieure de la pression de fermeture de la fracture (utile dans l'analyse des données de falloff de pression minifrac).
- La Pression de traitement de surface qui doit être maintenue pendant la fracturation (ou si une fracturation soutenue est possible avec un écoulement donné).
- Taux réduits qui garantissent qu'il n'y aura pas d'extension supplémentaire de la fracture et (aidés par les fuites de fluide) le colmatage de la fracture et de la zone proche du puits avec un proppant.
- Perforation et/ou friction à proximité du puits (indiquée par des pressions de fond de puits qui augmentent continuellement avec le débit ce qui est rarement un problème dans les formations tendres avec de grandes perforations et des densités d'injection élevées).
- Pression de tubage attendue si le traitement est pompé avec l'outil de service dans la position de circulation

Une option de réduction du SRT normal est parfois utilisée pour identifier spécifiquement les éléments suivants les restrictions à proximité du puits (tortuosité ou frottement des perforations). Ce test est généralement effectué immédiatement après une étape de pompage du minifrac. En observant la façon dont la pression du fond du puits varie en fonction de la diminution du débit, les restrictions à proximité du puits peuvent être immédiatement détectées. par exemple, des pressions de fond de puits qui ne changent que progressivement pendant les étapes de diminution du taux d'injection n'indiquent aucune restriction.

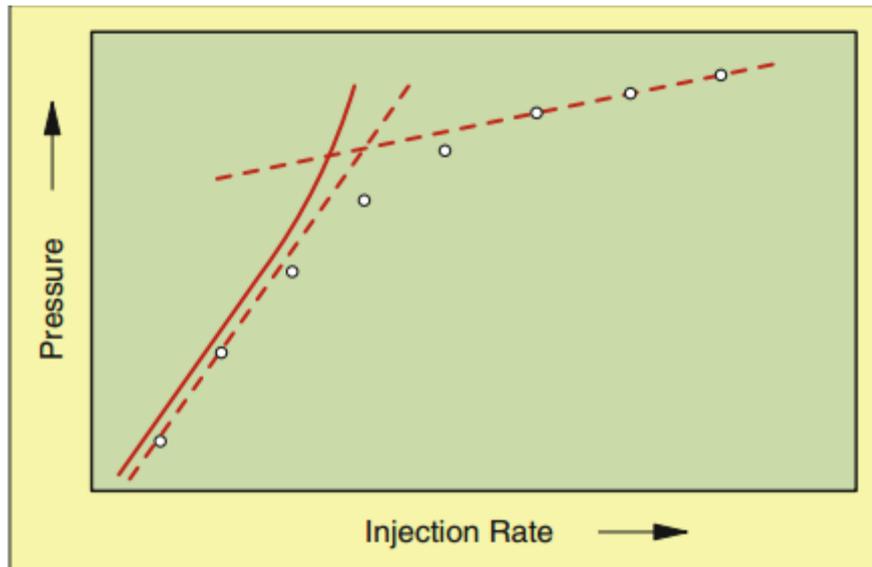


Figure III.17 : SRT idéal et écoulement radial sans fracturation (Economides et al. 1998)

III.6.2.3.2 Essais Minifrac :

Après l'essai SRT, qui établit la pression d'extension de la fracture et place une pression de fermeture de la fracture, un minifrac est généralement effectué pour adapter ou reconcevoir le traitement de fracturation et de pack ou de revoir la conception du traitement de fracturation et de pack à l'aide d'informations spécifiques au puits. Ce test est le test de diagnostic critique de prétraitement. L'analyse du minifrac et le remaniement du traitement sont maintenant couramment effectués sur place en moins d'une heure, ou en 2 à 3 heures au maximum.

Parallèlement à la progression du frac-and-pack, les tests mini frac et en l'utilisation des informations sur la pression du fond du puits sont devenus beaucoup plus courants. Sinon, la procédure classique de mini frac et les résultats (pression de fermeture de la fracture et un seul coefficient de fuite) sont largement appliqués au frac-and-pack malgré des défauts assez évidents. La première étape de l'analyse d'un mini frac consiste à déterminer la pression de fermeture de la fracture, ce qui est généralement fait en traçant la baisse de pression après la fermeture en fonction d'une fonction de temps. Les principaux graphiques utilisés pour identifier la fermeture des fractures sont les suivants :

$$P_{shut-in} VS t$$

$$P_{shut-in} VS \sqrt{t}$$

$$P_{shut-in} VS \text{ fonction } - G$$

La sélection de la pression de fermeture à l'aide de ces tracés, une tâche assez difficile dans la fracturation de la roche dure, s'est avérée arbitraire ou presque impossible dans les formations à haute perméabilité et à forte perte de fluide. Dans certains cas, la durée de la période de fermeture est tellement limitée (1 min ou moins) que les signaux de pression sont masqués par des phénomènes transitoires. Les puits déviés et les formations laminées, les fermetures de fractures multiples et d'autres caractéristiques complexes sont souvent évidentes pendant la

chute de pression. La tendreté (faible module d'élasticité) de ces formations se traduit par des signatures de fermeture de fracture très subtiles sur la courbe de déclin de pression. Les retours de fluides ne sont pas utilisés pour accentuer les caractéristiques de fermeture en raison de l'importance des fuites et des préoccupations liées à la production de sable de formation non consolidé.

Divers praticiens recherchent de nouvelles directives et de nouveaux diagrammes de diagnostic pour déterminer la pression de fermeture dans les formations à haute perméabilité pour déterminer la pression de fermeture dans les formations à haute perméabilité, et ces informations finiront par émerger pour compléter ou remplacer l'analyse et les graphiques standards.

Les défauts de l'analyse mini frac classique sont encore plus exposés lorsqu'ils sont utilisés (couramment) pour sélectionner un seul coefficient de perte d'écoulement efficace pour le traitement. Dans les formations à faible perméabilité, cette approche entraîne une légère surestimation de la perte de fluide et fournit en fait un facteur de sécurité pour éviter le dégrillage. Dans les formations à haute perméabilité, l'approche classique peut considérablement sous-estimer la perte par giclage (hypothèse de perte par giclage nulle) et surestimer la perte totale de fluide (Dusterhoft et al. 1995). Cette incertitude quant au comportement des fuites rend très difficile le choix d'un moment contrôlé pour le dégrillage d'une pointe. Dusterhoft et al. ont décrit diverses procédures pour corriger la perte de jet et le comportement de fuite.

La perte de jet et le comportement de fuite qui n'est pas proportionnel à la racine carrée du temps ; Cependant, des procédures entièrement nouvelles basées sur les principes fondamentaux de la fuite dans le frac and-pack sont finalement nécessaires. La pratique traditionnelle consistant à prendre en compte les fuites avec un coefficient de fuite global n'est tout simplement pas suffisante pour cette application.

III.6.2.3.3 Tests de chute de pression :

Une troisième catégorie de diagnostics de prétraitement pour la fracturation et le pack est apparue, qui n'est pas commune à la fracturation conventionnelle : les tests de perte de pression. En raison de la forte perméabilité de la formation, de la disponibilité courante de données de haute qualité sur la pression au fond du puits et de la multiplicité des opérations de pompage et d'arrêt, les propriétés matricielles de la formation, y compris kh et $skin$, peuvent être déterminées à partir d'essais de chute de pression de courte durée avec l'équation d'écoulement transitoire appropriée. Chapman et al(1996) et Barree et al(1996) proposent des essais de chute de pression par injection de préfraction ou de matrice qui impliquent l'injection d'un fluide de complétion en dessous des taux de fracturation pendant une période donnée, puis d'analyser la baisse de pression avec pression à l'aide d'un graphe de Horner (1951). L'essai est réalisé avec un équipement de pompage standard et n'entraîne que peu d'interruption des opérations normales. Un test peut normalement être réalisé en 1 h ou peut même utiliser les données de cycles d'injection/de d'arrêt non planifiés. La perméabilité qui en résulte est certainement liée aux fuites de fluide et permet à l'ingénieur de mieux anticiper les besoins en

fluide. Une valeur initiale de skin est utile pour évaluer le traitement de fracturation et d'injection et pour la comparaison avec l'analyse transitoire de la pression après le traitement.

III.6.2.3.4 Mesures de la pression dans le fond du puits :

Une discussion sur les tests diagnostiques de prétraitement nécessite une discussion sur la source des pressions utilisées dans l'analyse. Il est implicite que les seules pressions significatives sont celles qui sont adjacentes au front de fracture, qu'elles soient mesurées directement ou rapportées à ce point.

Il existe au moins quatre types différents de données de pression de fond de puits disponibles, en fonction de l'endroit où les données réelles ont été prises :

- Pression de fond calculée (pression de fond calculée à partir de la pression de pompage en surface).
- Pression de l'espace mort (pression de l'espace annulaire ouvert et du fond du puits déterminée en fonction de la densité du fluide dans l'espace annulaire ; un tube peut également être utilisé comme dead string lorsque le traitement est pompé dans le tubage)
- Porteurs de fardeau dans le workstring (mesurés en fond de trou, mais au-dessus de l'outil de service). de l'outil de service)
- Données du washpipe (provenant de capteurs fixés sur le washpipe en dessous de l'outil de service).

Les données de pression du washpipe sont les plus souhaitables pour la conception et l'analyse de la fracturation et de pack, en raison de leur emplacement adjacent à la fracture et en aval de toutes les chutes de pression importantes. Les données de pression du faisceau de câbles de travail peuvent introduire des graves erreurs dans de nombreux cas, en raison de la friction des écoulements générée à la fois par l'outil de croisement et dans l'anneau du tubage/écran. Sans corrections détaillées de la friction et de la pression qui tiennent compte des dimensions spécifiques de l'outil et du jeu annulaire, des différences significatives peuvent exister entre les pressions du washpipe et celles du porteur de faisceau de forage (Mullen et al. 1994). La plupart des praticiens utilisent les pressions de la colonne morte et les considèrent comme acceptables.; d'autres suggèrent que les données redondantes sur la pression du washpipe ont montré que le deadstring peut manquer des caractéristiques subtiles du traitement. L'utilisation de transducteurs de fond de puits avec des lectures de surface en temps réel est suggérée dans les cas où un deadstring n'est pas réalisable ou lorsque des conditions de puits telles que les transitoires peuvent masquer des informations importantes. Le calcul des pressions de fond de puits à partir de la pression de pompage en surface n'est pas recommandé pour les traitements de type frac-and-pack. La combinaison de fluides lourds chargés de sable, de concentrations de proppant en constante évolution, de taux de pompage très élevés et de temps de pompage courts rend l'estimation des pressions de friction presque impossible.

III.6.2.4 Design Tip-Screenout :

La conception du tip-screenout ou TSO différencie clairement la fracturation à haute perméabilité (frac-and-pack) de la fracturation hydraulique massive classique (MHF). Bien que

la fracturation et pack présentent d'autres différences identifiables, telles qu'une perméabilité plus élevée, une roche plus tendre, de plus petits volumes d'agent proppant, etc., c'est le tip-screenout qui rend ces traitements de fracturation uniques. Les traitements conventionnels sont conçus pour atteindre le TSO à la fin du pompage. Dans la fracturation à haute perméabilité, l'étape de création de fractures qui précède le TSO est suivie d'une étape de gonflement et de packing des fractures ; ce traitement en deux étapes donne lieu au terme vernaculaire frac-and pack. Ces concepts de design conventionnels et de frac-and-pack sont illustrés et comparés à la figure (). En raison de l'ascension rapide de la fracturation à haute perméabilité, de nombreux ingénieurs ne disposaient pas (et ne disposent toujours pas) de modèles informatiques permettant de concevoir des designs TSO. Par définition (Nolte 1979, 1986), les systèmes de design de fractures conventionnels ont été formulés avec le TSO comme point final. Un stade de gonflement et de packing des fractures sans. N'avait pas été envisagée, sans parler de l'entrée des algorithmes de conception nécessaires dans un modèle informatique. Récemment, cependant, les simulateurs internes de nombreuses sociétés productrices et de services pétroliers ont également été modifiés pour accepter les designs TSO.

Compte tenu de la dépendance quasi-totale de l'ingénieur pétrolier moderne à l'égard solutions de type "boîte noire", on est obligé de se demander comment les ingénieurs ont réalisé une conception TSO avant que les programmes informatiques modifiés ne soient disponibles. Quelle est la clé ?

Un ingénieur expérimenté reconnaîtrait qu'après le TSO (en supposant l'arrêt complet de la croissance de la fracture), le problème se réduit à un simple équilibre des matériaux. Wong et al. (1993) proposent l'algorithme suivant, qui peut être utilisé avec n'importe quel simulateur 2D conventionnel pour développer design fondamentalement solide tip-sreenout :

1. On suppose que les paramètres de fracture suivants sont connus à la fin de la phase de l'étape TSO (à partir du simulateur) :
 - A_o : zone de fracture à TSO
 - t_o : temps total jusqu'à TSO
 - M_{sto} : masse totale de proppant
 - $D_p(t_o)$: pression nette à TSO
 - $V_F(t_o)$: volume de la fracture à TSO
2. Pour chaque ième étape du programme de pompage du gonflement et du packing des fractures (FIP), le volume d'écoulement propre (V_{ci}) et le temps de pompage pour la ième étape (t_i) sont donnés en fonction du volume de boue connu (V_i), de la concentration de proppant (C_i), du débit de pompage (q_i) et de la densité de proppant (ρ_p) :

$$V_{ci} = V_{ipp} / (\rho_p + C_i)$$

Ou :

$$t_i = V_i / q_i$$

3. Le temps cumulé entre TSO et la ième étape est simplement :

$$T_i = \sum t_i$$

4. En supposant que la zone de fracture cesse de se propager après le TSO, le taux de fuite de fluide (q_l) et le volume de fuite (V_l) à tout moment T_i sont donnés (pour des conditions de faible efficacité) par :

$$q_l(T_i) = 2C_l A_o \left(\frac{1}{\sqrt{t}} \right) \arcsin (1/\sqrt{\mathfrak{T}_i})$$

Et

$$V_l(T_i) = 2C_l A_o \sqrt{t_o} [\mathfrak{T}_i \arcsin 1/\sqrt{\mathfrak{T}_i} + \sqrt{\mathfrak{T}_i - 1}]$$

Où

$$\mathfrak{T}_i = (t_o + T_i)/t_o$$

et C_l est le coefficient de fuite de fluide.

5. Les relations de bilan matière suivantes peuvent être facilement mises en œuvre dans un programme de tableur et utilisées pour calculer les paramètres de fracture à tout moment T_i :

$$V_f(T_i) = \sum V_{ci} - V_l(T_i)$$

$$V_f(T_i) = V_F(t_o) \sum V_{ci} - V_l(T_i)$$

$$M_{fip}(T_i) = M_{sto} \sum (V_{ci} C_i)$$

$$C_m(T_i) = M_{fip}(T_i) / V_f(T_i)$$

$$APC(T_i) = M_{fip}(T_i) / A_o$$

Et

$$\Delta p(T_i) = \Delta p(t_o) \frac{V_F(T_i)}{V_F(T_o)}$$

où V_f est le volume total d'écoulement (deux ailes), V_F est le volume total de fracture, M_{fip} est la quantité totale de proppant, C_m est la charge moyenne de concentration de proppant, APC est la concentration surfacique moyenne de proppant, et D_p est la pression nette.

En utilisant les relations ci-dessus, une conception TSO est développée qui spécifie le débit de la pompe, volume de boue, et la charge de proppant pendant le gonflement de la fracture et le packing en autant d'étapes que nécessaire. Les objectifs de la conception comprennent (1) l'obtention d'une largeur de fracture souhaitée (à partir de la concentration surfacique de l'agent de soutènement) et (2) à garantir que le proppant ne se déshydrate pas prématurément ($V_{ci} \rho_p \rho_p$ où est ρ_p densité des particules de proppant et ρ_0 densité globale du proppant). Les premières conceptions de traitement TSO prévoyaient généralement un tampon de 50 % (similaire à la fracturation conventionnelle) et un calendrier de montée en puissance du proppant assez agressif. Cependant, il est maintenant de plus en plus courant de réduire le remplissage à 10-15% du traitement et d'allonger la durée du traitement. les étapes 60-240 kg/m³ (qui, combinées, peuvent représenter 50 % du volume total de la boue, par exemple).

Cette pratique a pour but de "créer de la largeur" pour l'ajout de proppant à plus forte concentration de proppant (1 400-1 700 kg/m³).

III.6.2.5 Pompage d'un traitement TSO :

Les observations relatives aux expériences de fracturation et de pompage en temps réel sont abondantes dans la littérature et la plupart d'entre elles ne sont pas l'objet de ce texte. Cependant, certaines observations relatives à l'exécution du traitement sont nécessaires : | La plupart des traitements sont pompés avec un outil de service gravel-pack en position "circuler" avec la vanne annulaire fermée à la surface. Cette pratique permet de surveiller en direct la pression du fond du puits (pression annulaire + tête hydrostatique annulaire) et de suivre en temps réel la progression du traitement.

Lorsqu'il n'existe aucune preuve de l'OST planifiée sur l'enregistrement de la pression en temps réel, les étapes tardives du traitement peuvent être pompées à un débit réduit pour effectuer un tip-screenout. Bien entendu, cette pratique nécessite des données de pression de fond fiables et une communication directe avec l'opérateur de l'unité de fracturation. Vers la fin du traitement, le débit de pompage peut être ralenti pour atteindre des taux de pack de gravier, et la vanne annulaire peut être ouverte pour commencer à faire circuler un remplissage de gravier. Le taux de pompage réduit est maintenu jusqu'à ce que la pression du tubage atteigne une limite supérieure sécurisée, signalant que l'anneau de la crépine et du tubage est rempli. | En raison des concentrations très élevées de proppant utilisées, la boue chargée de sable utilisée pour remplir l'anneau de la crépine et du tubage doit être déplacée de la surface avec du gel propre bien avant la fin du pompage. Ainsi, l'ajout de proppant et les volumes de boue doivent être mesurés avec soin pour s'assurer qu'il reste suffisamment de proppant dans le tubing pour placer pack du gravier (afin d'éviter de "surdéplacer" le proppant dans la fracture). | Inversement, si un traitement de fracturation et de pack s'ensable prématurément (avec du proppant dans le tubing), l'outil de service peut être déplacé en position "inverse" et l'excès de proppant peut être évacué. | Le passage de l'outil de service de la position de circulation de la pression à la position inverse peut créer un effet de drawdown instantané et brutal, et il doit être effectué avec précaution pour éviter de faire pénétrer des matériaux de formation non stabilisés dans les tunnels de perforation et l'annulaire.

III.6.3 La conductivité des fractures et la sélection des matériaux :

III.6.3.1 Dimensions optimales des fractures :

De nombreuses publications ont été faites récemment sur les dimensions optimales des fractures dans les frac and-packs. Bien que les dimensions optimales fassent l'objet de débats, la conductivité de la fracture est largement considérée comme plus importante que la longueur de la fracture. Bien en tendu, cette affirmation intuitive ne reconnaît que le premier principe de l'optimisation des fractures :

Les formations à perméabilité élevée nécessitent une conductivité de fracture plus élevée pour maintenir une valeur acceptable de la conductivité de fracture sans dimension C_{fd} . Quelle doit être la longueur de la fracture ? En règle générale, la longueur de la fracture doit être égale à la moitié de la hauteur de la perforation (épaisseur de l'intervalle de production). Autre possibilité, Hunt et al. (1994) ont montré que la récupération cumulée d'un puits dans un réservoir de 100 md ($k = 100 \cdot 10^3 \mu m^2$) avec un rayon d'endommagement de 10 pieds ($r_s = 0,3$ m) est optimisée en prolongeant une fracture de conductivité fixe de 8 000 md-ft ($k_{fwf} = 0,244 \mu m^2 \cdot m$) jusqu'à une distance appréciable au-delà de la zone endommagée. Ce résultat implique qu'il y a peu d'avantages à une longueur de fracture de 50 pieds ($X_f = 15$ m) par rapport à une longueur de fracture de 10 pieds ($X_f = 3$ m). Deux observations s'imposent : premièrement, l'évaluation de Hunt et al est basée sur la récupération cumulative ; deuxièmement, leur hypothèse d'une conductivité de fracture fixe implique une conductivité de fracture sans dimension décroissante avec une longueur de fracture croissante (placement moins qu'optimal de l'agent de soutènement).

Il est généralement vrai que si un C_{fd} acceptable est maintenu, une longueur supplémentaire fournira une production supplémentaire (Un C_{fd} acceptable peut nécessiter une augmentation de la concentration surfacique de l'agent de soutènement de 5 kg/m². de 5 kg/m², ce qui est courant dans la fracturation des roches dures, à 100 kg/m² ou plus). En fin de compte, la décision est une question d'économie et/ou de placement optimal d'une quantité limitée de proppant (comme dans les environnements offshore où les volumes totaux d'écoulement et de proppant peuvent être physiquement limités). Ces questions sont abordées dans les sections suivantes.

III.6.3.1.1 La largeur de la fracture comme variable de design :

Dans la pratique, l'étendue et la largeur des fractures sont difficiles à influencer séparément. Une fois que le fluide de fracturation et le taux d'injection ont été sélectionnés, la largeur de fracture évolue avec l'augmentation de la longueur selon des relations strictes (du moins dans les modèles de conception PKN et KGD bien connus). Par conséquent, la variable de décision clé a été l'étendue de la fracture. Une fois que l'étendue de la fracture est sélectionnée, la largeur est calculée en fonction des limitations techniques (concentration maximale réalisable de proppant). La connaissance du processus de fuite permet de déterminer le temps de pompage et le volume de la plateforme nécessaires.

La technique du tip-screenout (TSO) a apporté un changement significatif à cette philosophie de conception. Grâce à TSO, il est possible d'augmenter la largeur de la fracture sans en augmenter l'étendue. Dans ce contexte, un problème d'optimisation strictement technique peut être formulé : Comment sélectionner indépendamment la longueur et la largeur optimales de la fracture sous une contrainte de volume de proppant donnée ? Le problème consiste à maximiser l'indice de productivité dans le régime d'écoulement pseudo-stationnaire. La réponse est d'une importance primordiale pour comprendre le frac-and-pack, mais elle est également nécessaire pour comprendre la fracturation hydraulique en général. Le même volume étayé peut être utilisé pour créer une fracture étroite et allongée ou une fracture large et courte. Il est pratique de

sélectionner C_{fd} comme variable de décision, et ensuite la demi-longueur de la fracture peut être exprimée en utilisant le volume étagé d'une aile, $V_f = w_f * h * x_f$, comme :

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fd} h k} \right)^{\frac{1}{2}}$$

La relation de l'indice de productivité, par exemple l'expression du pseudo-état d'équilibre pour le pétrole qui découle de l'équation, après la création d'une fracture de demi-longueur, x_f , peut s'écrire comme suit :

$$J = \frac{q}{\bar{q} - P_{wf}} = \frac{2\pi k h}{B\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + \ln \frac{r_e}{r_w} + \left(\ln \frac{x_f}{r_w} + S_f \right) \right]}$$

où S_f est la pseudo-skin de Cinco-Ley et al apparaissant à cause de la fracture, définie par l'équation. La quantité $\ln \ln \frac{r_w}{x_f} + S_f = -\ln r_{wD}$ peut être obtenue à partir de la conductivité de la fracture sans dimension, C_{fd} , (Fig). Le rayon du puits de forage est supprimé et la demi-longueur de la fracture est substituée à partir de l'équation. L'indice de productivité résultant est

$$\frac{2\pi k h}{B\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + \frac{1}{2} \ln \frac{k h}{V_f K_f} + \frac{1}{2} \ln C_{fd} + \left(\ln \frac{x_f}{r_w} + S_f \right) \right]}$$

Où la seule inconnue est C_{fd} . Comme le rayon de drainage, l'épaisseur de la formation, les deux perméabilités et le volume étagé sont fixes, l'indice de productivité maximal se produit lorsque la quantité :

$$y = \frac{1}{2} \ln C_{fd} + \ln \frac{x_f}{r_w} + S_f$$

Deviens un minimum. La quantité y est illustrée à la figure. Comme elle ne dépend que de C_{fd} , le C_{fd} optimal, $C_{fd,opt} = 1.6$ est une constante donnée pour tout réservoir, puits et proppant. (Remarque : cette valeur est proche de la valeur 2 qui est égale à l'intercept de l'intersection des asymptotes définies par les équations correspond au meilleur compromis entre la capacité de la fracture à conduire et la capacité du réservoir à délivrer des hydrocarbures.

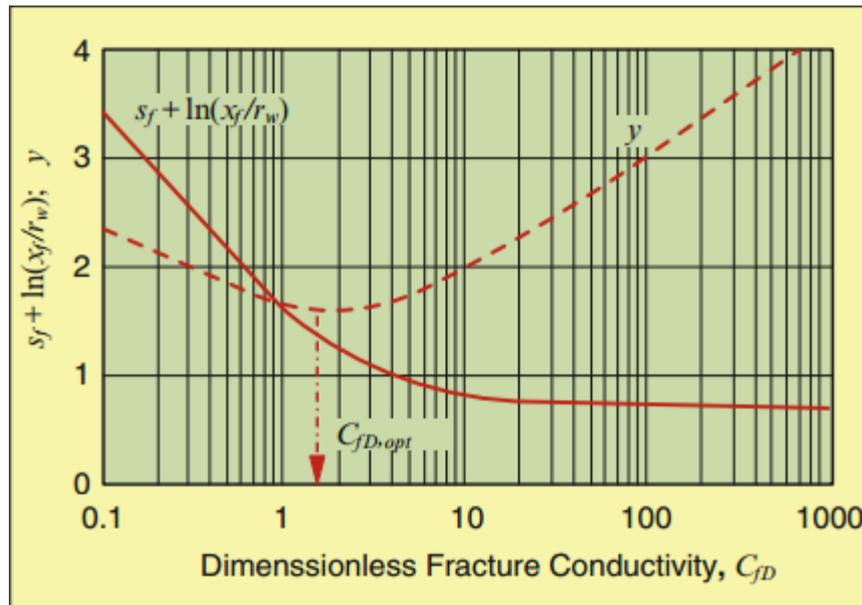


Figure III.18 : Facteur de pseudo-skin d'un puits vertical recoupé par une fracture verticale à conductivité finie (Cinco-Ley, 1978).

III.6.3.1.2 Optimisation technique :

Une fois que le volume de proppant qui peut être placé dans une aile de la fracture, V_f , est connu, la demi-longueur optimale de la fracture peut être calculée comme suit :

$$x_f = \left(\frac{V_f K_f}{1.6kh} \right)^{1/2}$$

et par conséquent, la largeur moyenne optimale de l'étayage doit être de :

$$w_f = \left(\frac{1.6V_f K}{hK_f} \right)^{1/2}$$

Ces résultats ont plusieurs implications. Le plus important est qu'il n'y a pas de différence théorique entre la fracturation à faible et à forte perméabilité. Dans les deux cas, une fracture techniquement optimale existe, et elle devrait avoir une conductivité de fracture sans dimension d'ordre unitaire. Dans une formation à faible perméabilité, cette exigence conduit à une fracture longue et étroite. Dans les formations à haute perméabilité, une fracture courte et large peut fournir la même conductivité sans dimension. Dans la pratique, tout l'agent de soutènement ne sera pas placé dans la couche perméable. Le volume effectif doit être utilisé, en soustrayant le proppant placé dans les couches non productives. Il est également important de reconnaître que la "fracture optimale" indiquée n'est pas toujours réalisable. Dans les formations à haute perméabilité, l'écart de la conductivité de fracture sans dimension optimale peut être justifié par plusieurs facteurs (par exemple, la grande largeur indiquée peut être impossible à créer) : une longueur minimale peut être dictée par le rayon d'endommagement, de graves effets de non-Darcy dans la fracture peuvent fortement réduire la conductivité de la fracture. dans la fracture

peuvent réduire fortement la perméabilité apparente du pack d'agents de soutènement, et une largeur de fracture considérable peut être perdue en raison de l'encastrement du proppant dans la formation tendre.

III.6.3.1.3 Optimisation économique :

Après avoir réglé l'optimisation de la longueur de la fracture par rapport à sa largeur pour un volume de proppant fixe, il reste à optimiser le volume de proppant. De toute évidence, il s'agit d'une d'optimisation économique plutôt que technique. Plus la quantité de proppant dans la formation (sinon de manière optimale), meilleures sont les performances du puits. À ce stade, les considérations économiques doivent dominer. Le revenu supplémentaire à un moment donné devient marginal par rapport aux coûts qui augmentent linéairement (ou même plus fortement). L'augmentation des coûts. Cette situation est correctement traitée en appliquant l'analyse de la valeur actuelle nette (VAN) (Balen et al. 1988). (NPV) (Balen et al. 1988). Bien que l'analyse de la VAN fournisse toujours une "conception optimale", elle ne doit pas remplacer la compréhension des questions d'optimisation technique sous-jacentes.

III.6.3.2 Sélection de l'agent de soutènement :

Le problème principal et unique lié au choix du proppant pour la fracturation à haute perméabilité est le dimensionnement du proppant. La force, la forme et la composition du proppant. Bien que les proppants spéciaux (proppants de force intermédiaire et proppants enrobés de résine) aient certainement été utilisés dans les traitements de fracturation et d'empaquetage, la plupart des traitements sont pompés avec du sable standard à granulométrie variable.

Lorsqu'il choisit la taille d'un agent de soutènement pour la fracturation et l'injection, l'ingénieur est confronté à des priorités contradictoires : dimensionner l'agent de soutènement pour résoudre les problèmes d'exclusion du sable ou utiliser la taille maximale de l'agent de soutènement pour assurer une conductivité adéquate de la fracture. Comme pour le choix de l'équipement et la sélection des fluides, les racines de la technique de fracturation et d'empilement du gravier sont également évidentes lorsque l'on considère la sélection du produit de soutènement. Les ingénieurs se sont d'abord concentrés sur l'exclusion du sable et sur des critères de dimensionnement dérivés du massif filtrant tels que ceux proposés par Saucier (1974). Saucier recommande que la taille moyenne du gravier (d_{g50}) soit cinq à six fois supérieure à la taille moyenne des grains de la formation (d_{f50}). La règle dite " 4 par 8 représente les diamètres minimum et maximum de la taille des grains qui sont distribués autour des critères de Saucier. les critères de Saucier, c'est-à-dire $d_{gmin} \frac{1}{4} 4d_{g50}$ et $d_{gmax} \frac{1}{4} 8d_{g50}$, respectivement. Ainsi, de nombreux traitements précoces ont été pompés avec des mailles standard 40/60 (0.25-0.42 mm) ou même 50/70 (0.25-0.42 mm). 50/70 mesh (0.21-0.30 mm). La conductivité quelque peu limitée de ces mailles de gravier sous les contraintes de formation in situ peut ne pas être adéquate dans de nombreux cas. dans de nombreux cas. Indépendamment de la taille de la maille du sable, les frac-and-packs tendent à réduire les problèmes de la migration des fines en réduisant le flux d'écoulement au niveau de la formation.

La tendance actuelle en matière de sélection des agents de soutènement est d'utiliser du sable de taille fracturable. Un traitement typique par fracand-pack utilise désormais un proppant (sable) de 20/40 mesh (0,42-0,84 mm). L'optimisation de la conductivité de la fracture peut en soi contribuer à prévenir la production de sable en réduisant le le rabattement. Les résultats obtenus avec le proppant de plus grande taille sont encourageants, tant en termes de productivité et de limitation ou d'élimination de la production de sable (Hannah et al. 1994).

Il est intéressant de noter que les thèmes de la compétence de la formation et de la tendance au sablage, questions majeures dans le domaine de la technologie des gravel-packs, n'ont pas été largement étudiées dans le contexte de la fracturation. n'ont pas été largement étudiés dans le contexte du frac-and-pack. Dans de nombreux cas, le frac-and-pack est solution viable aux échecs de complétion malgré la compréhension limitée de l'industrie de la mécanique des roches (tendres). de la mécanique des roches (tendres).

L'abandon des pratiques de gravel-pack au profit des pratiques de fracturation est commun à de nombreux aspects du frac-and-pack, à l'exception (jusqu'à présent) des outils de fond de trou, et elle semble justifier le changement de terminologie semble justifier le changement de terminologie, de frac-pack à fracturation à haute perméabilité.

III.6.3.3 Sélection des fluides :

La sélection des fluides pour la fracturation et le pack a toujours été motivée par la crainte d'endommager la formation à haute perméabilité, soit par l'accumulation de cake de filtration, soit (surtout) par invasion de polymères. La plupart des premiers traitements ont été effectués avec du HEC, le fluide classique pour le gravel-pack, car il était perçu comme moins dommageable que les fluides de fracturation à base de guar. Bien que le débat se poursuive et que de nombreux opérateurs continuent d'utiliser des fluides HEC, le fluide le plus utilisé est le guar. HEC, le fluide de choix est de plus en plus le HPG réticulé au borate.

Sur la base d'une synthèse des résultats rapportés par plusieurs praticiens, Aggour et Economides (1996) fournissent une analyse approfondie de la situation. Economides (1996) fournissent un raisonnement pour guider la sélection des écoulements dans le fra cand-pack. Leurs résultats suggèrent que si l'étendue de l'invasion du fluide de fracturation est minimisée, le degré de dommage (dégradation de la perméabilité causée parle cake de filtration ou l'invasion des polymères) est d'une importance secondaire. Ils utilisent la représentation de skin effective de Mathur et al. (1995) pour montrer que si la pénétration des fuites de fluide est faible, même des dégradations sévères de la perméabilité peuvent être tolérées.sans présenter d'effets de skin positifs. Dans ce cas, la recommandation évidente pour le frac-and-pack est d'utiliser des fluides de fracturation réticulés à forte concentration en polymères, avec des additifs de perte de fluide, ainsi qu'un programme de rupture agressif et un calendrier de rupture agressif. Le polymère, l'agent de réticulation et les additifs de perte de fluide limitent l'invasion du polymère et le briseur assure une conductivité maximale de la fracture, un facteur critique qui ne peut être négligé. Des travaux expérimentaux corroborent ces affirmations.

On sait que les gels linéaires pénètrent dans des noyaux de très faible perméabilité (1 md ou moins) alors que les polymères réticulés sont susceptibles de former des cakes de filtration à

des perméabilités deux ordres de grandeur plus élevés (Roodhart 1985 ; Mayerhofer et al. 1991). Les cakes de filtration, bien qu'ils puissent endommager le faciès de fracture, réduisent clairement l'étendue de la pénétration des polymères dans le réservoir, perpendiculairement au front de fracture. Sur perméabilités extrêmement élevées, même les solutions de polymères réticulés peuvent envahir la formation.

Cinco-Ley et Samaniego-V. (1981b) et Cinco-Ley et al. (1978) ont décrit le comportement des fractures à conductivité finie et ont défini les trois principaux types de dommages affectant cette performance :

- La réduction de la perméabilité du pack de proppant résultant soit de l'écrasement du proppant, soit (surtout) de la rupture des chaînes polymères, conduit à une dégradation de la conductivité de la fracture. Cette condition peut être particulièrement problématique dans les réservoirs à perméabilité modérée à élevée. Les progrès considérables réalisés dans la technologie des briseurs ont considérablement réduit les problèmes liés à ce type de dommages.
- L'endommagement par étranglement fait référence à la zone de la fracture proche du puits qui peut être représentée par un effet de peau. Ces dommages peuvent résulter soit d'un déplacement excessif à la fin d'un traitement, soit de la migration de fines (natives ou proppant) pendant la production et l'accumulation de fines près du puits mais à l'intérieur de la fracture.
- L'endommagement du faciès de fracture implique une réduction de la perméabilité perpendiculaire au faciès de fracture et comprend les dégradations de perméabilité causées par le cake de filtration, la zone envahie par les polymères et la zone envahie par le gâteau de filtration.

McGowen et al. (1993) ont présenté une série d'expériences montrant l'étendue de la pénétration du fluide de fracturation dans des carottes de différentes perméabilités. Les fluides de fracturation utilisés étaient du CHE à $8,4 \text{ kg/m}^3$ (70 lb/Mgal) et du HPG réticulé au borate à 3,6 ou $4,8 \text{ kg/m}^3$ (30 ou 40 lb/Mgal). Les volumes de filtrat ont été mesurés en mL/cm² de surface de fuite (centimètres de pénétration) pour une pierre calcaire de 10 md ($k = 10 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$) et des grès de 200 et 1 000 md ($k = 200 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$ et $k = 1,000 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$) à 120F, 180F et 240F (49C, 82C et 115C).

Plusieurs conclusions sont tirées de ce travail :

- Les fluides de fracturation réticulés sont de loin supérieurs aux gels linéaires pour contrôler fuites de fluide dans les roches à haute perméabilité. Par exemple, le HPG réticulé au borate à 40 lb/Mgal ($4,8 \text{ kg/m}^3$) surpasse largement le HEC à 70 lb/Mgal ($8,4 \text{ kg/m}^3$) dans une roche de 200 md ($k = 200 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$) à 180F (82C).
- Le gel linéaire donne des résultats satisfaisants dans une roche de 10 md ($k = 10 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$) mais échoue dramatiquement à 200 md ($k = 200 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$). Même l'utilisation agressive d'additifs de perte de fluide (40 lb/Mgal ; $4,8 \text{ kg/m}^3$ de farine de silice) ne modifie pas de façon la performance de fuite du HEC dans un noyau de 200 md ($k = \frac{1}{4} 200 \cdot 10^3 \mu\text{m}^2$).

- L'augmentation des concentrations de gel réticulé de 30 à 40 lb/Mgal (3,6-4,8 kg/m³) a un impact majeur sur la réduction des fuites dans les noyaux de 200 md ($k = 200 * 10^3 \mu m^2$). Le borate réticulé maintient un excellent contrôle de la perte d'écoulement dans le grès de 200 md ($k = 200 * 10^3 \mu m^2$) et fonctionne de manière satisfaisante même à 1, 000 md ($k = 1\ 000 * 10^3 \mu m^2$).

Ce travail expérimental corrobore fortement les résultats de la modélisation d'Aggour et Economides (1996) et suggère l'utilisation de fluides polymères réticulés à plus forte concentration avec, bien sûr, un système de rupture conçu de manière appropriée.

Les fluides HEC et les fluides HPG réticulés au borate sont les principaux fluides actuellement utilisés pour la fracturation et l'enfouissement.

Toutefois, une troisième catégorie d'écoulement mérite d'être mentionnée, celle des fluides à base de tensioactifs viscoélastiques (VES). Il n'y a guère de doute que ces écoulements présentent d'excellentes propriétés rhéologiques et ne causent aucun dommage, même dans les formations à haute perméabilité. L'avantage des fluides VES est qu'ils ne nécessitent pas l'utilisation d'additifs de rupture chimiques ; la viscosité de cet écoulement se rompt facilement (en laissant beaucoup moins de résidus que les fluides à base de polymères) soit lorsqu'il entre en contact avec l'huile de formation ou le condensat, soit lorsque sa concentration en sel est réduite. Brown et al. (1996) présentent des données sur les performances typiques des fluides VES et des études de cas.

La vulnérabilité des fluides VES réside dans leurs limites de température. Ce n'est que récemment que la température maximale d'application des fluides VES a été portée de 55C à 95C. 55C à 95C.

Chapitre IV :
**Etude de cas sur les méthodes
de contrôle du sable**

IV.1 Introduction :

Bien que cet équipement empêche le sable de formation de pénétrer dans le puits de forage par divers mécanismes, il diminue la productivité du réservoir. Cela indique que l'ampleur de la peau est également un paramètre important pour choisir une méthode de contrôle du sable pour un puits producteur de sable. Ainsi, avant de choisir une méthode pour empêcher la production de sable, il est important de connaître le facteur de peau de la méthode et d'évaluer la production du puits de manière économique pendant une période spécifique, les facteurs de peau de différentes méthodes de contrôle du sable sont étudiés et indiquent la meilleure méthode pour un cas réel de manière économique.

IV.2 les critères pour la sélection des méthodes de contrôle du sable :

Les informations géologiques et techniques recueillies permettent de prendre des décisions judicieuses à différentes étapes du programme de complétion. Ces données sont les données géologiques, d'ingénierie, de forage et d'endommagement de la formation énumérées dans tableau 4.1. Elles constituent l'environnement dans lequel on doit travailler tout en essayant d'atteindre l'objectif (méthode du contrôle)

Tableau IV.1 : Données d'entrée : environnement et ressources (Patton et Abbott 1979)

Données d'ingénierie (E)	Ressources de données
E-1 Propriétés p, v, t, composition chimique	Huile, eau, gaz (analyses)
E-2 Pression initiale du réservoir	Essais de puits
E-3 Mécanisme d'entraînement du réservoir	Géologie, caractéristiques de production.
E-4 Propriétés de la roche	Analyse des carottes
E-5 Caractéristiques de production	Enregistrements de production
E-6 Achèvement, reconditionnement	Dossiers de puits
E-7 Défaillances des équipements souterrains	Dossiers de puits
E-8 Distribution granulométrique	Analyse granulométrique
E-9 Résistance de la formation	Log des propriétés mécaniques
E-10 Solubilité de la formation	Essais en laboratoire
E-11 Propriétés du réservoir Pressions Perméabilité Continuité/hétérogénéité Détérioration de la formation Performance du débit entrant	Essais de puits transitoires Courbes de débit et d'accumulation Multidébit Isochronique BHP à l'arrêt

Délivrabilité du gaz	Journaux de température
E-12 Entrée/perte de fluide	Débitmètre
Type	Manomètre différentiel
Quantité	
Emplacement	
E-13 Production de sable Es	Essais multidoses
Données géologiques (G)	Ressources en données
G-1 Classification des pièges	Données géophysiques/géologiques
G-2 Propriétés de la roche	Diagraphies en puits ouvert, diagraphie de la boue
G-3 Types de roches/teneur en minéraux	Analyse pétrophysique
G-4 Fractures, canaux de solution	Analyse des carottes
G-5 Stratification Carottes et diagraphies	
G-6 Autres formations d'intérêt	
Hydrocarbures	
Aquifères	
Stockage potentiel de gaz	
Zones de voleurs	
Sel ou anhydrites	
Données sur la formation (FD)	Ressources de données
FD-1 Gonflement des argiles	Essais en laboratoire
FD-2 Bouchage	Essais d'écoulement et de refoulement
FD-3 Perméabilité relative	Analyse spéciale de la carotte
FD-4 Modifications de la mouillabilité	Essais en laboratoire
FD-5 Emulsion ou blocs	Echantillon de fond de puits
FD-6 Dépôts	Analyse de l'huile et de l'eau
FD-7 Dommages potentiels	Tests de compatibilité :
	Liquide à liquide
	Liquide à la formation
Enregistrements de forage (DR)	Ressources de données
DR-1 Lavages/cavités	Diagramme de calibre
DR-2 Zones de perte de circulation	Enregistrements quotidiens de forage
DR-3 Zones de haute pression	Enregistrements quotidiens de forage

IV.3 Facteur de SKIN dû à la méthode de contrôle du sable :

L'objectif de cette section est d'étudier la formule du facteur de peau pour chaque méthode courante de contrôle du sable, à savoir la méthode du gravel pack, la méthode de la gaine fendue, le tamis à fils et le tamis pré-emballé.

IV.3.1. Méthode du GRAVEL PACK :

Le gravel pack est une technique courante de contrôle du sable utilisée dans de nombreuses formations comportant des sables non consolidés ou mal consolidés. La production de sable peut souvent être obtenue facilement en dimensionnant correctement le gravier par rapport à la taille du sable de la formation, selon des règles bien établies. Parfois, les formations bien consolidées peuvent produire du sable et le massif filtrant est alors utilisé dans ces formations pour contrôler le sable, comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent.

Il existe un facteur principal qui influence la production dans les puits à gravel pack. Il s'agit de la restriction de l'écoulement imposée par les caractéristiques du gravel pack. Ce facteur affecte la perméabilité et la réduit. Ainsi, le massif filtrant provoque un excès de skin qui produit une chute de pression supplémentaire.

En fait, la pression chute parce que la perméabilité passe de celle du réservoir à celle des graviers. La chute de pression supplémentaire à travers la zone de gravier est :

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o B_o u_o S_g}{k_t h}$$

où S_g est :

$$S_g = \frac{h}{h_g} \cdot \ln \frac{r_w}{r_1} \cdot \left(\frac{k_r}{k_g} - 1 \right)$$

Dans les équations ci-dessus, K_r est la perméabilité du réservoir, K_g est la perméabilité du gravier, h est l'épaisseur du réservoir et h_p est l'intervalle ouvert à l'écoulement. L'équation ci-dessus pour le skin de gravier n'est pas complètement correcte. Il existe une autre équation pour cette peau qui est plus précieuse :

$$S_g = \frac{96 \frac{k_r}{k_g} \cdot h \cdot L_p}{(D_{perf}^2) \cdot n}$$

où L_p est la longueur de la perforation du gravier, D_{perf} est le diamètre de la perforation et n est le nombre de perforations.

IV. 3.2 Méthode des chemises à fente :

Les gaines fendues sont utilisées depuis de nombreuses années pour assurer le contrôle du sable dans de nombreuses applications de l'industrie pétrolière. Il s'agit d'un tuyau en acier (par exemple, un tube) dans lequel une série de fentes parallèles ont été découpées à travers le métal. La largeur de ces fentes est normalement aussi réduite que possible d'un point de vue mécanique afin qu'elles retiennent une grande partie du sable de formation. La surface d'entrée est faible (2 à 3 % de la surface du tuyau). En raison de la restriction de la zone d'afflux, le schéma d'écoulement s'écartera de la distribution axiale idéale et uniforme. On peut représenter un facteur de skin pour la déviation de l'écoulement idéal comme suit :

$$S_{sl} = \frac{2}{n} \cdot \ln \frac{2}{\pi \cdot \Omega}$$

où n est le nombre de rangées de fentes et Ω est la fraction ouverte du tuyau. Habituellement, cette méthode est bon marché et facile à appliquer, mais elle ne fonctionne pas bien pour les projets de contrôle du sable.

IV.3.3 Écran enroulé sur fil :

Cette méthode consiste en un fil de forme triangulaire qui est soigneusement enroulé de manière à ce qu'il y ait un espace constant entre les tours successifs. Le fil est maintenu en place

par soudage par points sur des profilés verticaux placés à des intervalles de 1 cm autour du diamètre interne de l'écran. Les tamis à fil métallique présentent l'avantage, par rapport à un revêtement à fentes, que l'espace entre les fils peut être réduit et maintenu à la valeur cible avec une précision beaucoup plus grande, ce qui permet au tamis de retenir des formations à grain plus fin que le revêtement à fentes.

Dans la littérature, il n'y a pas de formule explicite pour calculer le skin due à l'application d'une toile métallique dans le puits de forage. En fait, les crépines sont une sorte de gaine à fentes horizontales, mais elles ont un débit d'entrée plus important dans la zone ouverte. Les écrans enroulés de fils ont un espace horizontal entre eux et on peut utiliser l'Eq :

$$S_{sl} = \frac{2}{n} \cdot \ln \frac{2}{\pi \cdot \Omega}$$

Pour le facteur de peau dû aux grillages métalliques. L'équation :

$$S_g = \frac{h}{h_g} \cdot \ln \frac{r_w}{r_1} \cdot \left(\frac{k_r}{k_g} - 1 \right)$$

Peut également être utilisée. Mais la perméabilité extérieure de l'écran est utilisée au lieu de la perméabilité du gravel pack.

IV. 3.4 Le tamis pré-emballé :

Les tamis préfabriqués sont constitués de deux tamis concentriques entre lesquels est placée une couche de gravier. Le gravier a été recouvert d'une couche de résine thermodurcissable. Le processus de construction est le suivant :

1. Les deux écrans concentriques ont été soudés sur le tuyau de base.
2. L'espace entre eux est rempli de sable enduit de résine et les soudures finales sont effectuées.
3. L'écran terminé est placé dans un four où la résine thermodurcissable durcit, créant un solide anneau de gravier.

Les gorges des pores du gravier consolidé forment une série d'ouvertures étroites qui permettent d'exclure le sable et de maintenir la formation en place. La présence du gravier, avec son diamètre étroit de gorge de pore, fournit une plus grande restriction de l'écoulement que le tamis enroulé de fil métallique seul, tout en rendant le tamis susceptible d'être bouché par les fines de la formation, etc. La plus grande complexité de la crépine préemballée augmente le coût.

Le skin due aux tamis pré-emballés est la combinaison de skin due au gravier et de skin due au tamis entourant le gravier (qu'il s'agisse d'un tamis métallique ou d'un tamis à fentes).

$$S_{pp} = S_g + S_{ww}$$

IV.4 Description du modèle :

Dans cette section, le système de production d'un puits réel du champ iranien sera étudié. Ce puits a un potentiel de production de sable et cause de nombreux problèmes sur l'équipement de surface. Différentes stratégies d'achèvement de ce puits peuvent être conçues ; toutefois,

L'objectif est de concevoir une méthode qui permet d'obtenir un profit économique maximal. En d'autres termes, la différence entre les coûts de mise en œuvre de la complétion du contrôle du sable et les bénéfices de la production de pétrole après cela doit être maximisée. Il n'est pas vrai que la méthode qui a le moins d'effet de skin est la meilleure pour la complétion et, comme nous l'avons dit précédemment, une évaluation économique est la dernière et la plus importante étape du choix.

Pour ce travail, les données sur les réservoirs et les puits sont disponibles dans les tableaux IV.2 et IV.3 respectivement. De même, les données et les corrélations des tests de puits qui sont utilisées pour le calcul des propriétés PVT et de la chute de pression dans le puits sont disponibles dans le tableau IV.4 Les relations de performance d'entrée et de sortie sont calculées par un simulateur commun de puits et de réservoir et ses résultats sont présentés dans la figure IV.1. De même, la figure IV.2 montre la situation de l'équipement de fond de puits.

Tableau IV.2 : Données sur les fluides et les réservoirs :

Pression du réservoir	27,74 MPa
Solution GOR	323 m ³ /m ³
Gravité de l'huile	37°API
Gravité du gaza	0,73 sp gr
Viscosité de l'huilea	0,0017 Pa s
FVF de l'huilea	1,954 m ³ /Sm ³
Température du réservoir	110 °C
Pression du point de bulle	16,71 MPa
Zone de drainage	7,65 km ²

Mesure à la pression de référence 3100 psi

Tableau IV.3 : Données sur les puits.

Diamètre intérieur du tube de production	0,08 m
Sommet de la face de sable de production	2868.168 pieds
Température de la tête de puits	25 °C
Fluide de production	Huile
Epaisseur de la couche de production	45.72 m
Rayon du puits de forage	0,1524 m
Pression en tête de puits	4.82 MPa

Tableau IV.4 : Données et corrélations des essais de puits.

Facteur de skin	8,3
Perméabilité du réservoir	53 md
Corrélations Pb, Rs, Bo	Méthode de Standing
Corrélation de la viscosité	Méthode de Beggs et al.

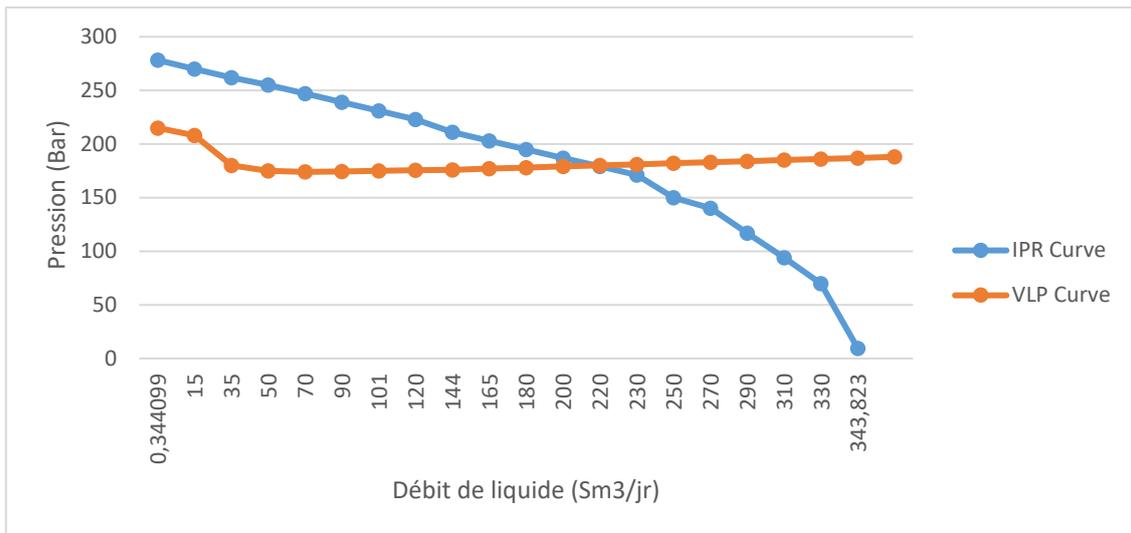


Figure IV. 1 : Système de production pour l'état de trou ouvert.

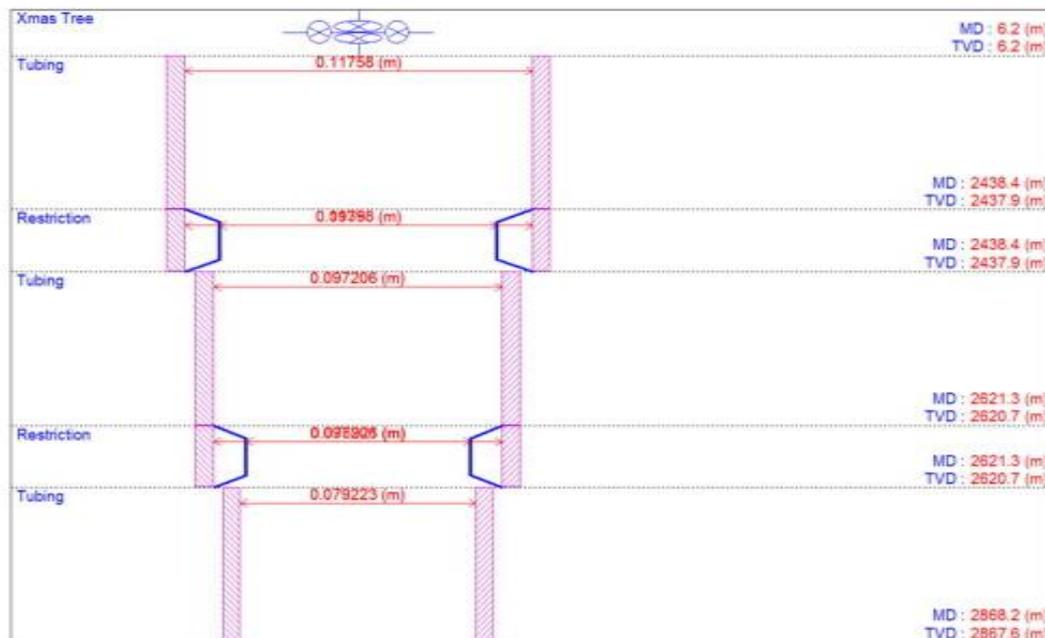


Figure IV.2 : Situation de l'équipement de fond de puits.

L'historique de production du puits montre que la complétion a besoin d'un équipement pour le contrôle du sable ; ainsi, le skin due à la méthode de contrôle du sable, les coûts de mise en œuvre de la complétion de contrôle du sable, et la production cumulée de pétrole après l'utilisation des méthodes doivent être évalués simultanément et ensuite le meilleur scénario est choisi.

IV.4.1 Réalisation d'un puits garni de gravier (gravel packed) :

Les paramètres importants dans la conception et l'étude des puits à massif filtrant sont la taille du gravier ou la taille des mailles et la longueur du massif filtrant ou la pénétration du gravier dans la formation. Ces paramètres influencent directement la perméabilité du massif filtrant et, par conséquent, le taux de production de pétrole. L'existence de gravier dans le puits

provoque un skin supplémentaire (le massif filtrant provoque un écoulement non-darcy qui peut être négligé pour l'écoulement du pétrole).

Selon la figure IV.3, la taille du sable de formation est d'environ 0,00032-0,00125 m de diamètre, ce qui indique que la formation a une sorte de gros grains. Compte tenu de ces informations, le gravel pack est choisi en fonction des propriétés disponibles dans le tableau 4.4 En utilisant une simulation de l'application du gravel pack dans le puit, le facteur de skin dû à la méthode de contrôle du sable est égal à 0,4 et les courbes IPR et OPR montrent que le taux d'exploitation a été réduit à 225 m³/jour (Fig. IV.4). Les résultats montrent que le facteur de skin dû au gravier est plus sensible au coefficient de non-Darcy qu'à la perméabilité du gravier. En raison de l'écoulement de l'huile dans le massif filtrant, l'effet de non-Darcy est négligeable et, comme on peut le voir sur la figure IV.5, le taux d'exploitation de l'huile ne change pas avec une variation de la perméabilité du gravier à long terme. Cela peut aider les concepteurs à choisir du gravier moins cher pour l'opération de gravillonnage, car la perméabilité du gravier est l'un des paramètres qui influent sur le prix du gravier.

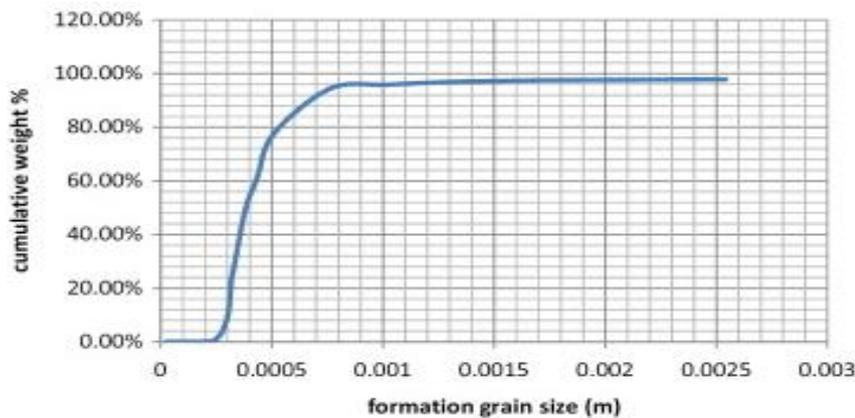


Figure IV.3 : Distribution de la taille des grains de la formation (adapté de la compagnie pétrolière offshore iranienne).

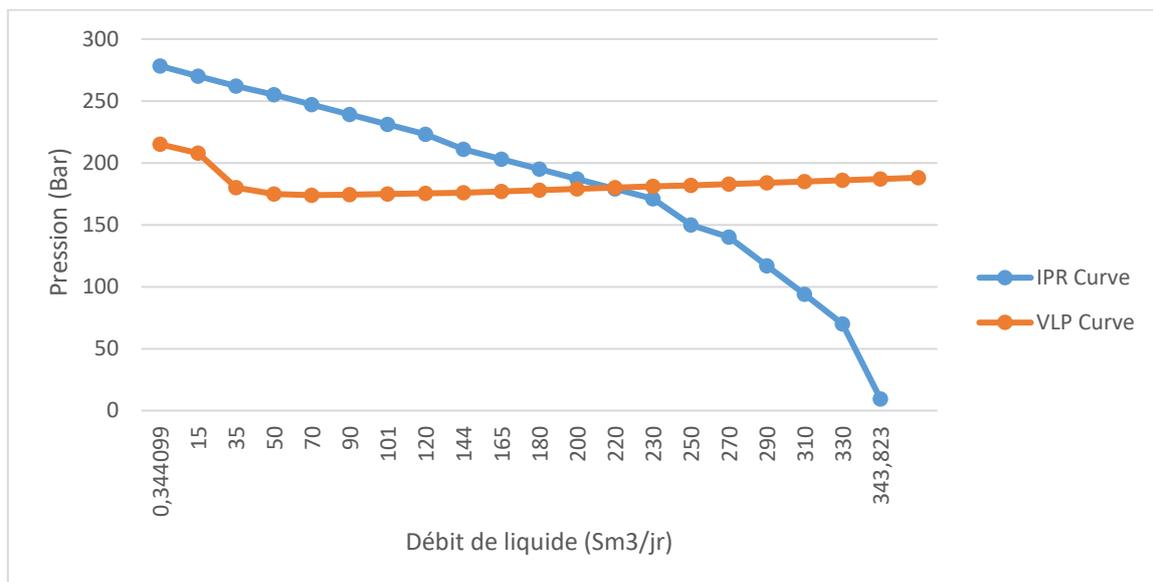


Figure IV.4 : Système de production pour une complétion avec gravier.

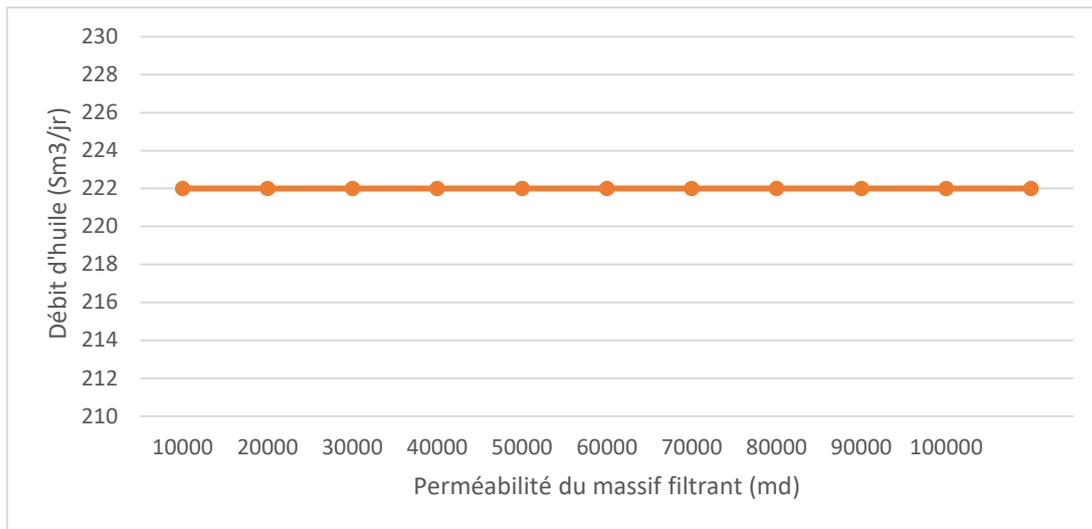


Figure IV.5 : Variation du taux d'huile d'exploitation en fonction de la perméabilité du massif filtrant.

Tableau IV. 5 : Propriétés du massif filtrant pour l'achèvement du contrôle du sable.

Maillage	30/50
Perméabilité	90 D
Longueur de la pénétration	0,0508 m

IV.4.2 Complétion de puits avec liner à fente :

Comme nous l'avons dit dans la section précédente, les gaines à fentes sont des tuyaux comprenant des fentes horizontales ou verticales. La largeur et la hauteur des fentes, le nombre de fentes par pied et le diamètre intérieur de la grille sont les principaux paramètres qui ont un effet considérable sur le taux de production. Il est évident que si la modification de ces paramètres augmente le taux de production, le skin diminue en raison de la présence de gaines fendues. Lors de la conception des chemises à fentes, la largeur des fentes doit être suffisamment petite pour empêcher correctement la production de sable. D'autre part, plus la largeur est petite, plus le skin est grande. La largeur de la fente doit donc être optimale. La figure 5 montre la relation entre la largeur de la fente et le taux du point de fonctionnement.

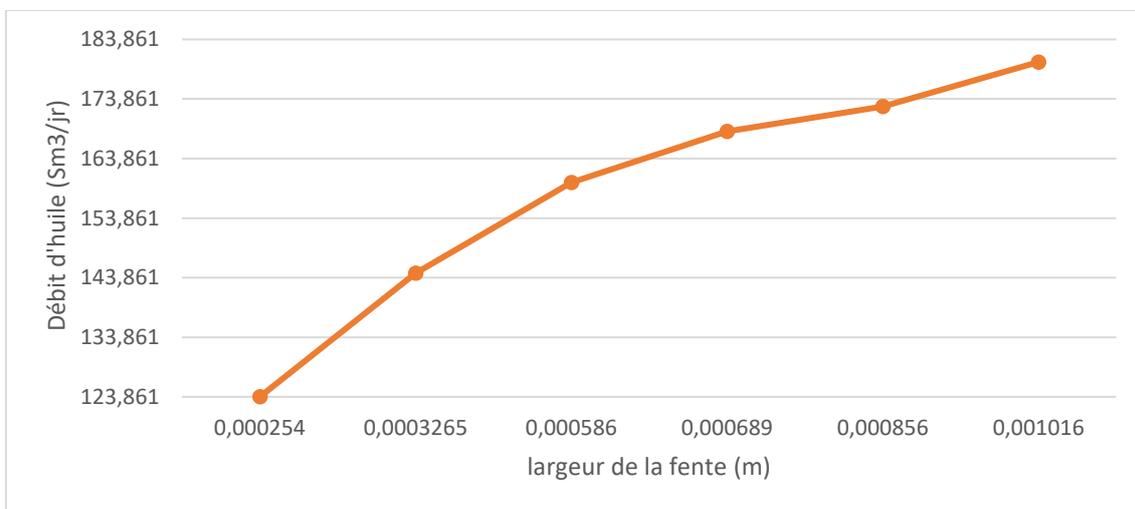


Figure IV.6 : Variation du taux d'huile en fonction de la largeur de la fente

D'après la distribution de la taille des grains de formation et la relation qui est montrée dans la Fig IV.6, la largeur appropriée de la fente sera de 0,003 m. Les propriétés du revêtement à fentes conçu pour le projet de contrôle du sable sont disponibles dans le Tableau IV.6

Tableau IV.6 : Propriétés des gaines fendues pour les complétions de contrôle du sable.

Rayon intérieur de la chemise	0,0762 m
Rayon extérieur de la chemise	0,0814 m
Hauteur de la fente	0,1524 m
Largeur de la fente	0.000762 m
Nombre de rangées de fentes	10

En ce qui concerne la simulation du projet de contrôle du sable à l'aide d'un revêtement à fentes, le taux de production au point d'exploitation et le skin causée par le contrôle du sable sont respectivement de 171,5 m³/jour et de 6,1 (FigIV. 7).

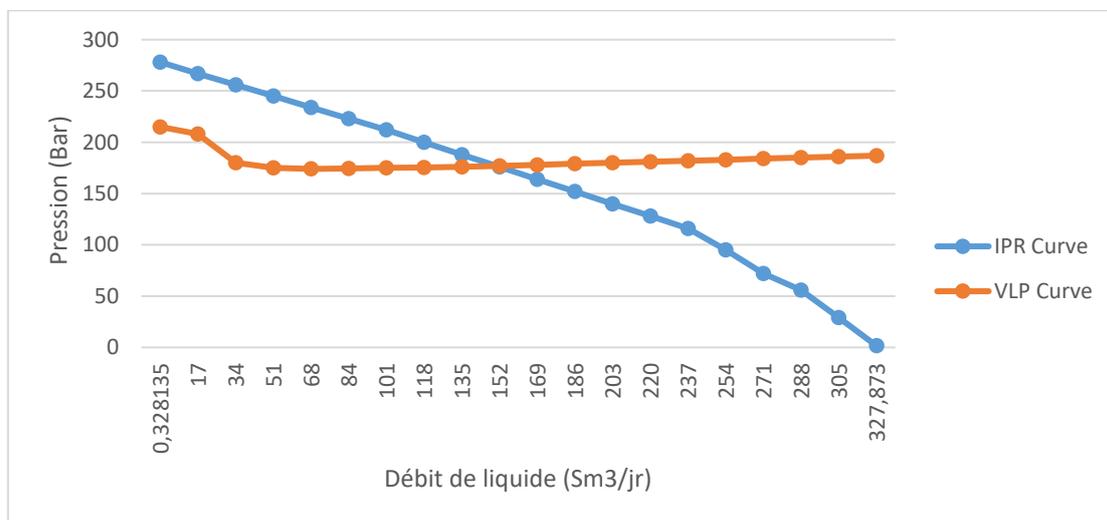


Figure IV.7 : Système de production pour une complétion par chemisage à fente.

IV.4.3. Complétion du puits à l'aide d'un écran métallique :

L'utilisation de crépines enroulées de fils métalliques provoque, comme d'autres méthodes, une peau qui dépend du diamètre intérieur et de la surface de la fraction ouverte des crépines. En général, la peau d'un écran enroulé de fil métallique est inférieure à celle d'une chemise à fentes, car la surface de la fraction ouverte des WWS (wire wrapped screen) est plus élevée que celle des chemises à fentes. Les caractéristiques des grillages enroulés utilisés dans les puits de forage sont présentées dans le tableau IV.7.

Tableau IV.7 : Propriétés des tamis à fils et des tamis pré-emballés.

Propriétés de la WWS	
Rayon intérieur de l'écran	0,067 m
Perméabilité extérieure	1000 md
Propriétés de l'écran préfabriqué	
Rayon intérieur de l'écran	0,054 m
Rayon extérieur de l'écran	0.08128 m

La figure IV. 8 montre les relations de performance entre le débit entrant et le débit sortant lorsque le tamis à fil enroulé est utilisé pour le contrôle du sable. Comme on peut le voir, le taux de production au point de fonctionnement est de 208 m³/jour et sa peau est de 1,9.

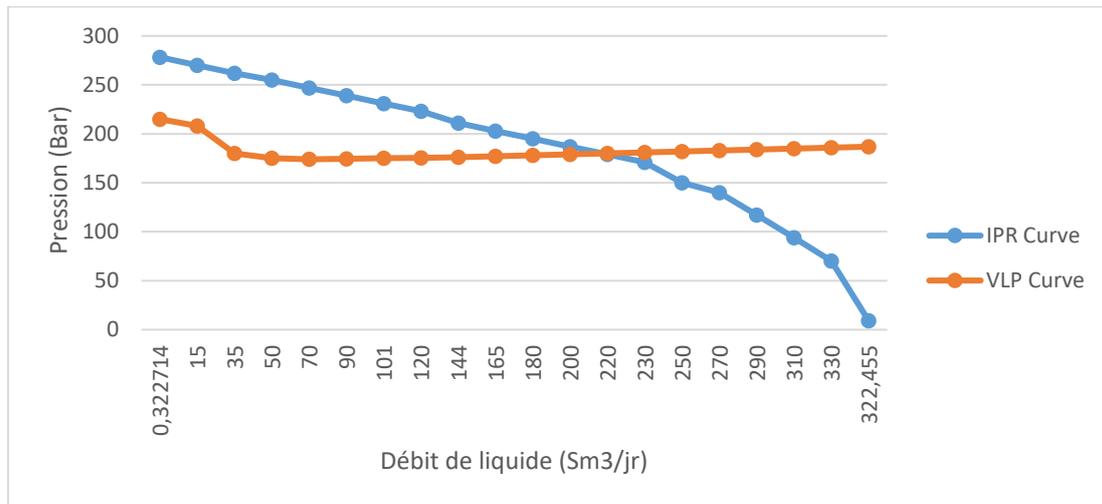


Figure IV.8 : Système de production pour l'achèvement de l'écran enroulé de fil.

IV.4.4. Contrôle du sable à l'aide de tamis pré-emballés :

Cette méthode est plus coûteuse que les autres. L'utilisation de tamis pré-emballés avec les caractéristiques disponibles dans le Tableau 6, entraîne une réduction du taux de production à 218 m³/jour, comme le montre la FigIV.9. Toutes les données importantes calculées pour chaque méthode sont disponibles dans le tableau IV.8 et une comparaison générale est possible. Ce tableau indique que la meilleure méthode est la complétion par massif filtrant, alors que ce n'est pas le cas.

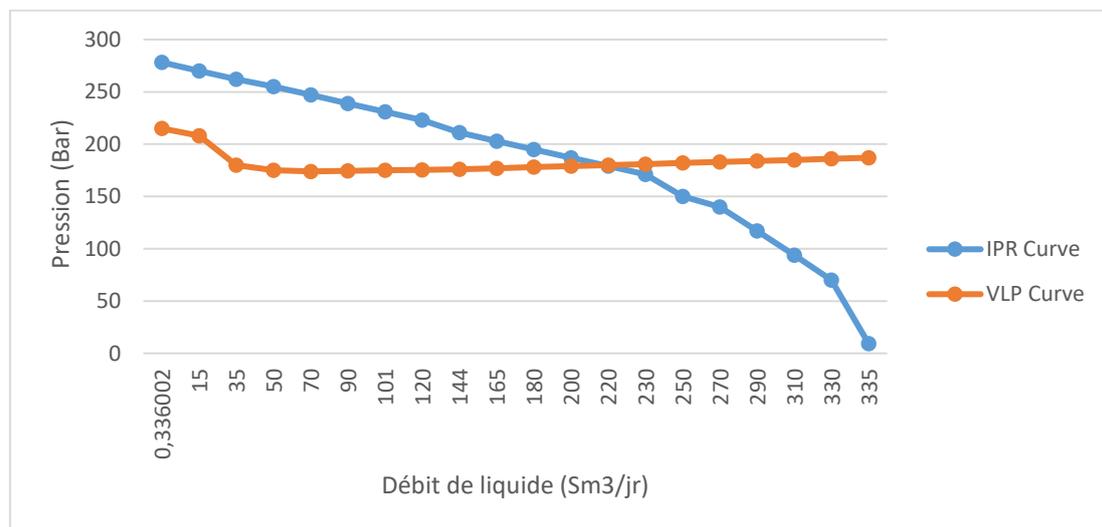


Figure IV.9 : Système de production pour la complétion d'un écran pré-emballé.

Tableau IV.8 : Résumé des données calculées pour toutes les méthodes de contrôle du sable.

Type de contrôle du sable	Taux de production au point de fonctionnement	Facteur de skin total
Méthode du massif filtrant	1410	8.7
Méthode du revêtement à fentes	1078	14.8
Méthode de l'écran enroulé de fil métallique	1310	10,2
Méthode du tamis préemballé	1370	9,5

Comme nous l'avons dit précédemment, la valeur de skin et le taux d'exploitation ne sont pas les seuls paramètres principaux pour choisir le meilleur projet. L'évaluation économique est l'étape la plus importante de la prise de décision. Dans cette section, on essaie de comparer économiquement toutes les méthodes en utilisant le coût d'exploitation approximatif de chaque méthode. Enfin, le meilleur projet sera trouvé.

Le tableau IV.9 présente les dépenses d'exploitation approximatives typiques, nécessaires à l'évaluation économique, pour toutes les méthodes de contrôle du sable. Le prix du baril de pétrole doit également être connu. On suppose qu'il est de 80 \$/bbl. Les autres hypothèses sont les suivantes :

- Il faut remplacer le gravel pack tous les 4 ans.
- Pour maximiser l'efficacité, les gaines fendues doivent être remplacées par d'autres gaines tous les 2 ans.
- Les tamis en fil de fer doivent être révisés tous les ans et remplacés tous les deux ans.
- Les tamis pré-emballés doivent être révisés tous les ans et remplacés tous les 2 ans.
- Le taux d'actualisation est supposé être de 10%.

Tableau IV.9 : Coûts approximatifs des équipements et des opérations de contrôle du sable.

Équipements et opérations	Coût(1000\$)
Méthode du massif filtrant (gravel pack) :	
Outils nécessaires	400
Perforation ou sous alésage	600
Fluides et graviers	1000
Pompe	1500
Temps de montage (30 jours)	30 × 20
Opération de mise en place du massif filtrant	6000
Main d'œuvre	300
Remplacement du massif filtrant (coût total)	8000
Méthode de la gaine fendue :	
Tuyau à fente (3 branches)	3 × 300
Temps de montage (10 jours)	10 × 20
Main d'œuvre	80

Opération de reprise	400
Méthode de l'écran enroulé de fil métallique:	
Écran (3 branches)	3 × 800
Temps de montage (10 jours)	10 × 20
Opération de reconditionnement	400
Méthode d'écran pré-emballé :	
Écran (4 branches)	4 × 1200
Temps de montage (10 jours)	10 × 20
Opération de reconditionnement	400

Le profil NPV d'un projet ou d'un investissement est un graphique de la valeur actuelle nette du projet correspondant à différentes valeurs de taux d'actualisation.

Les figures IV.10, IV.11, IV.12, IV.13 et IV.14 sont des graphiques de la valeur actuelle nette (VAN)NPV sur 12 ans pour différents paramètres. La figure IV.10 montre que la méthode de l'écran pré-packed est la meilleure alors que, selon la simulation, le taux d'exploitation de la complétion par gravel pack est plus élevé que le sien. La figure IV.11 représente le tracé de la VAN pour un réservoir dont la valeur de l'indice de productivité est inférieure à celle du réservoir décrit dans cet article. Les résultats montrent que le tamis à fils est la meilleure méthode de contrôle du sable et que la méthode de tamisage pré-emballé est la plus mauvaise.

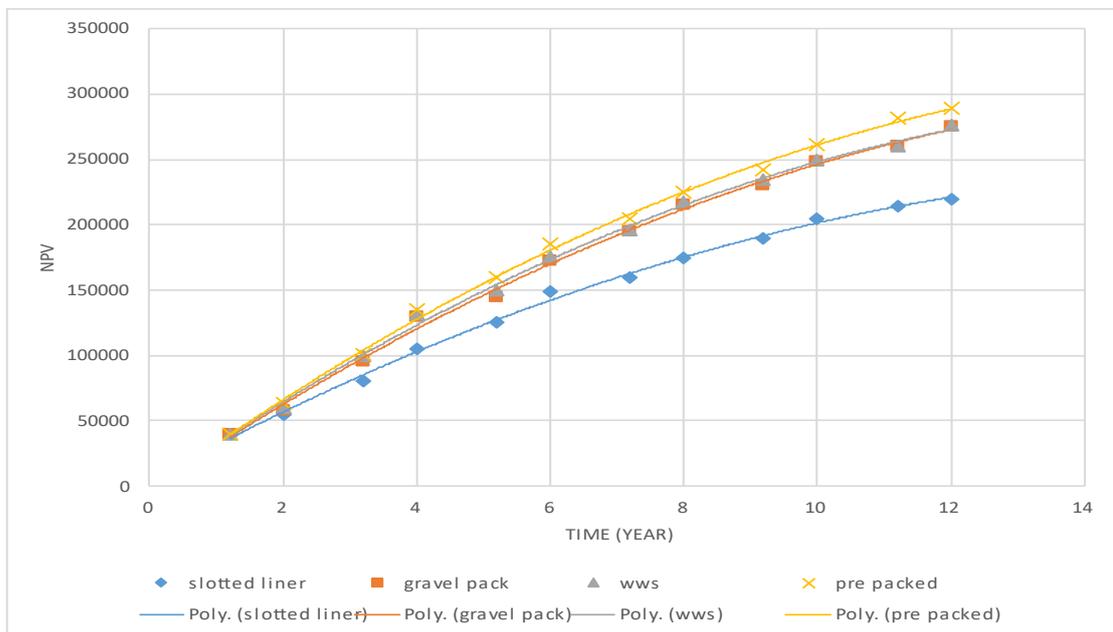


Figure IV.10. Tracé de la VAN pour 12 ans et un taux d'actualisation de 10 %.

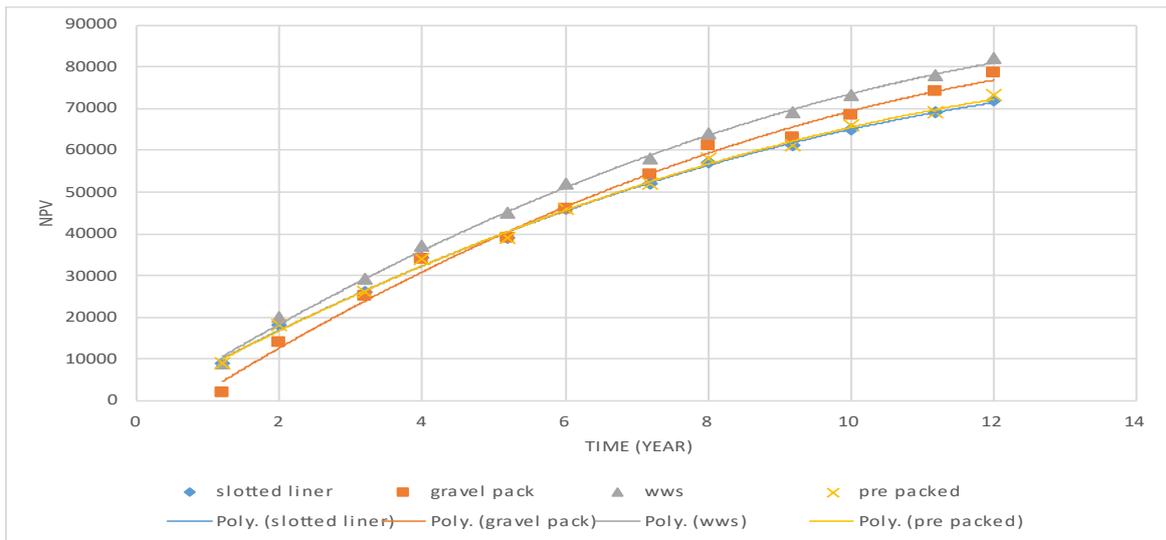


Figure IV.11. Tracé de la VAN pour un réservoir à faible IP.

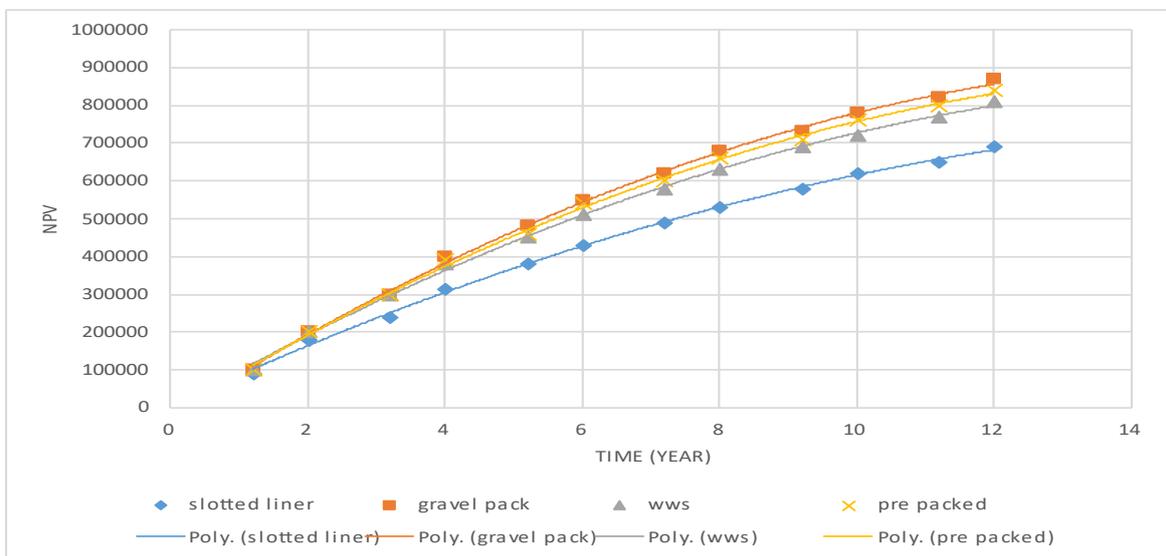


Figure IV.12. Tracé de la VAN pour un réservoir à IP élevé.

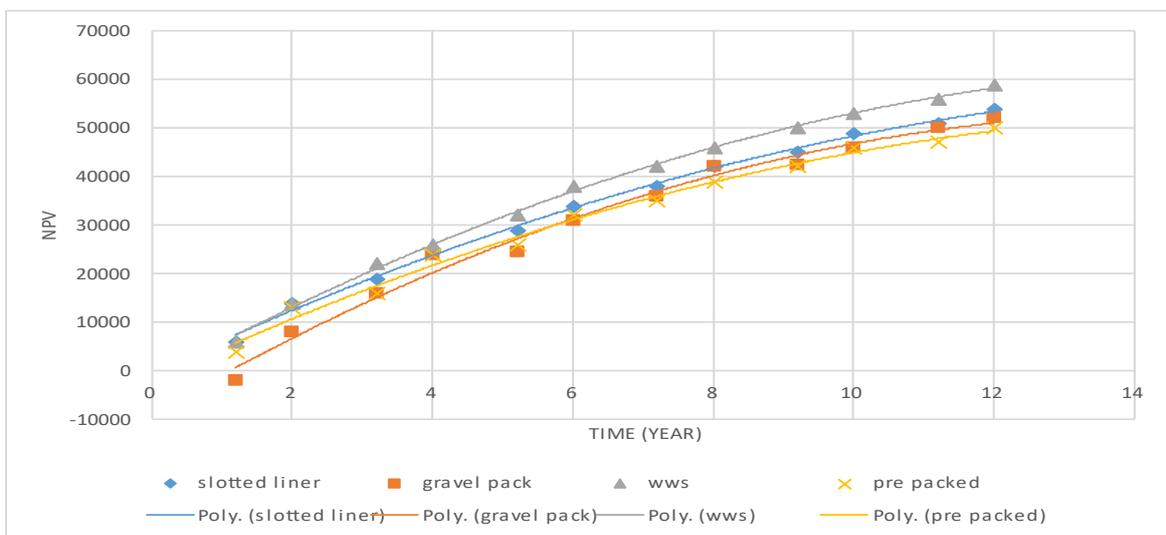


Figure IV.13. Tracé de la VAN pour un baril de pétrole à 20 \$.

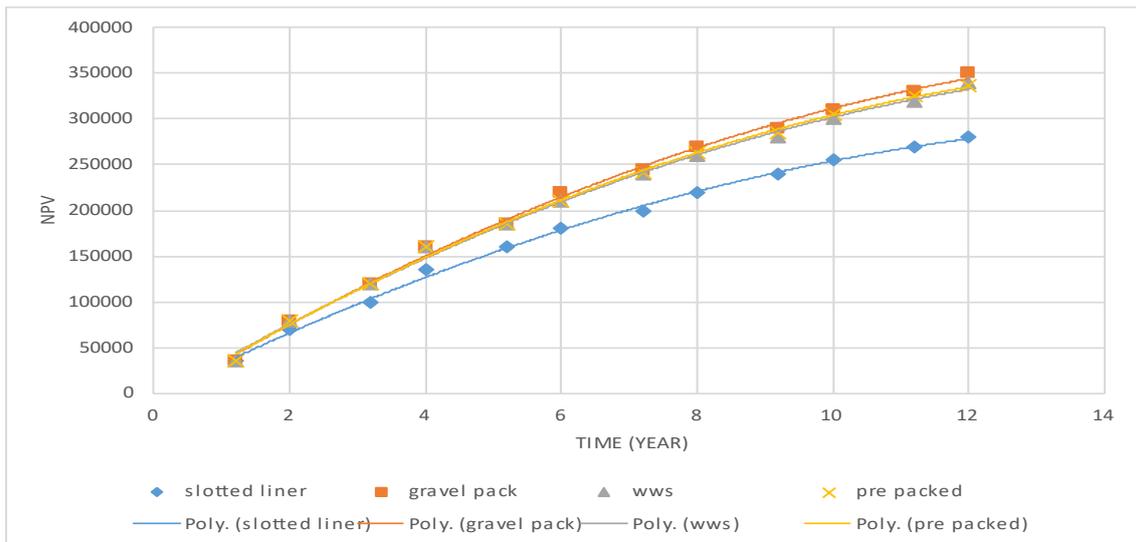


Figure IV.14. Tracé de la VAN pour un baril de pétrole à 100 \$.

La figure IV.12 représente le tracé de la VAN (NPV) pour un réservoir avec une valeur PI élevée plutôt que pour un réservoir décrit. Comme on peut le voir, le tassement de gravier est une méthode acceptable. Les figures IV.13 et IV.14 montrent l'effet du prix du pétrole sur le choix de la meilleure méthode de contrôle du sable. Lorsque les bénéfices sont faibles, le tamis à fils est le meilleur, tandis que pour les bénéfices élevés, le massif filtrant sera choisi. Ces analyses montrent que le prix global du pétrole, le temps de retour du capital et l'indice de productivité du réservoir sont plus importants que l'effet de skin de contrôle du sable, en particulier pour les faibles taux de production de pétrole.

IV.5. Conclusion :

1. Tout équipement de contrôle des sables possède certaines caractéristiques dont les variations affecteront à la fois leur prix et l'ampleur de la peau qu'ils provoquent.
2. Une méthode avec moins d'effet de peau n'est pas essentiellement la meilleure méthode de contrôle de la production de sable.
3. À faible taux de production et pour les réservoirs à faible IP, le choix de la méthode appropriée est influencé par le prix mondial du pétrole et le taux d'intérêt des investissements. En d'autres termes, le choix de la méthode appropriée n'est pas directement affecté par l'effet de peau du puits.
4. Dans les réservoirs à IP élevé et pour les projets à long terme, la meilleure méthode est celle qui permet une production de pétrole plus élevée. Ainsi, la valeur de la peau a un effet intense sur le choix de la méthode de production de sable.
5. Selon les conditions économiques, le meilleur projet de contrôle du sable pour le puits et le réservoir décrits est la méthode de l'écran filaire pré-emballé.

Conclusion générale

Sur la base des études théoriques et des observations pratiques faites dans le cadre de cette étude, les déductions et conclusions suivantes :

1. Tout équipement de contrôle du sable possède certaines caractéristiques dont les variations affecteront à la fois son prix et l'ampleur de la peau qu'il provoque.
2. L'intégration de la prédiction, du contrôle et de la gestion du sable est la clé de l'optimisation du puits ou du réservoir.
3. Lorsque la quantité ou la taille des solides entraîne une perte de production en raison d'une réduction du débit entrant ou d'un temps d'arrêt de l'équipement, une technique de contrôle est essentiellement nécessaire pour rétablir le taux de production de fluide à un niveau économique.
4. Une méthode avec moins d'effet de skin n'est pas essentiellement la meilleure méthode de contrôle de la production de sable.

Recommandations :

Sur la base de la portée de cette étude, les recommandations suivantes sont proposées :

1. Puisque la résistance de la formation est un paramètre important dans la prédiction du sable, des méthodes qui peuvent mesurer ce paramètre in-situ devraient être développées pour améliorer la précision.
2. Les travaux ultérieurs peuvent se concentrer sur le développement d'un arbre de décision avec les implications économiques et les probabilités de succès de la sélection de la méthode de contrôle.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] ANON, 2010, Sand Control Techniques.
- [2] Ayoola, O, Nnanna, E. Osadjere, P. and Wendell De Landro. 2009. Expandable Sand Screens Deployment in Cased Hole Completions: SPDC Experience, Paper SPE 128601 presented at the 33rd Annual SPE International Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria. August 3-5.
- [3] Benipal, N.S. 2004. Sand Control and Management - Development of a Sand Control Strategy. MS thesis, University of Texas, Austin.
- [4] Shahsavari, M. H., Khomehchi, E., Fattahpour, V., & Molladavoodi, H. (2021). Investigation of sand production prediction shortcomings in terms of numerical uncertainties and experimental simplifications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109147
- [5] Welling, R. W. (1998, February). Conventional high rate well completions: limitations of frac&pack, high rate water pack and open hole gravel pack completions. In SPE Formation Damage Control Conference. One Petro
- [6] Mahmud, H. B., Leong, V. H., & Lestariono, Y. (2020). Sand production: A smart control framework for risk mitigation. *Petroleum*, 6(1), 1-13
- [7] Osisanya, S.O. 2010. Practical Guidelines for Predicting sand Production. Paper SPE 136980 presented at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition, TinapaCalabar, Nigeria. 31 July-7 August.
- [8] Tronvoll, J., Dusseault, M. B., Sanfilippo, F., & Santarelli, F. J. (2001, September). The tools of sand management. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro
- [9] Waters, F., Singh, P., Baker, C., van Wulfften Palthe, P., & Parlar, M. (1999, October). A Novel Technique for Single-Selective Sand Control Completions Allows Perforating and Gravel Packing of Two Zones with Zonal Isolation in One Trip: A Case History from Trinidad. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [10] Zhou, S., & Sun, F. (2016). Sand production management for unconsolidated sandstone reservoirs. John Wiley & Sons.
- [11] Colwart, G., Burton, R. C., Eaton, L. F., Hodge, R. M., & Blake, K. J. (2007, February). Lessons Learned on Sand Control Failure and Subsequent Workover at Magnolia Deepwater Development. In SPE/IADC Drilling Conference. OnePetro.
- [12] Matanovic, D., Cikes, M., & Moslavac, B. (2012). Sand control in well construction and operation. Springer Science & Business Media
- [13] Whaley, K. S., Price-Smith, C. J., Twynam, A. J., & Jackson, P. J. (2007, May). Greater Plutonio Open Hole Gravel Pack Completions: Fluid Design and Field Application. In European Formation Damage Conference. OnePetro
- [14] Khomehchi, E., Ameri, O., & Alizadeh, A. (2015). Choosing an optimum sand control method. *Egyptian Journal of Petroleum*, 24(2), 193-202
- [15] Moore, W. R. (1994). Sand Production Prediction. *Journal of Petroleum Technology*, 46(11), 955-955

Références bibliographiques

[16] Carlson, J., Gurley, D., King, G., Price-Smith, C., & Waters, F. (1992). Sand control: why and how. *Oilfield Review*; (Netherlands), 4(4)

[17] Abass, H. H., Nasr-El-Din, H. A., & BaTaweel, M. H. (2002, September). Sand control: sand characterization, failure mechanisms, and completion methods. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.