

Prise en compte de la géomécanique, pour simuler des sismogrammes dans le cadre d'une production d'huile lourde par SAGD

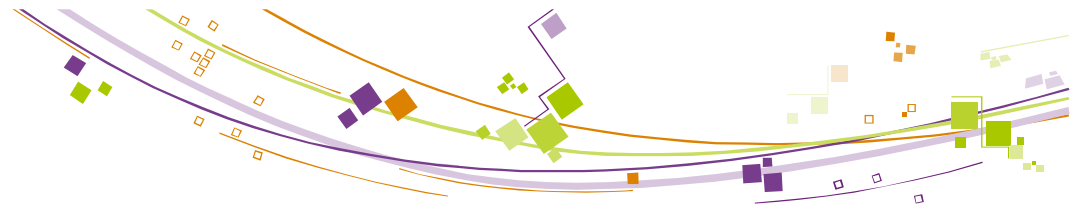
A. Baroni, O. Lerat, G. Renard,
F. Adjemian, M. Ancel, A. Auvinet,
E. Bemer, R. Eschard, G. Etienne,
C. Joseph, J.F. Nauroy, G. Servant,
V. Poitrineau

Projet bilatéral IFPEN/CGGVeritas



Plan de la présentation

- Introduction : SAGD / Seismovie
- Simulation du procédé EOR "SAGD"
 - Construction du modèle statique du champ de Hangingstone
 - Couplage réservoir-géomécanique
 - Modélisation pétroélastique
- Conclusion

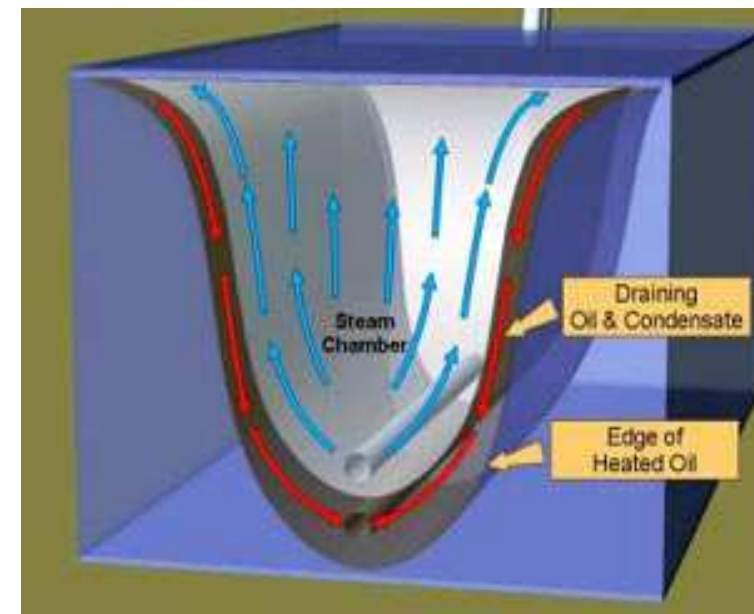
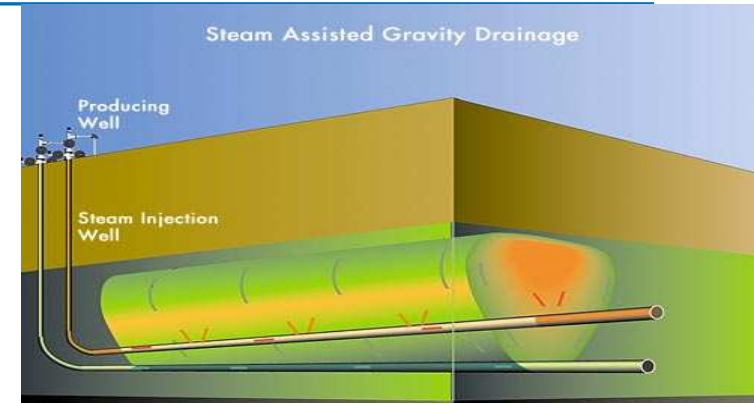


Introduction

Procédé SAGD

- **SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)**
 - fluide immobile initialement
 - sable dense, faibles enfouissements
 - températures élevées (~250°C)

- **Effets géomécaniques**
 - dilatance des sables, rupture des argiles
 - modification des porosités et perméabilités dans le réservoir

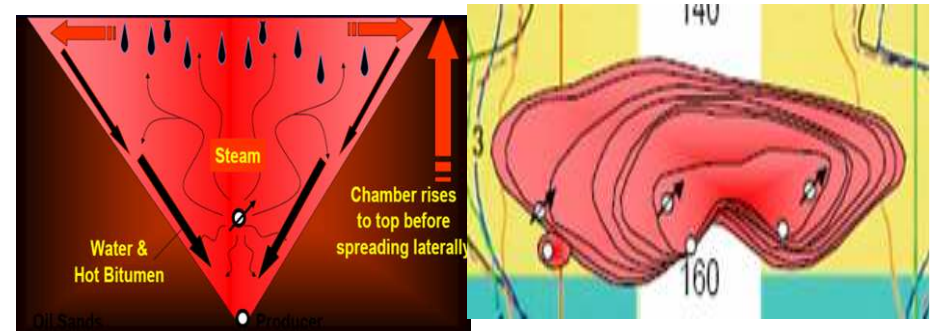




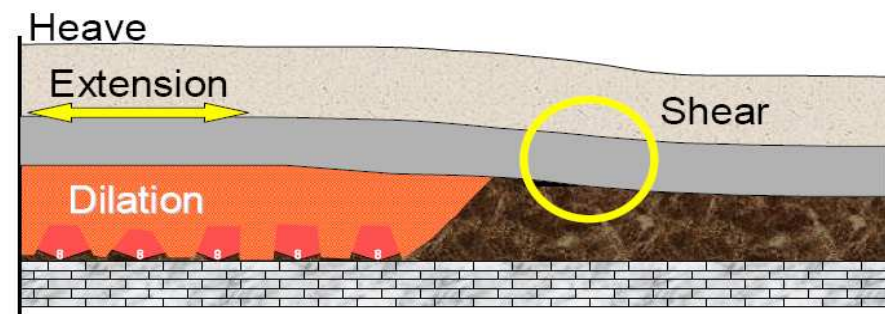
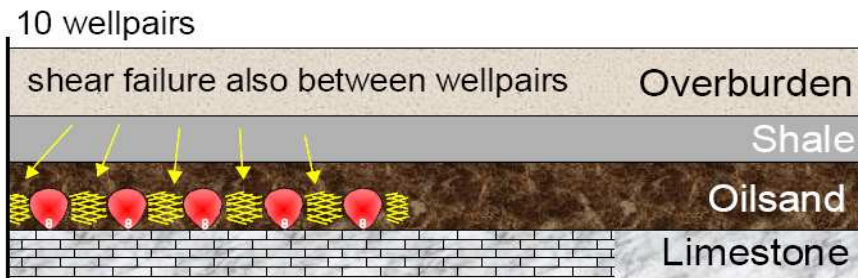
Introduction

Procédé SAGD

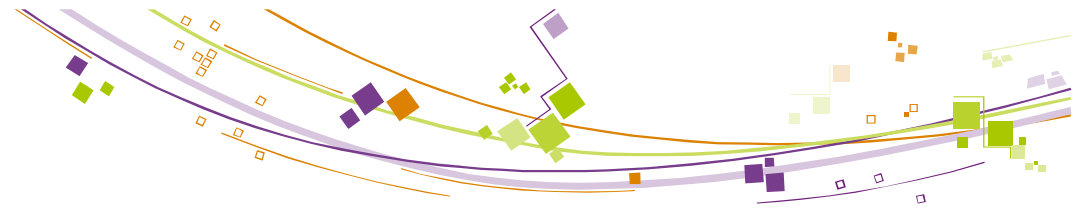
- **Conséquences**
 - Modification du développement de la chambre de vapeur
 - Impact sur l'intégrité de la structure



Développement théorique vs développement mesuré



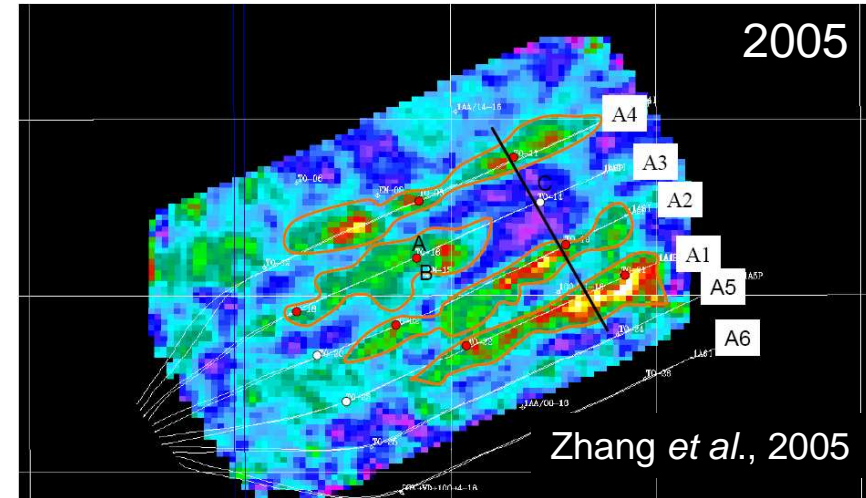
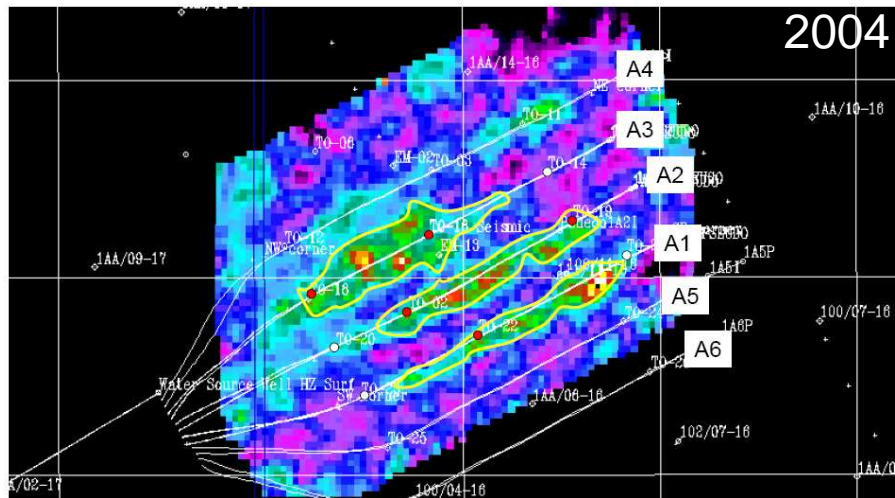
Shear, dilation and heave associated with SAGD (Collins, 2005)



Introduction

Sismique 4D classique à Christina Lake

Cartes des différences d'amplitude

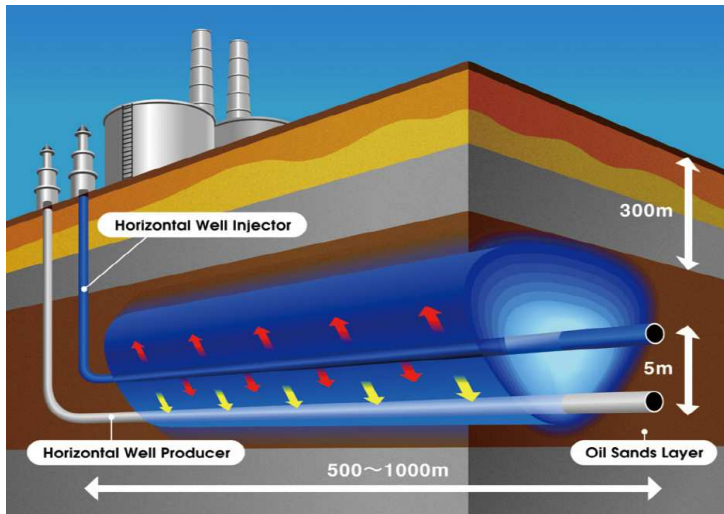


Interprétation de la 4D en terme de développement de la chambre de vapeur ?



Introduction

Objectif de l'étude

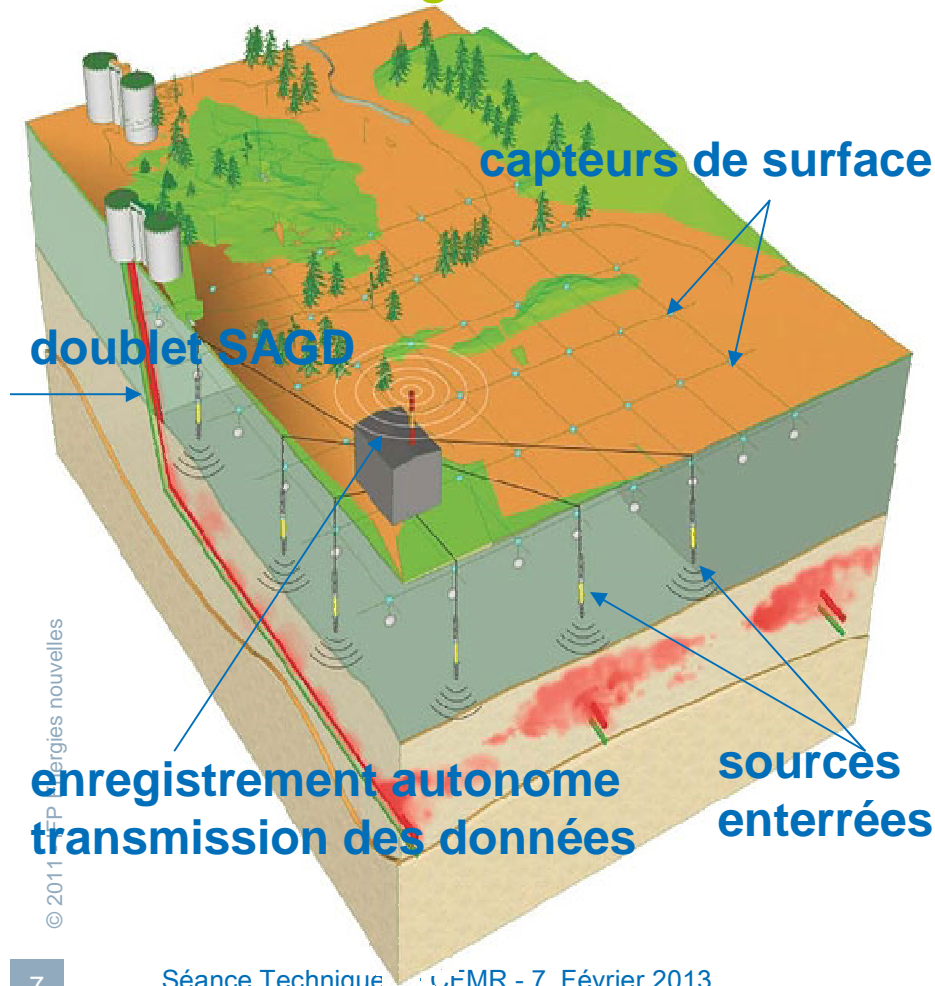
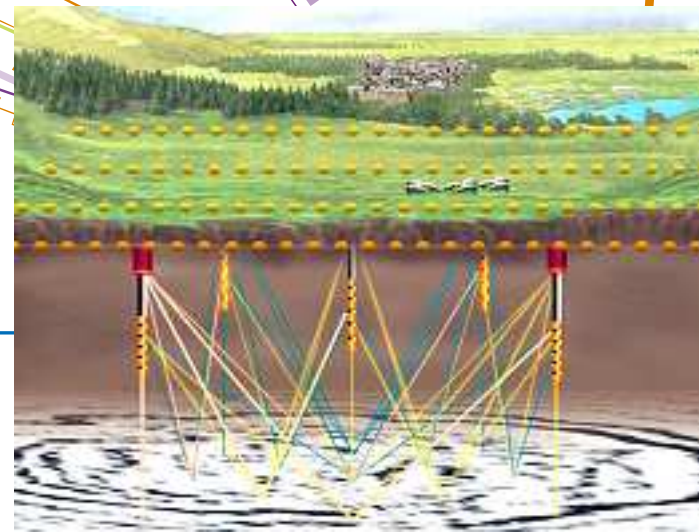


représentation schématique du process SAGD

- Simuler la surveillance sismique 4D du développement d'une chambre de vapeur en contexte SAGD en mettant en oeuvre le couplage entre un modèle de réservoir et un modèle géomécanique pour modéliser la production du champ
 - Améliorer l'interprétation des données SeisMovie™ dans le cadre de la production d'huiles lourdes
 - Améliorer la compréhension des lois physiques gouvernant le modèle pétroélastique pendant l'injection de la vapeur
- ➔ Mise au point, sur des données issues d'un cas réel, d'une méthodologie pour interpréter des données sismiques 4D SAGD

Introduction

Technologie SeisMovie™

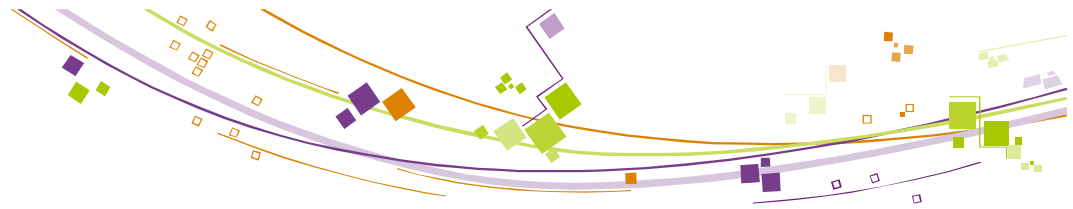


- Réseau permanent de sources et de capteurs
- Répétabilité élevée : de faibles changements dans le réservoir peuvent être détectés
- Enregistrement permanent pour observer les variations sur de courtes périodes
- Gamme d'applications
 - Injection de vapeur et d'eau
 - Stockage de gaz / CO2...

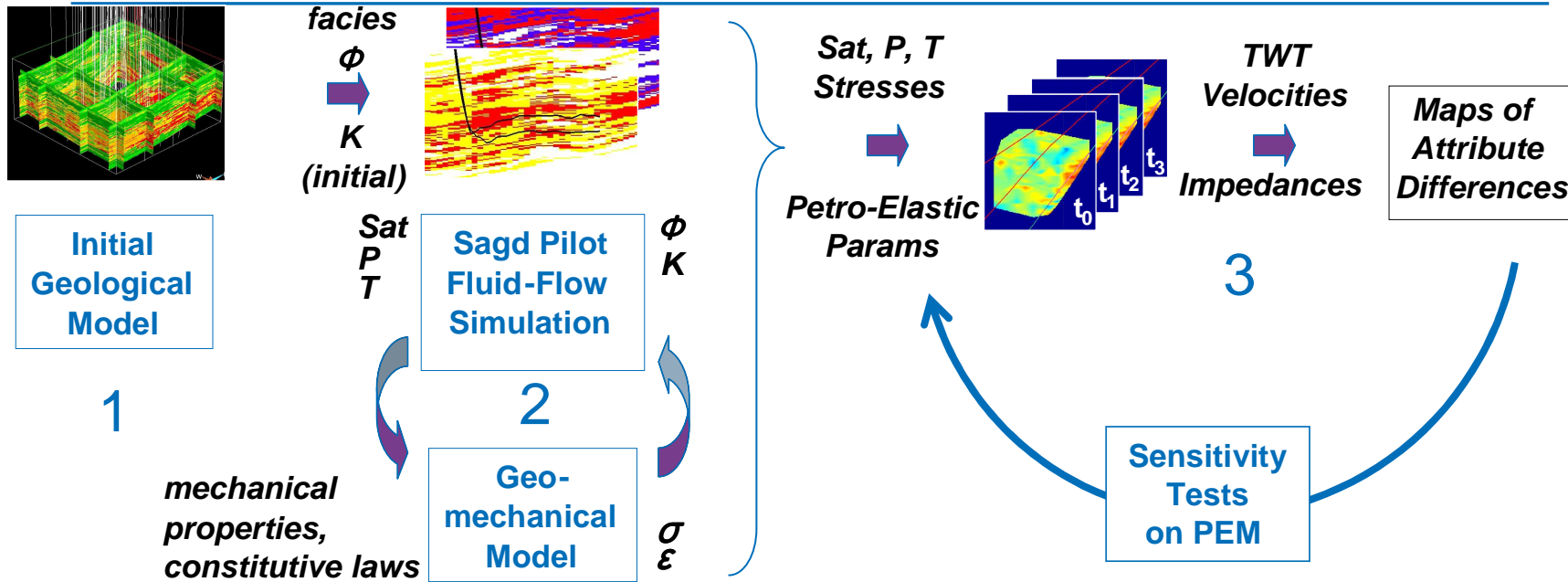


Plan de la présentation

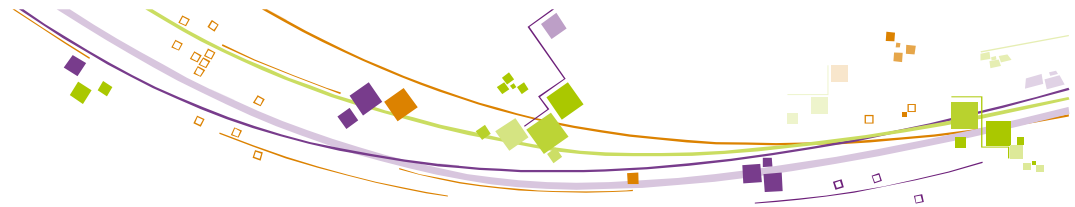
- Introduction : SAGD / Seismovie
- **Simulation du procédé EOR "SAGD"**
 - Construction du modèle statique du champ de Hangingstone
 - Couplage réservoir-géomécanique
 - Modélisation pétroélastique et étude de sensibilité
- Conclusion



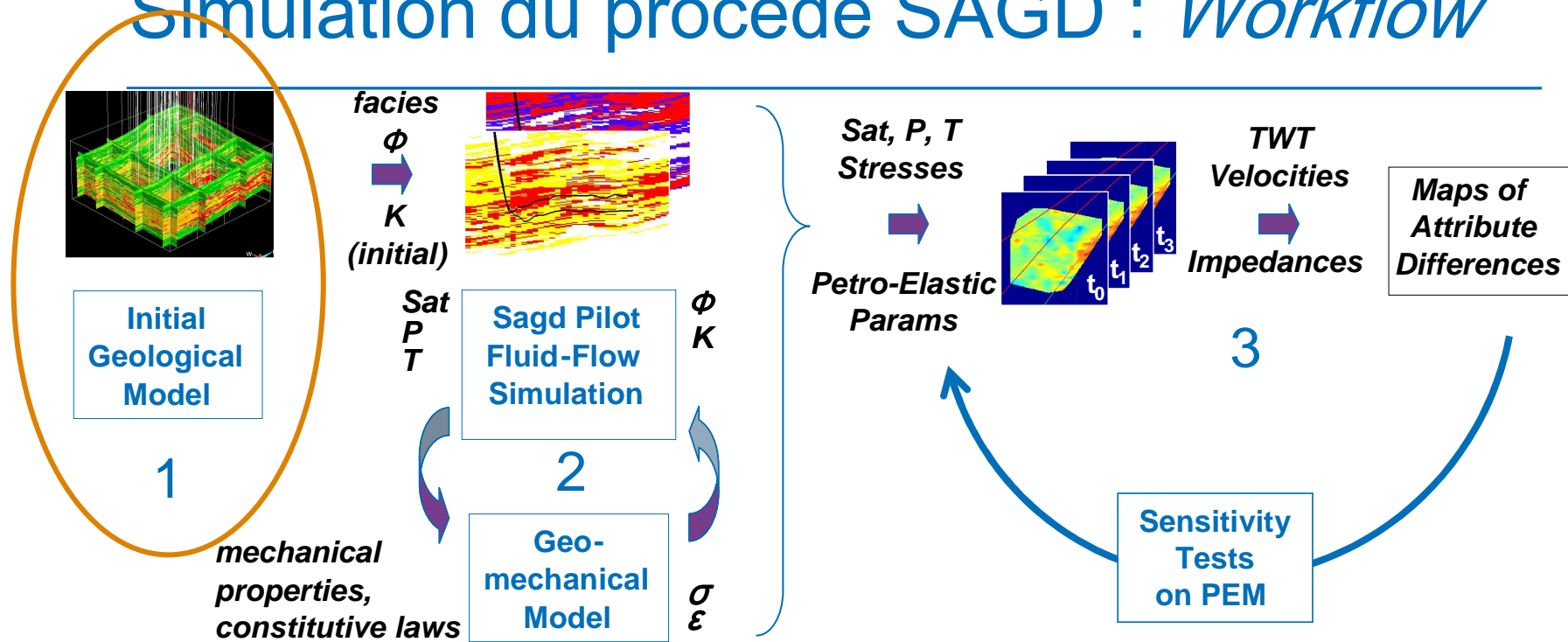
Simulation du procédé SAGD : *Workflow*



1. Construction du modèle statique complet
2. Couplage réservoir-géomécanique
3. Modélisation sismique



Simulation du procédé SAGD : *Workflow*

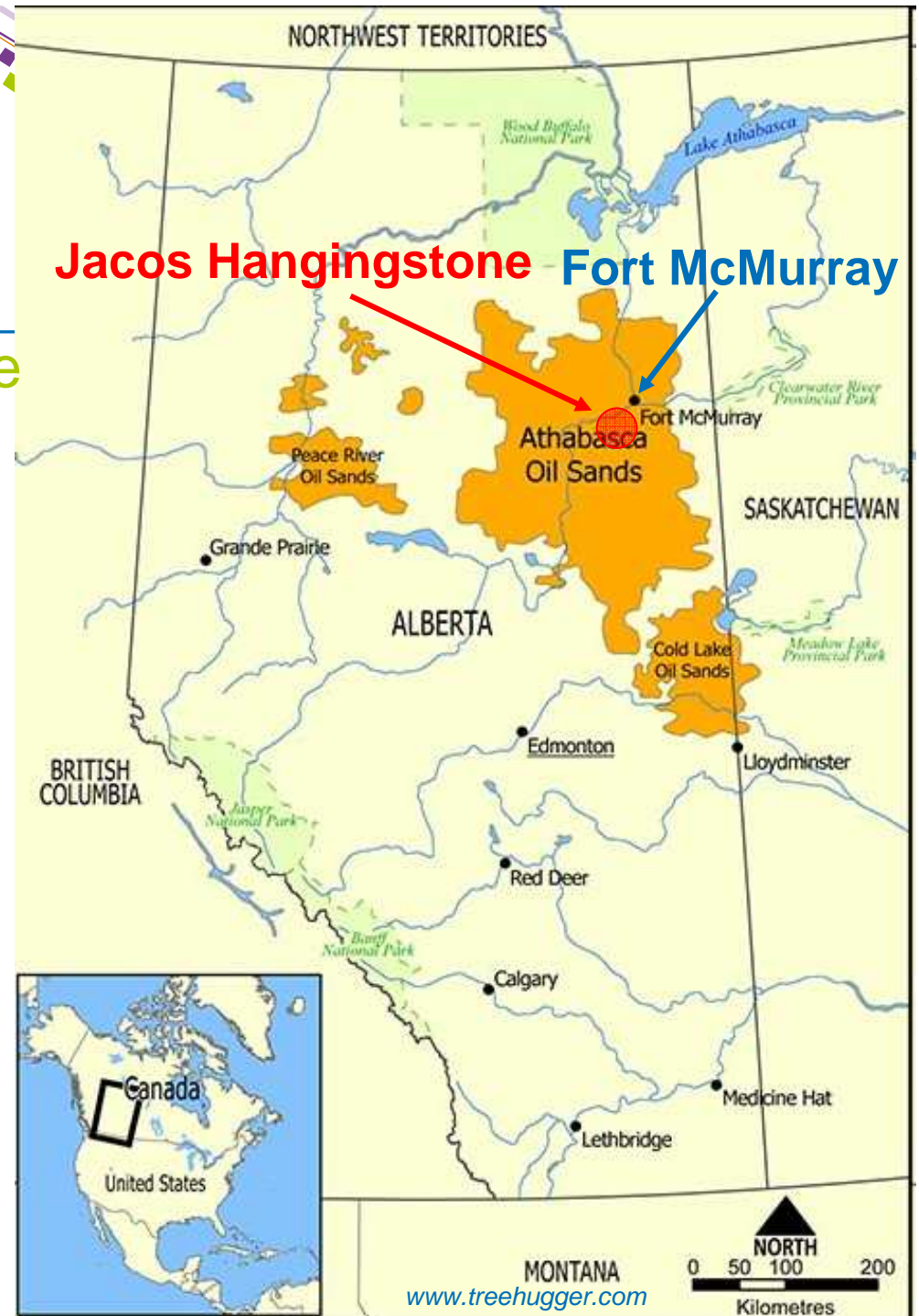


1. Construction du modèle statique complet
2. Couplage réservoir-géomécanique
3. Modélisation sismique

Modèle statique

Localisation d'Hangingsstone

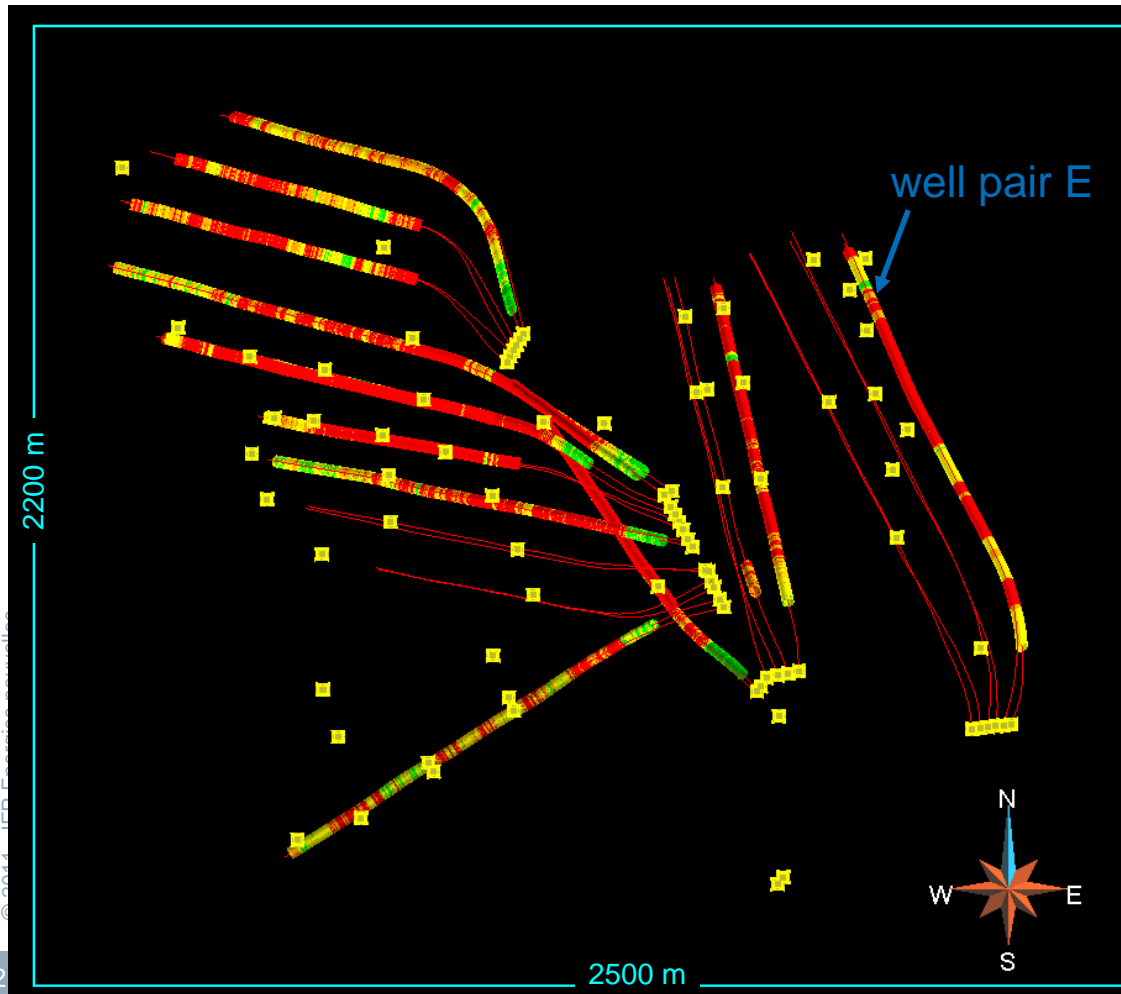
- Région de l'Athabasca (Alberta, Canada)
- formation McMurray (Crétacé Inférieur)
- 50 km au sud de Fort McMurray





Modèle statique

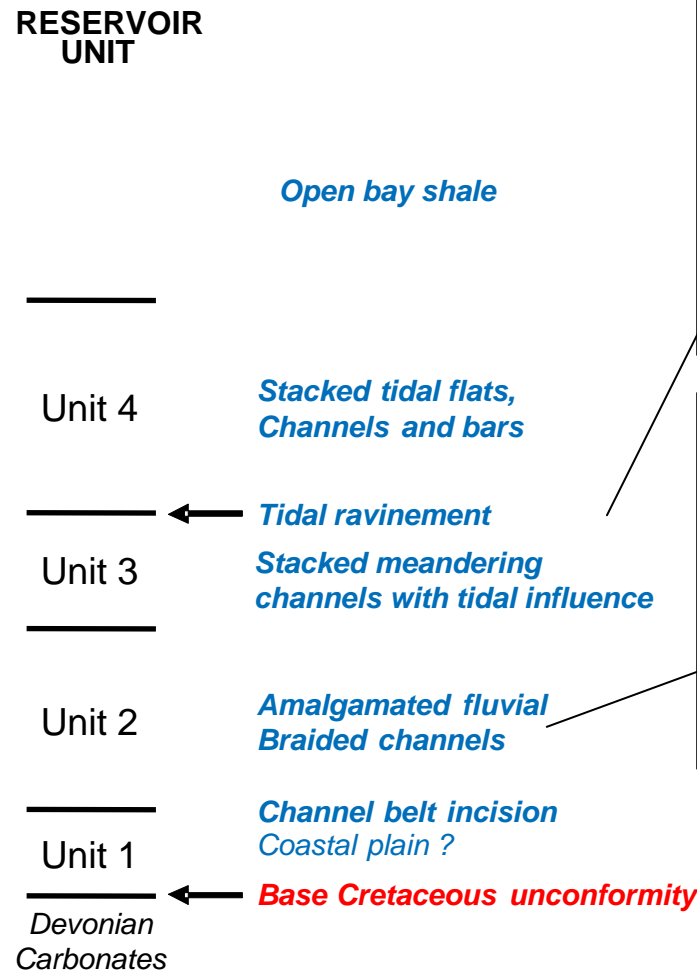
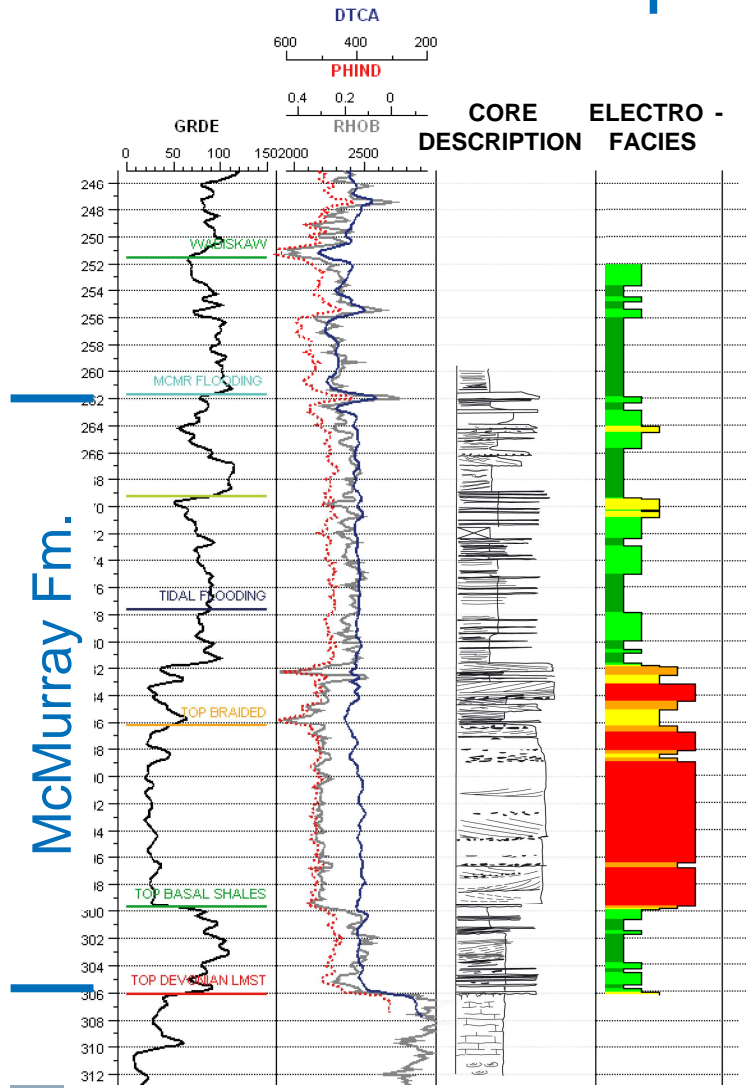
Données Hangingstone



- Huile :
 - Viscosité $> 10^6$ cP
 - Densité 8° API
- Sables inconsolidés
- 32 puits horizontaux
- 50 puits verticaux
- 10 puits carottés
- Données de production (7,5 ans)



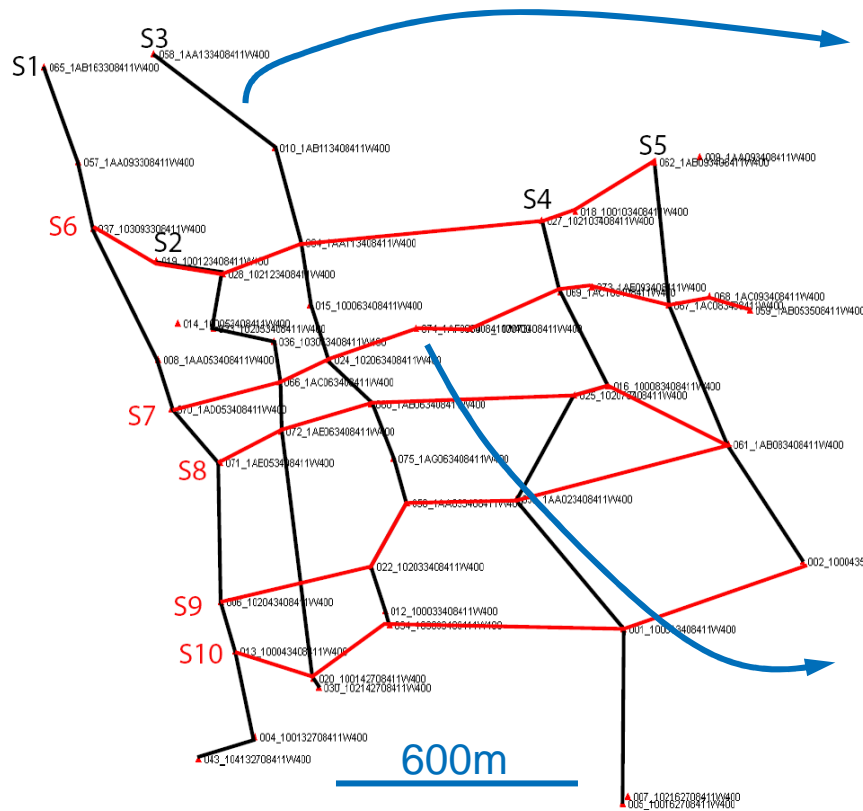
Modèle statique : Interprétation des diagraphies



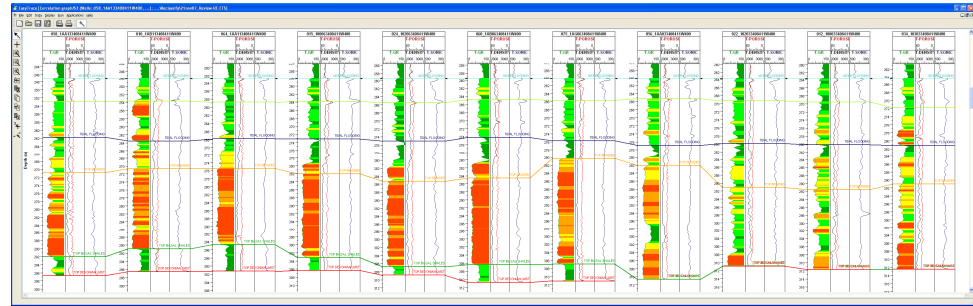


Modèle statique

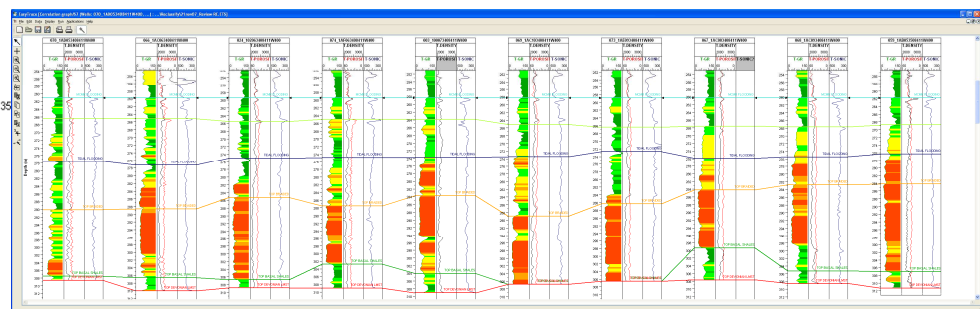
Corrélations entre puits



location map



section S3 Nord-Sud








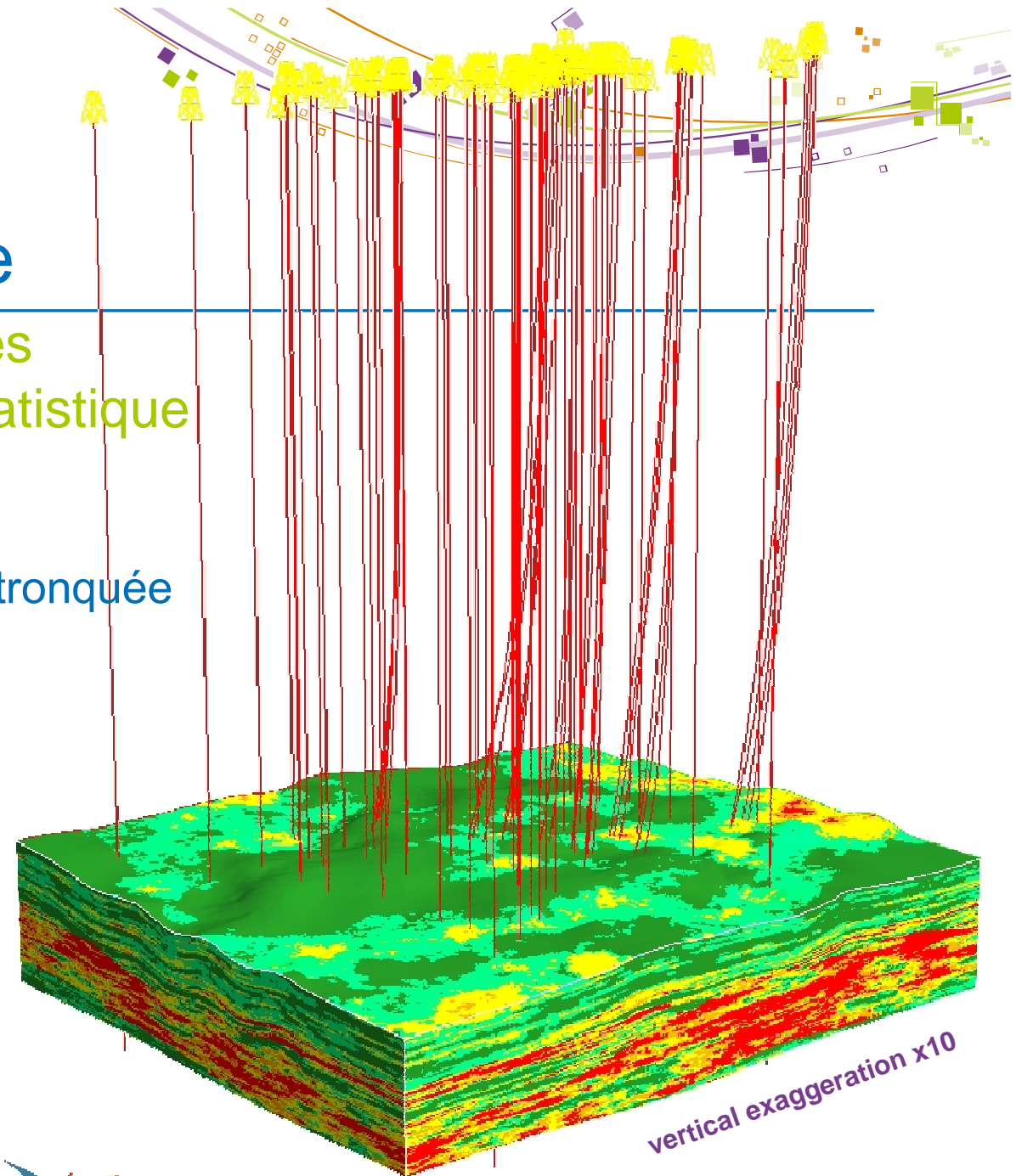
section S7 Est-Ouest

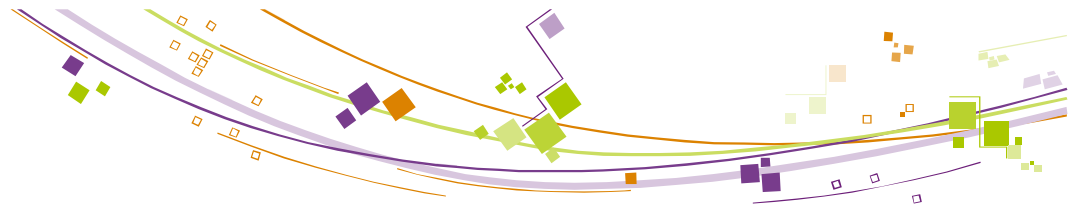
Modèle statique

Distribution des facies par simulation géostatistique

- 5 lithofacies
- Méthode : Gaussienne tronquée
- 90 couches
- X,Y : 10m x 10m
- Z : 0.5m
- $5 \cdot 10^6$ cellules

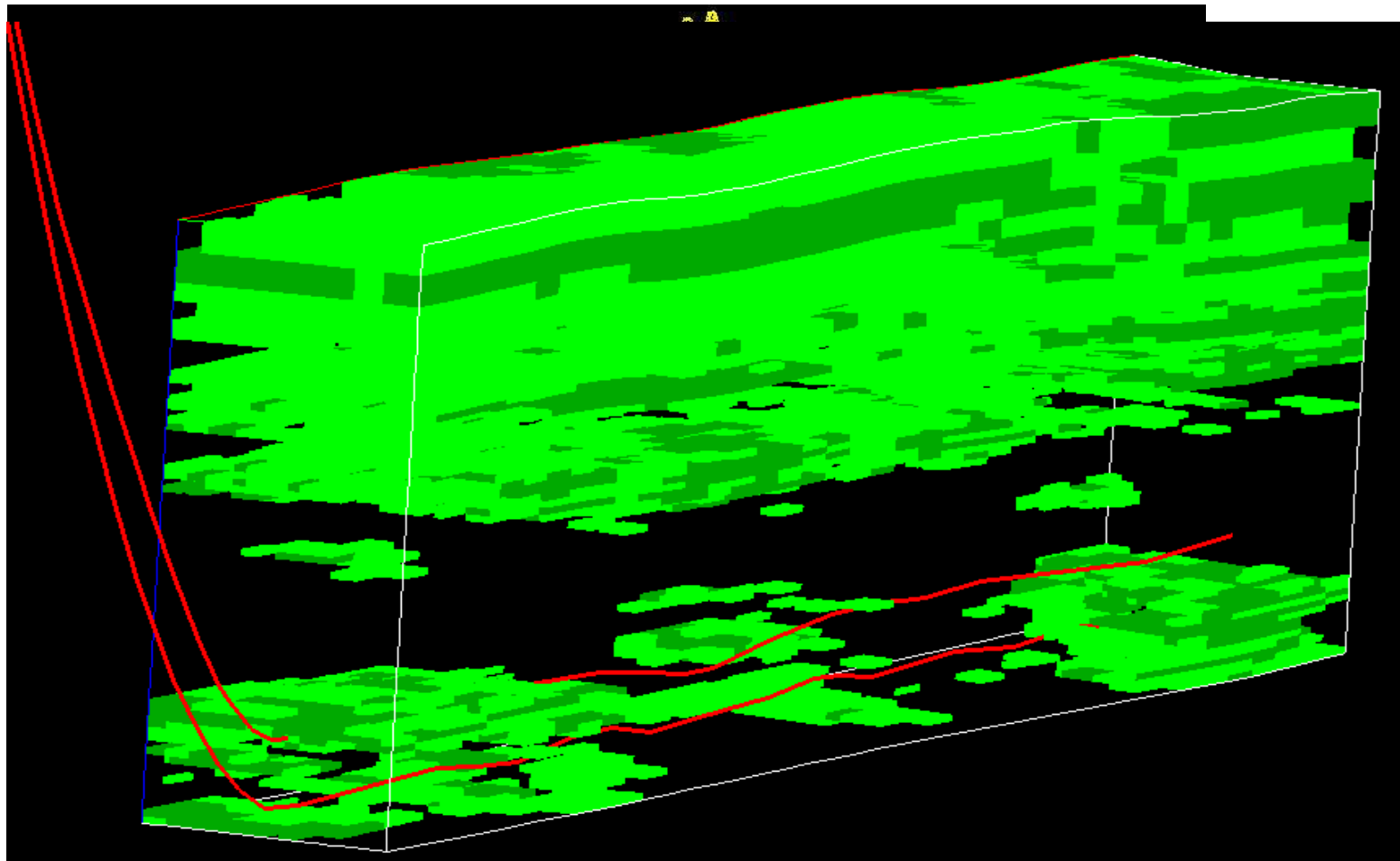
	1	reservoir
	2	
	3	
	4	heterogeneity
	5	





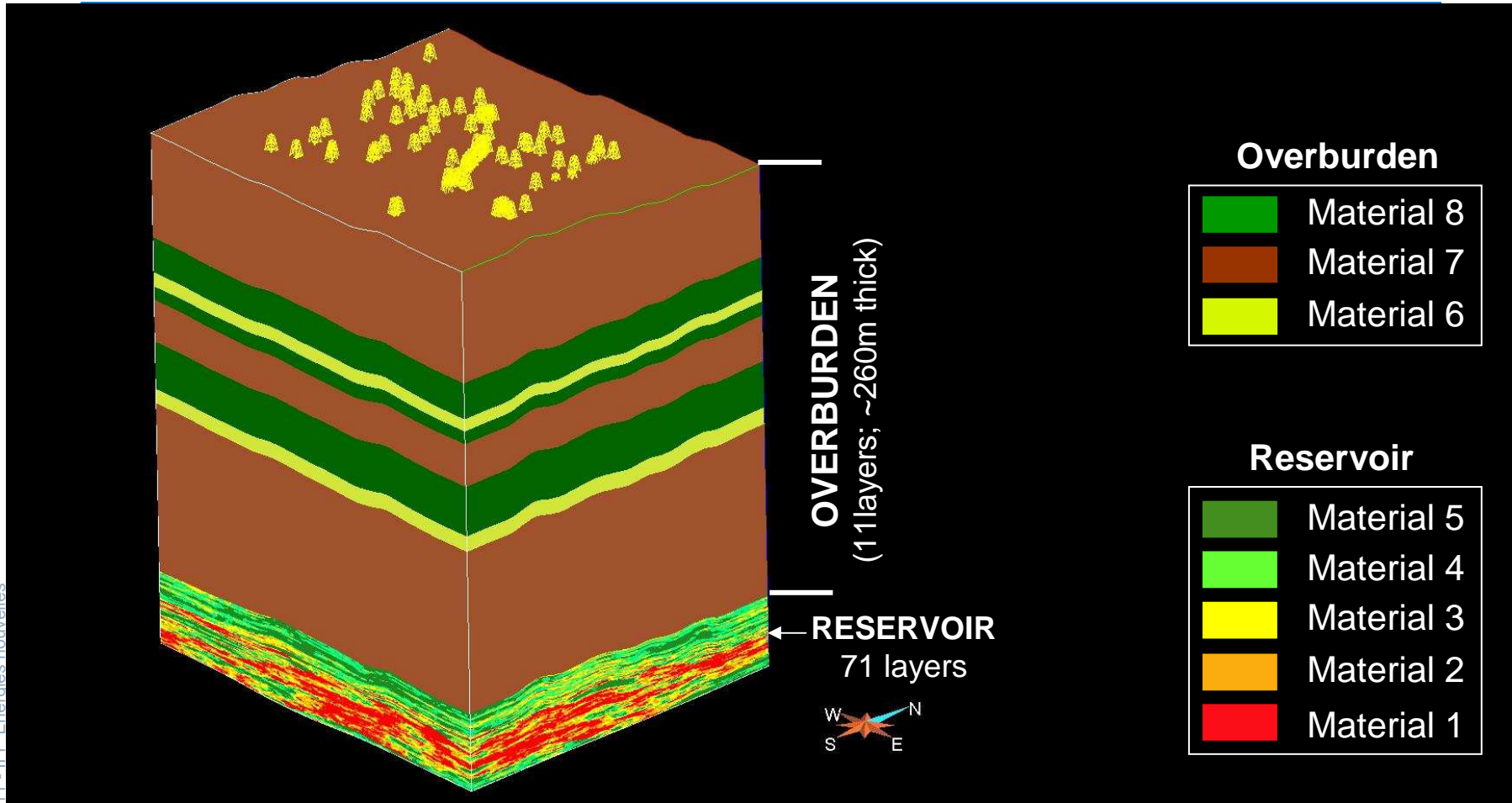
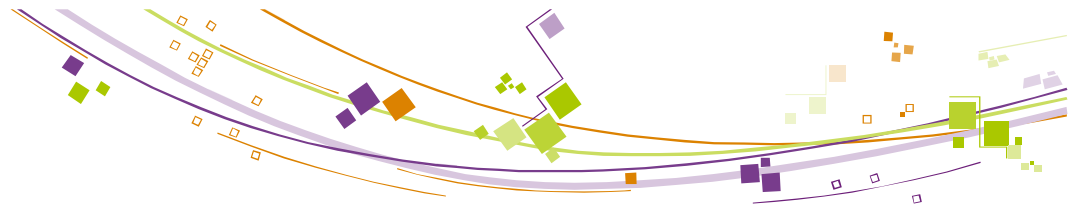
Modèle statique

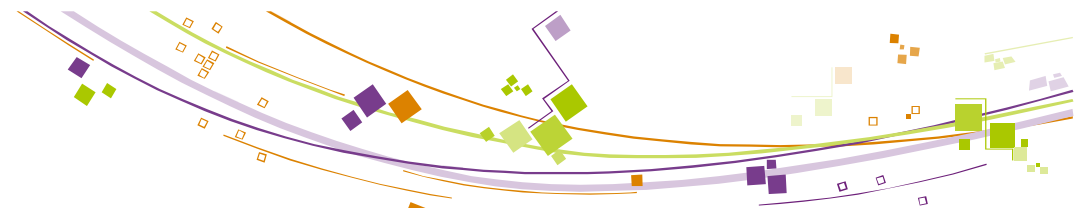
Facies non réservoir



Application SAGD

Modèle géologique

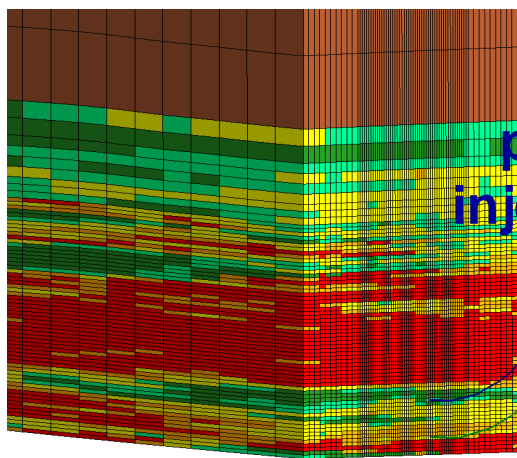
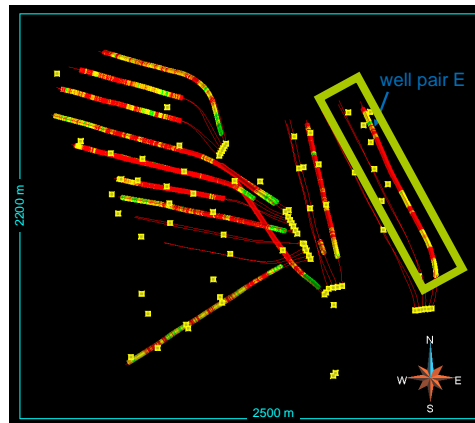




Données Publiques

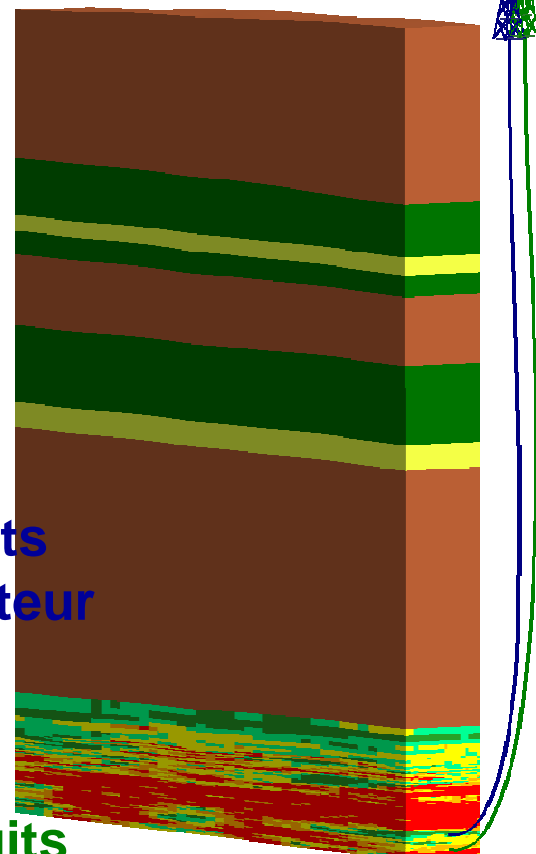
Modèle statique

Choix du modèle réservoir – sélection doublet



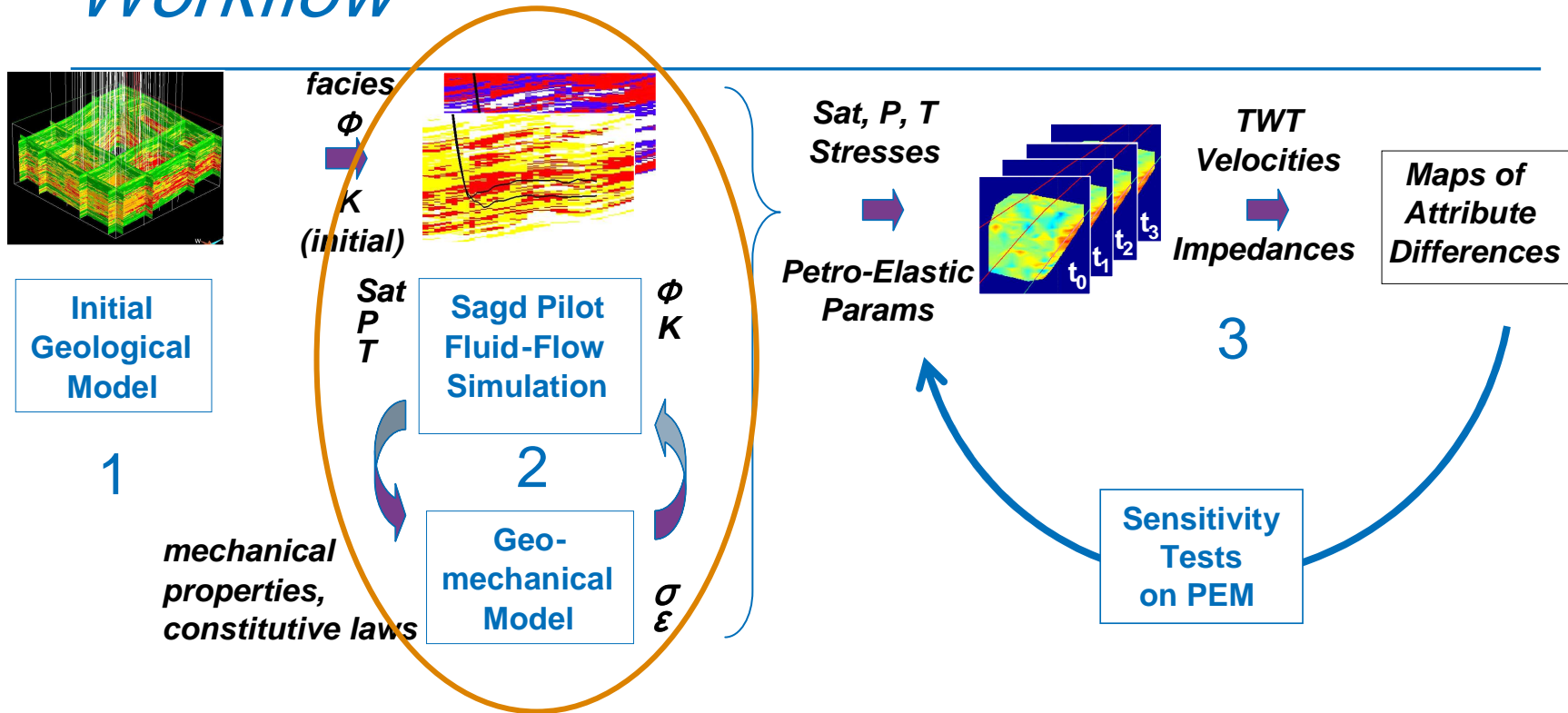
puits injecteur

puits producteur

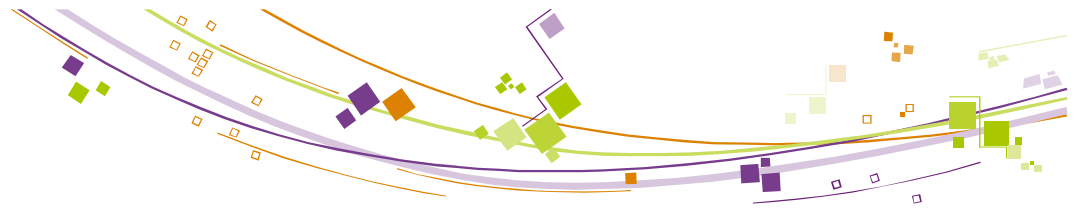


- 2.5 km x 2.5 km champ d'huile lourde
- Réservoir d'épaisseur 60 m
- Profondeur du réservoir ~ 250 m
- Réservoir très hétérogène (dépôts)
- Taille du modèle retenu 900 m x 100 m x 320 m
- Grille réservoir très fine 235 000 cellules

Modélisation du procédé SAGD : Workflow

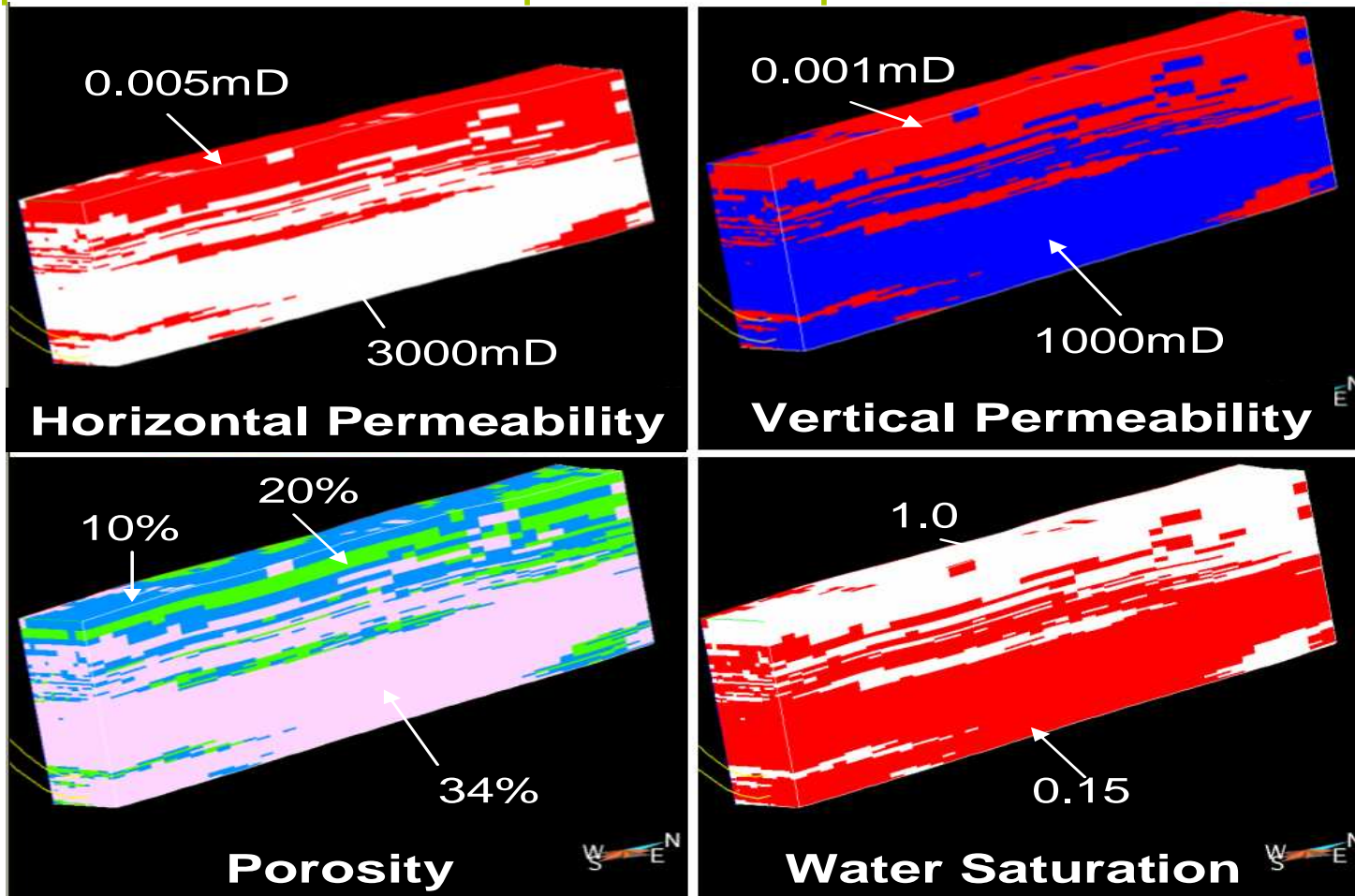


1. Construction du modèle statique complet
2. Couplage réservoir-géomécanique
3. Modélisation sismique



Couplage

Propriétés "réservoir" : porosité et perméabilité





Couplage

Lois de comportement géomécanique

Peu de données de calage : modèles simplifiés

■ Grès

- modèles thermo-poro-élastoplastiques parfaits
- critère de plasticité de Mohr-Coulomb

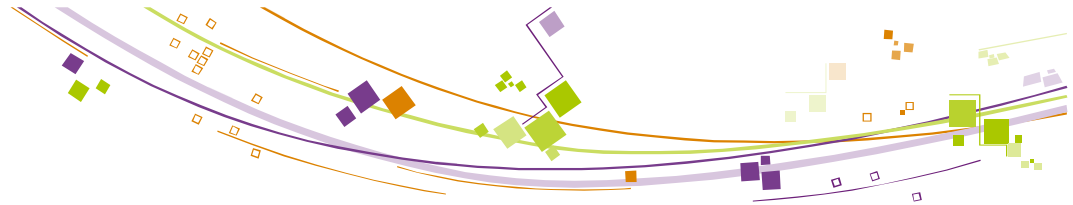
■ Argiles

- modèles thermo-poro-élastoplastiques écrouissables
- critère de plasticité de Mohr-Coulomb

■ Overburden

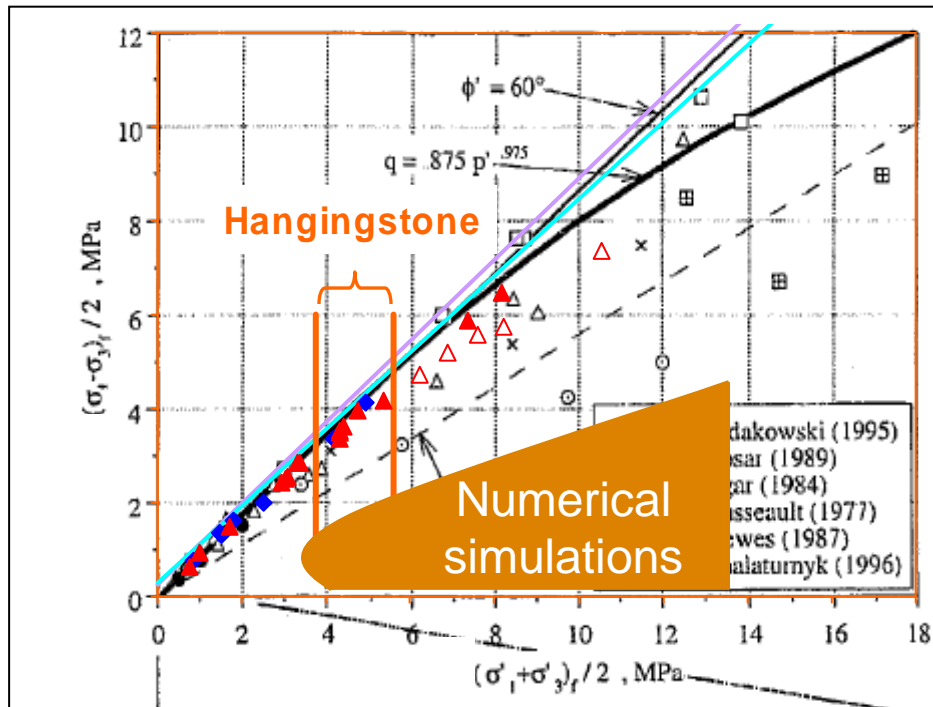
- modèle élastique

+ forçage en Pression et en Température



Couplage

Propriétés géomécaniques : littérature analogue + expérimentation



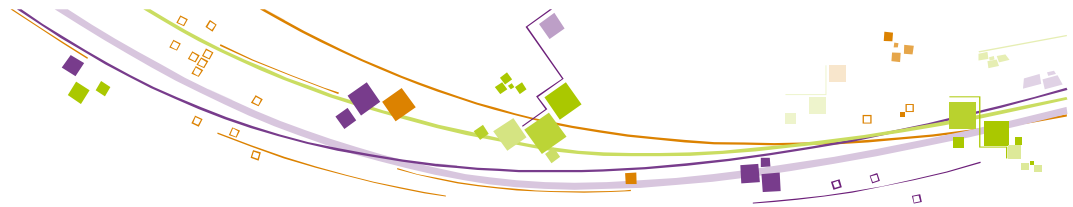
Propriétés de rupture

- Synthèse sur les sables bitumineux Chalaturnyk, 1996
- Résultats comparables à ceux des essais faits sur échantillons artificiels
- Pas de rupture pour les sables dans la gamme de sollicitation Hangingstone



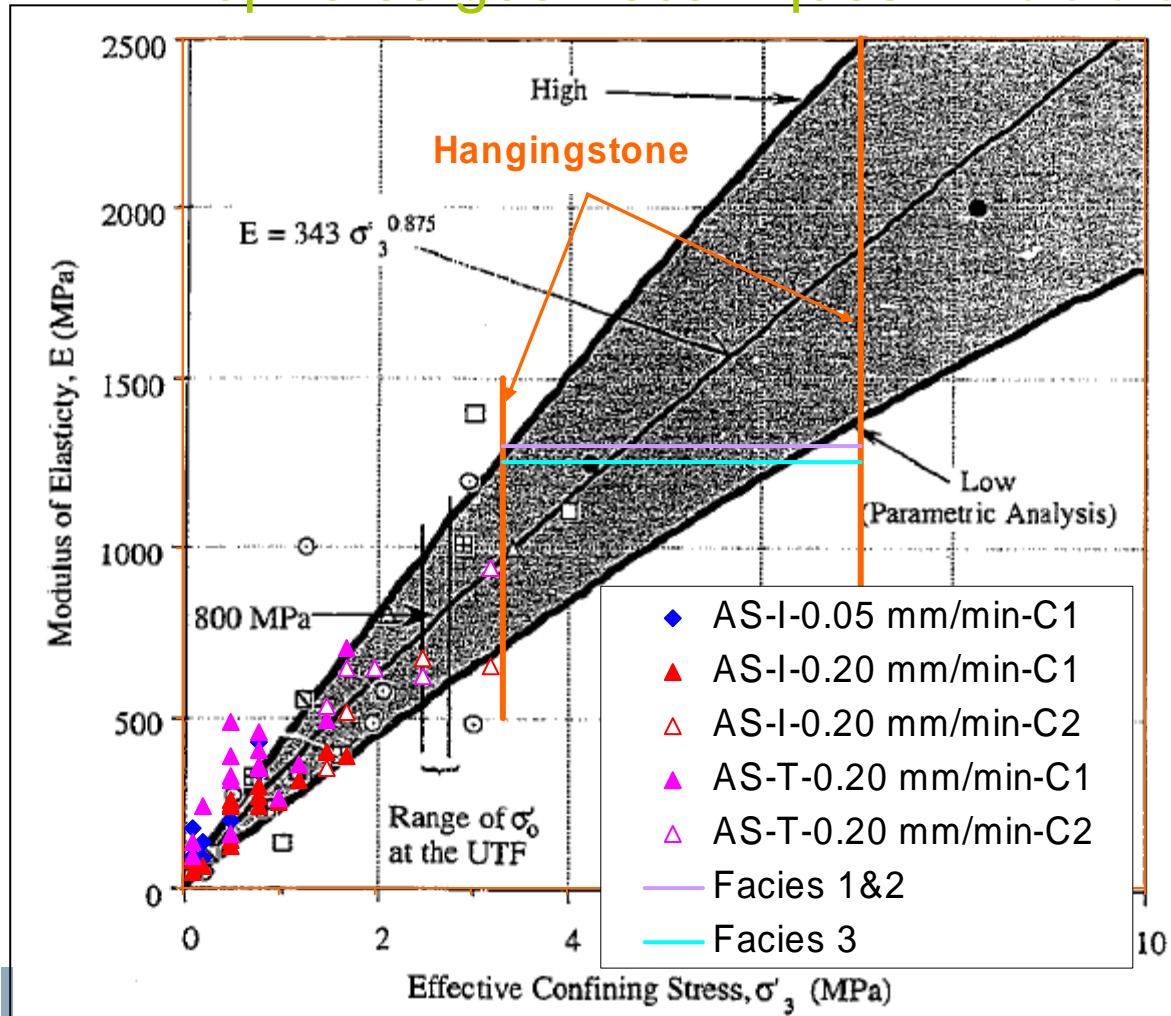
- Lithofacies 1
- Lithofacies 2
- Lithofacies 3

- ◆ AS-0.05 mm/min-C1
- ▲ AS-0.20 mm/min-C1
- △ AS-0.20 mm/min-C2
- Facies 1&2
- Facies 3



Couplage

Propriétés géomécaniques : littérature analogue + expérimentation



Module elastique drainé

- Comportement non linéaire
- Résultats comparables à ceux des essais faits sur échantillons artificiels



- Lithofacies 1
- Lithofacies 2
- Lithofacies 3

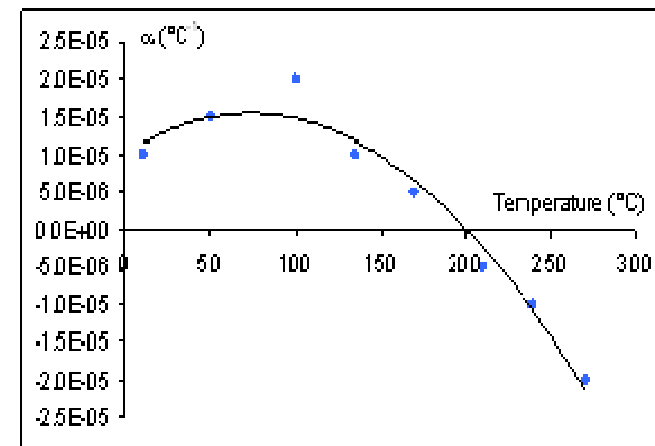


Couplage

Propriétés thermiques : coefficient d'expansion

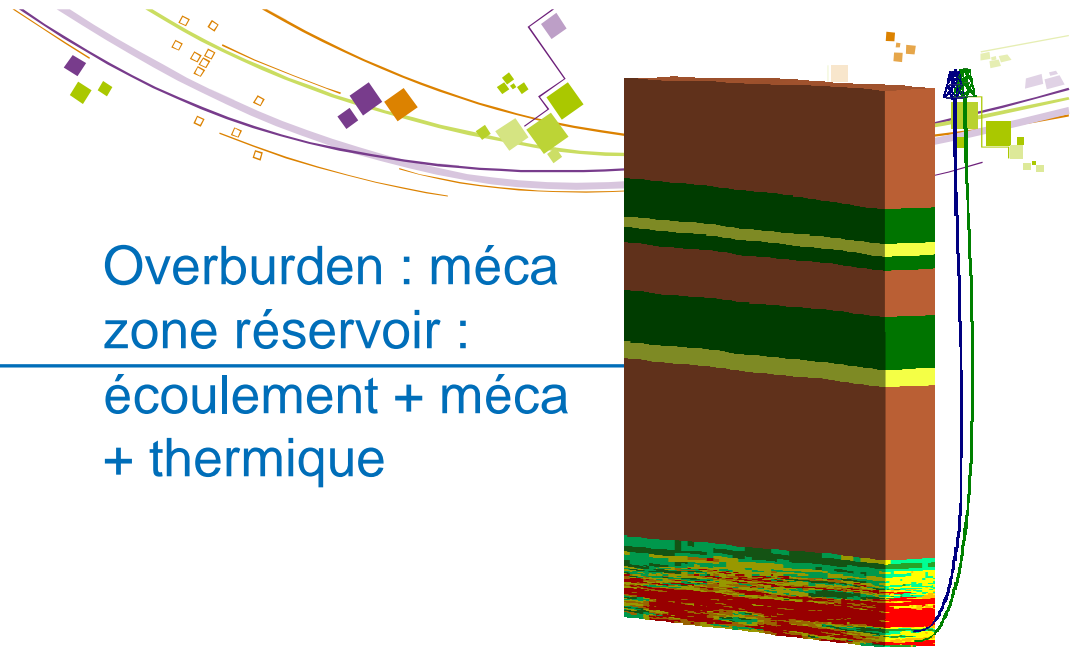
■ Chalaturnyk, 1996

- grès : coefficient d'expansion thermique toujours positif ($2-3 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)
- argile : coefficient d'expansion thermique variable ; négatif dans certaines zones



Argile

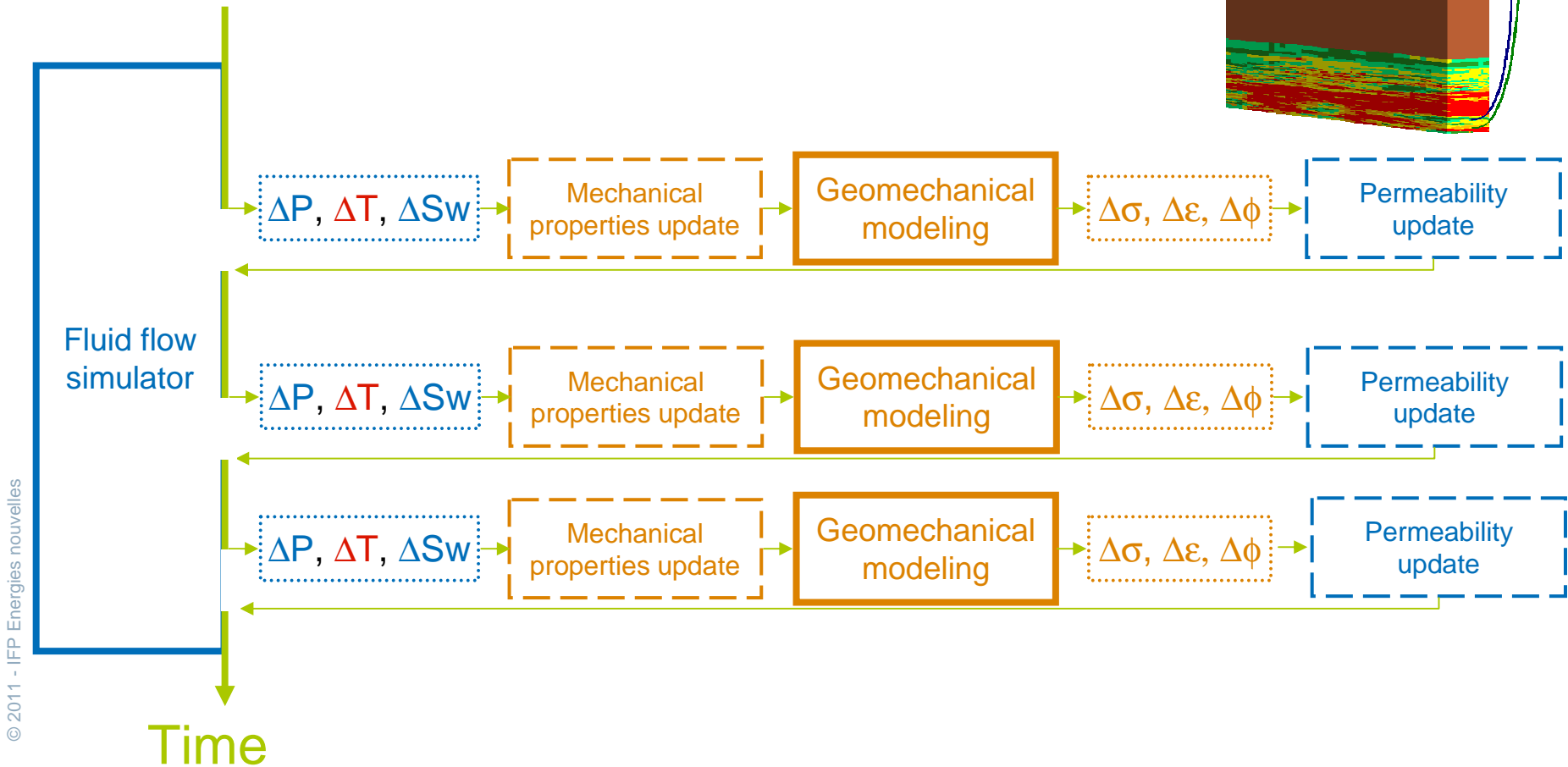
- | | |
|---|--|
| ■ Lithofacies 1 | ■ Lithofacies 4 |
| ■ Lithofacies 2 | ■ Lithofacies 5 |
| ■ Lithofacies 3 | |



Couplage

Procédure explicite

Overburden : méca
zone réservoir :
écoulement + méca
+ thermique





Couplage

explicite de la perméabilité

- Grès : relation simplifiée (Touhidi-Baghini, 98)

$$\ln \frac{k}{k_0} = \frac{c}{\phi_0} \varepsilon_v$$

- perméabilité horizontale : $c = 2$
- perméabilité verticale : $c = 5$
- Argiles :
 - Simulation de la rupture en cisaillement par une augmentation de la perméabilité (imperméable initialement)

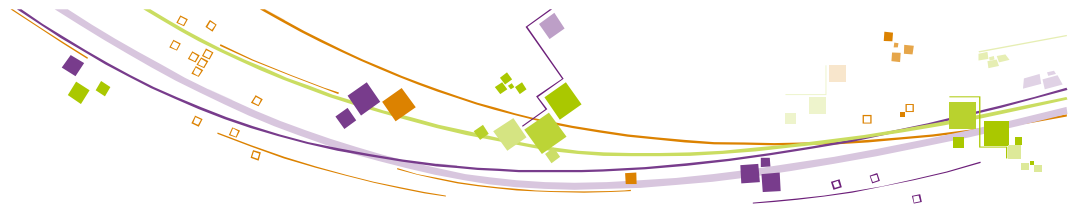


Couplage

Scenario "réservoir" de la modélisation SAGD

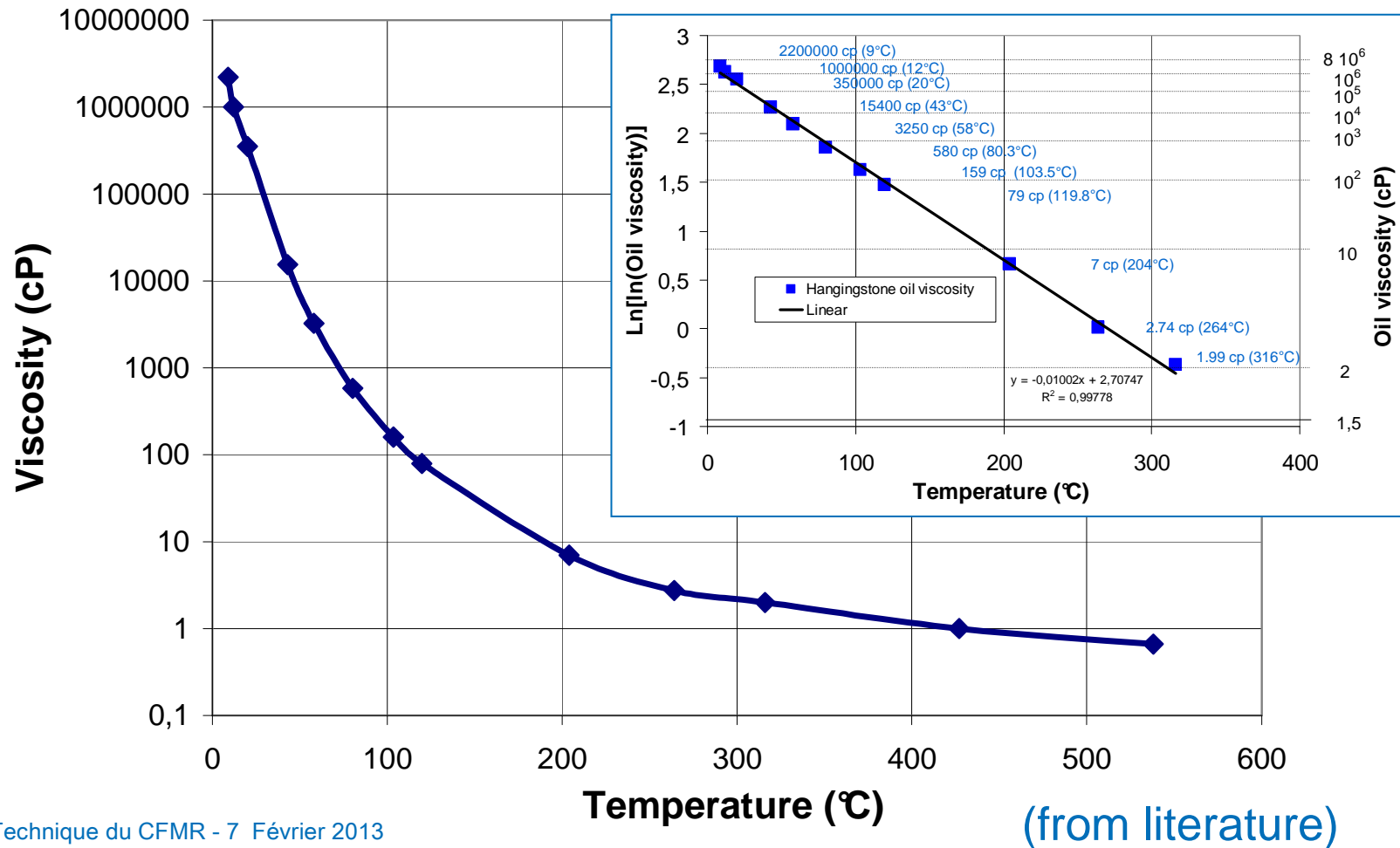
Opérations sur les puits :

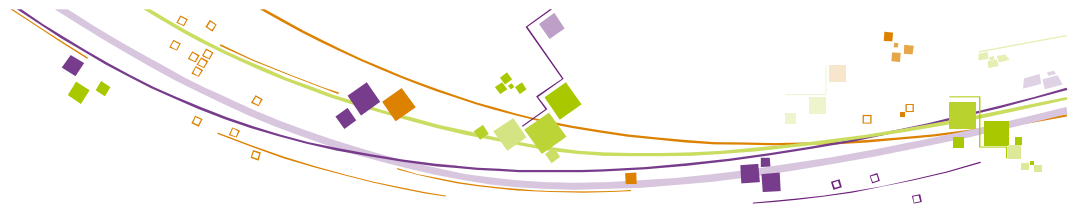
- Phase de chauffage des puits
 - 4 mois @ $T = 220^{\circ}\text{C}$
- Phase d'injection : 6 mois
 - Données d'injection-production réelles aux puits
 - Contrôle de la vapeur - $\Delta T_{\min} (20^{\circ}\text{C}) < \Delta T < \Delta T_{\max} (35^{\circ}\text{C})$
 - Maximum BHP 50 bars dans le puits d'injection
 - Minimum BHP 5 bars dans le puits production



Couplage

Huile : viscosité fonction de la température

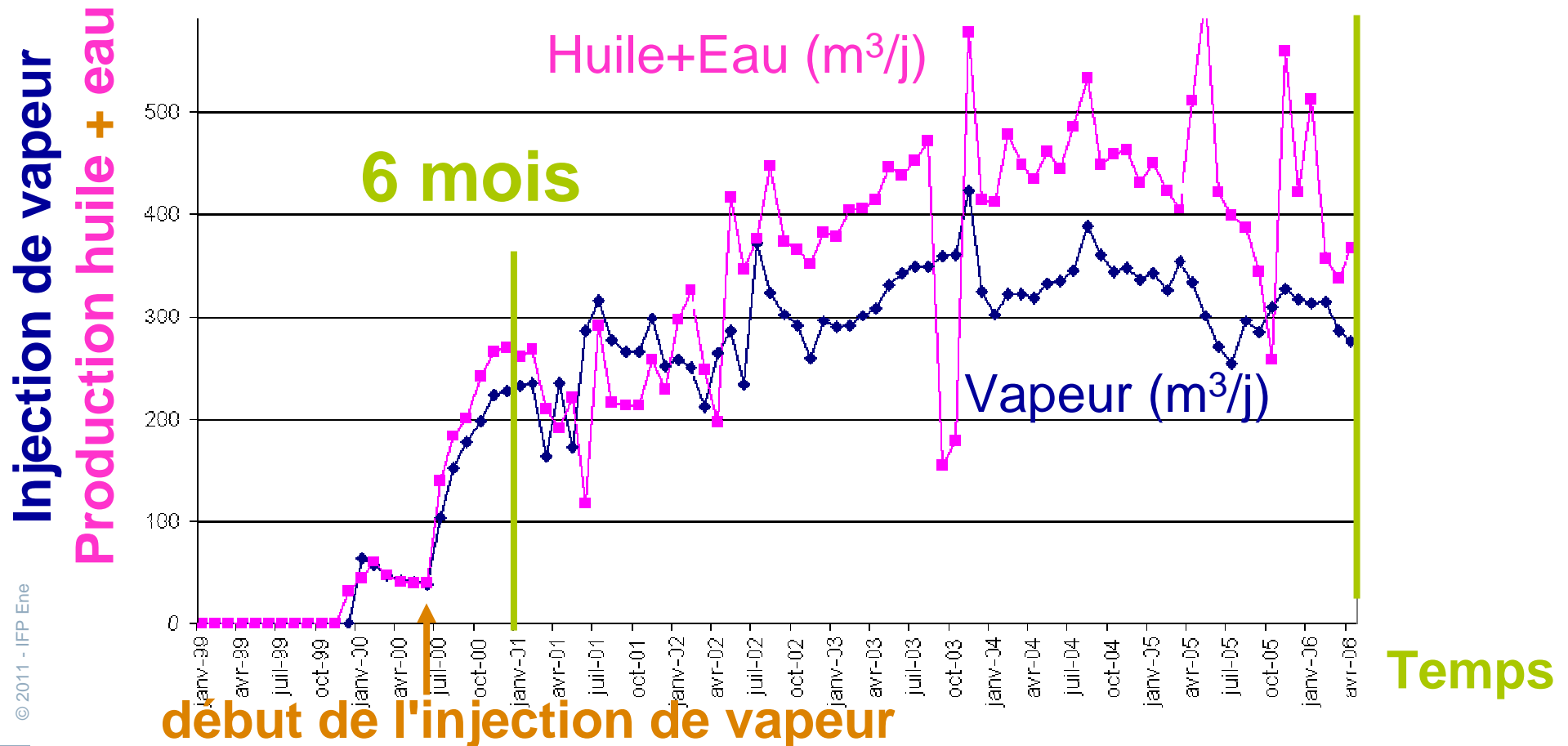


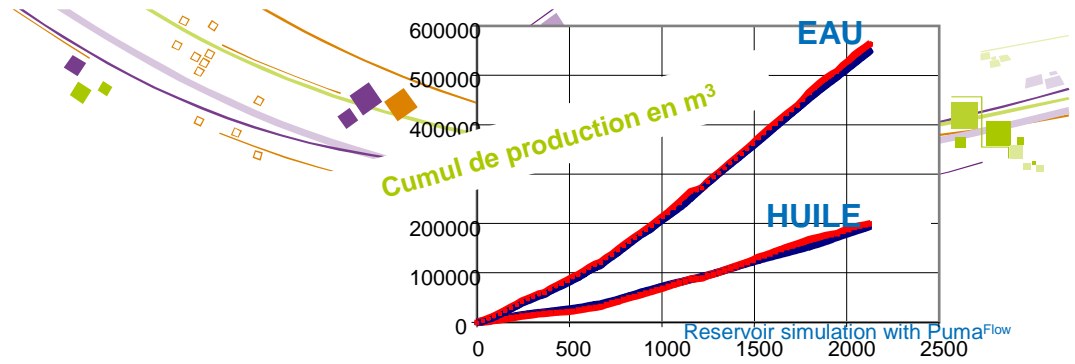


Couplage

Données de production (doublet E)

6 ans



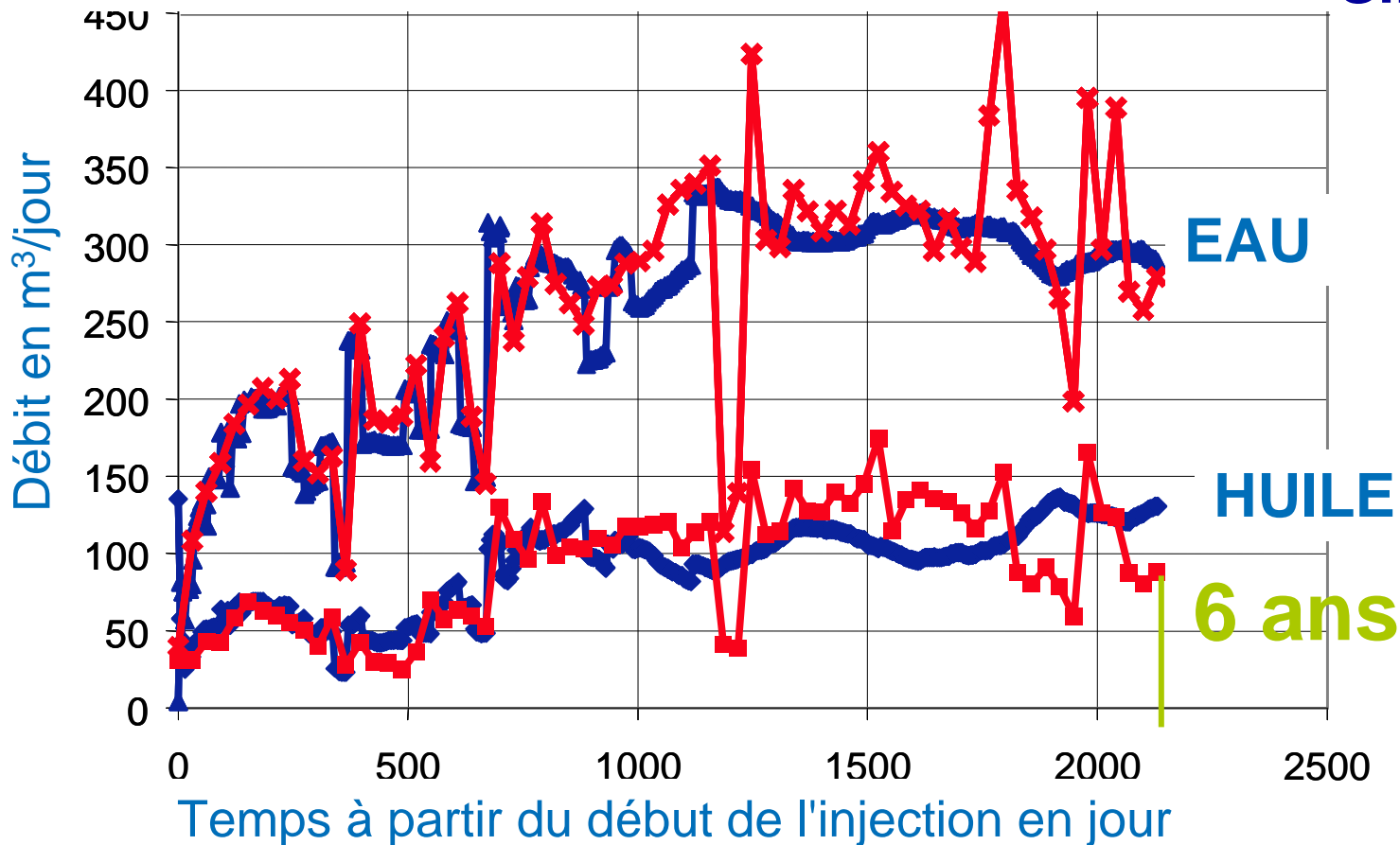


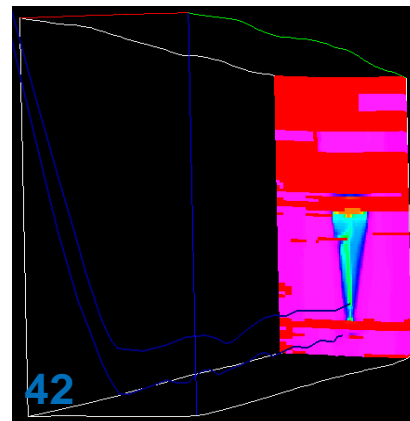
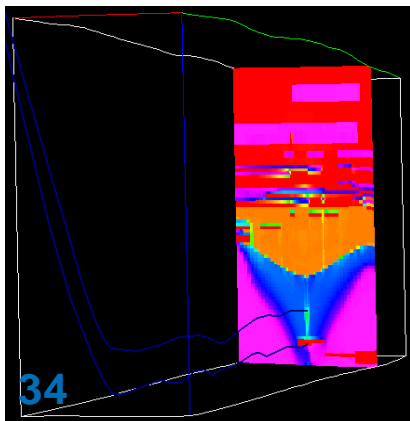
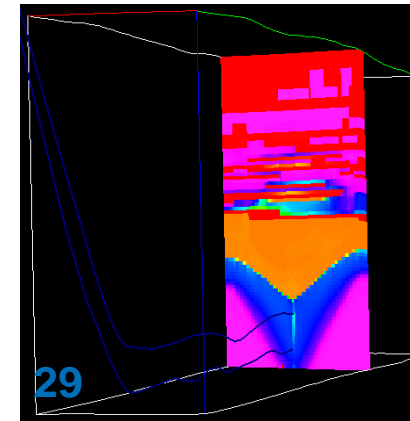
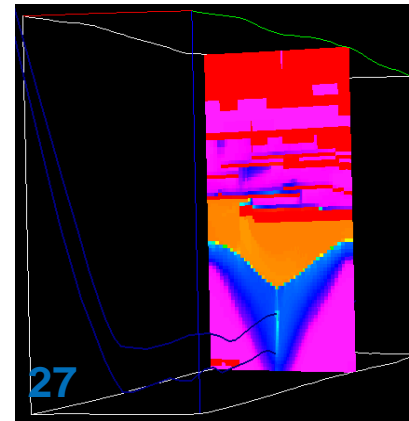
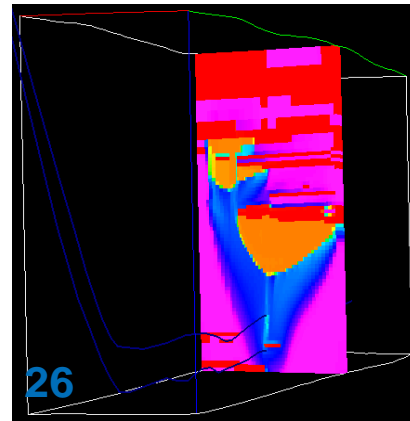
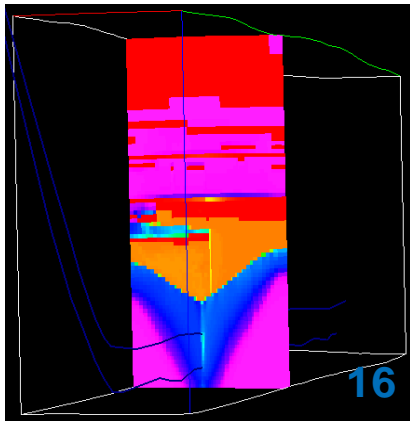
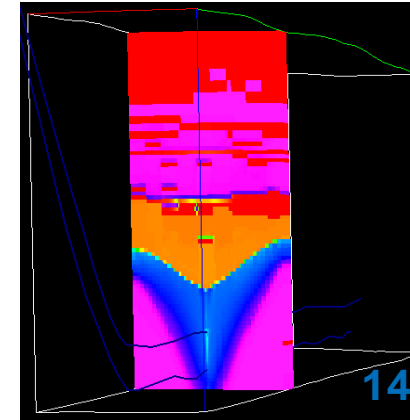
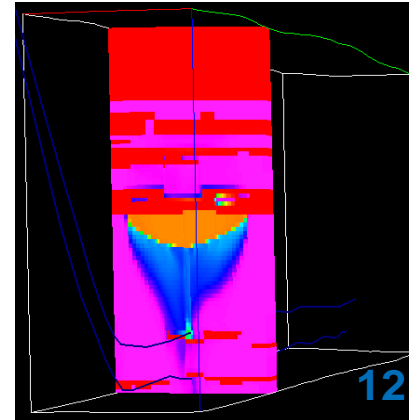
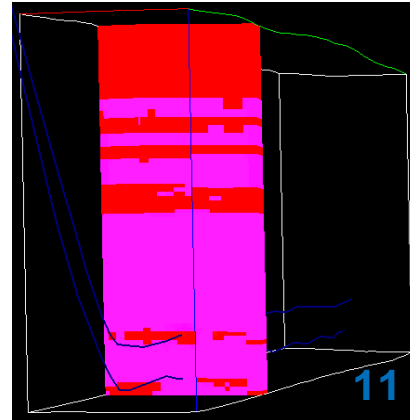
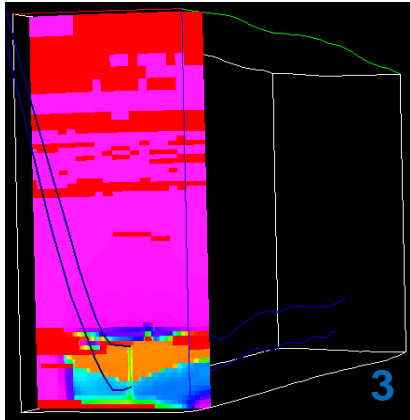
Couplage

Comparaison données/simulation

Débits distincts huile/eau

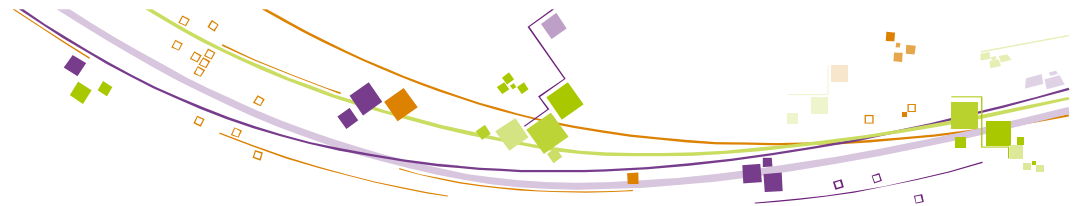
- Données
- Simulation





**Oil saturation after
6 years of production**



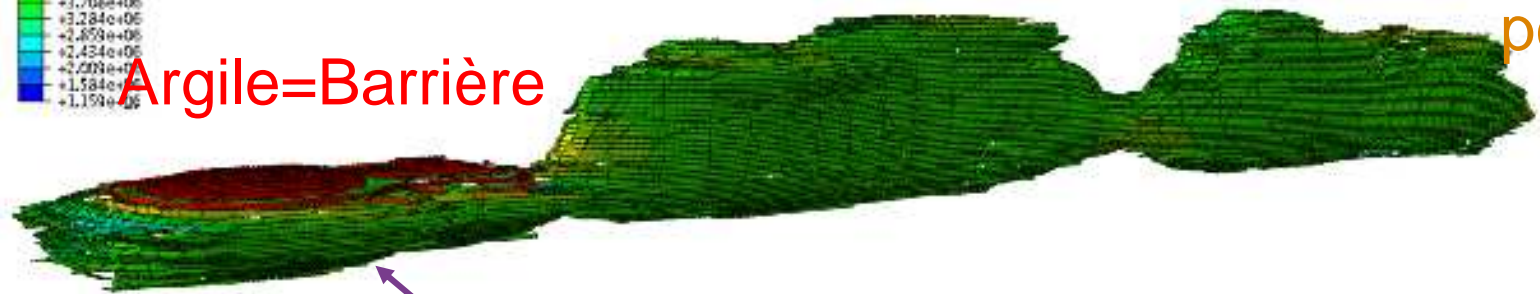
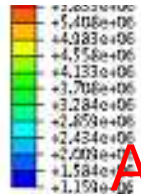


6 mois

Couplage

Sensibilité au coefficient d'expansion thermique

PRESSION (Pa)

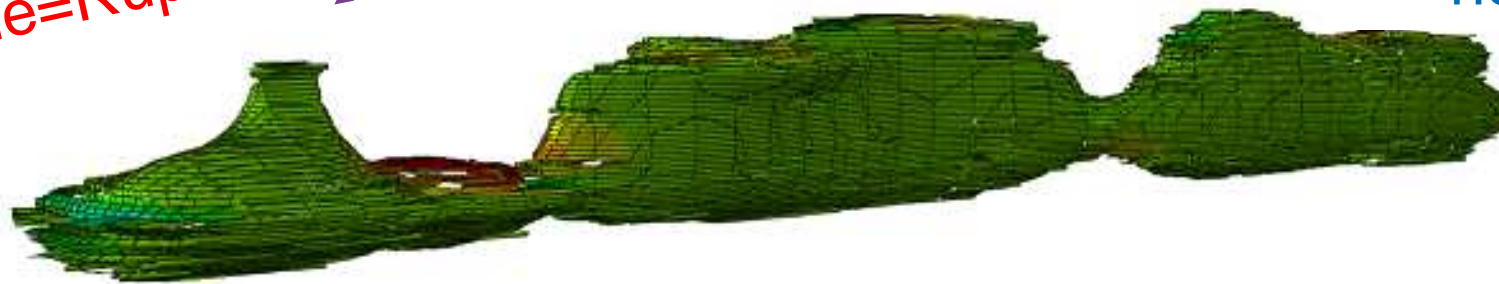


constant positif

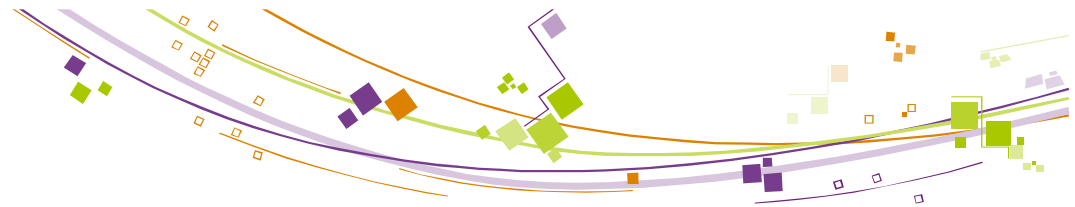
Argile=Rupture

Comportement des argiles

variable négatif

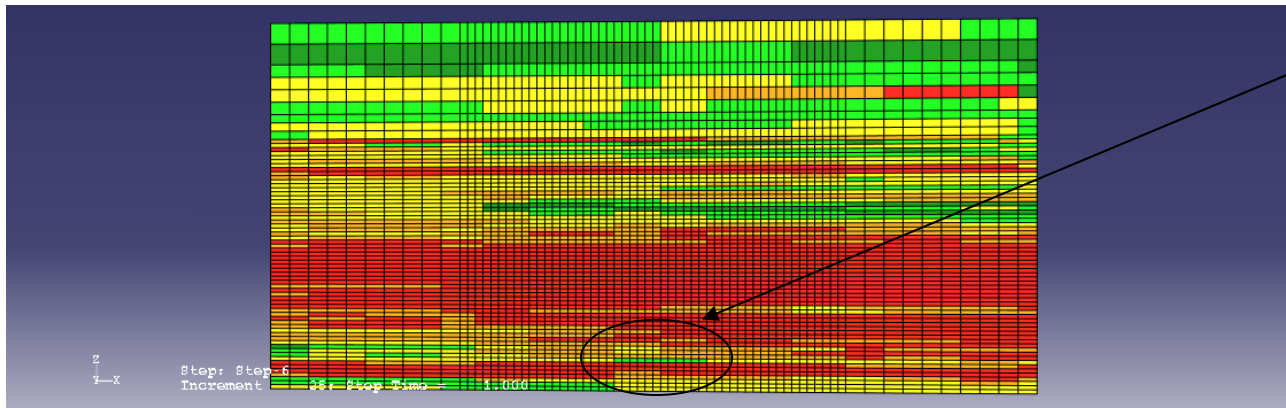
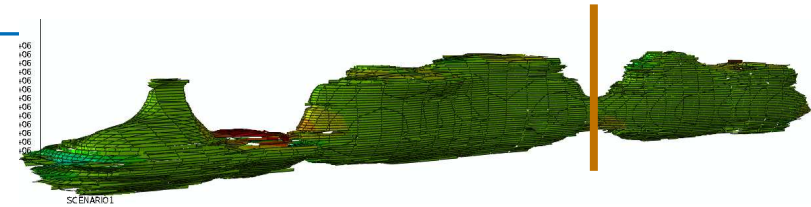


Pression sur l'enveloppe isotherme 100 °C – couplage explicite

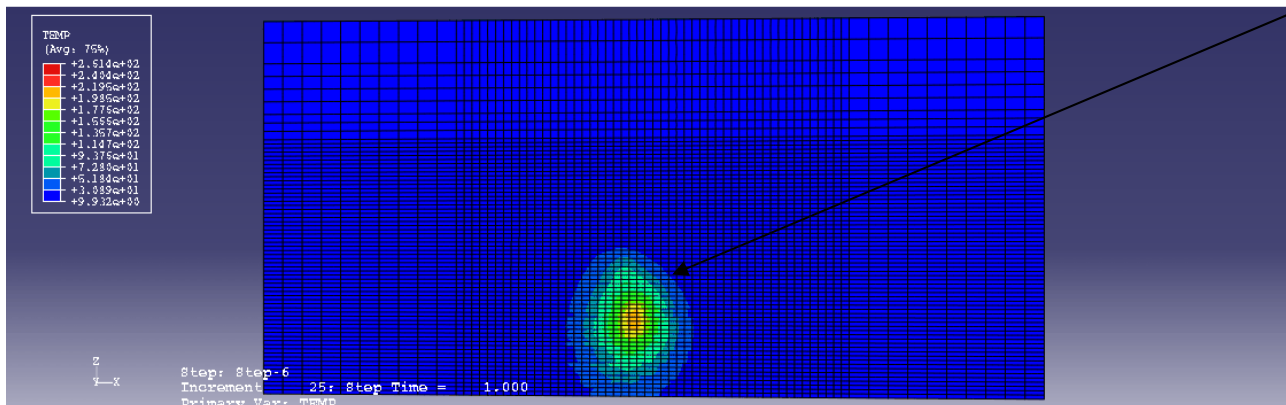


Couplage

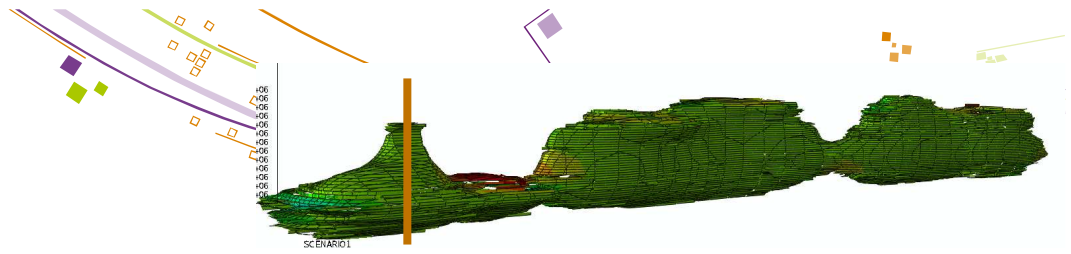
Focus section



Inclusion argileuse
entre les puits

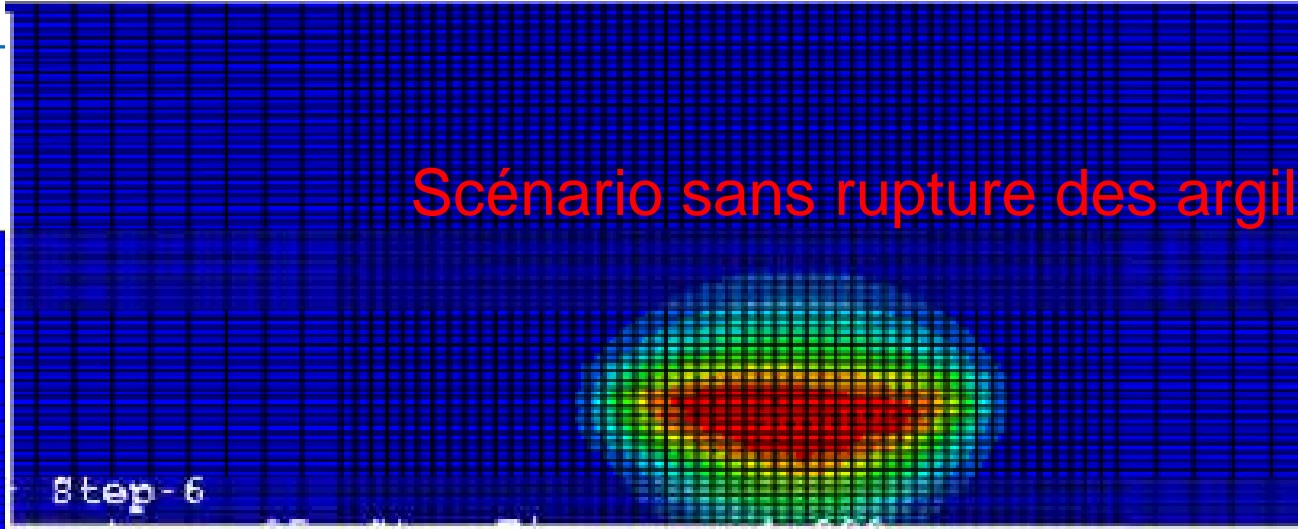
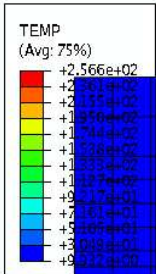


Les fluides chauffés
ne peuvent être
produits => la
chambre de vapeur
ne se développe pas

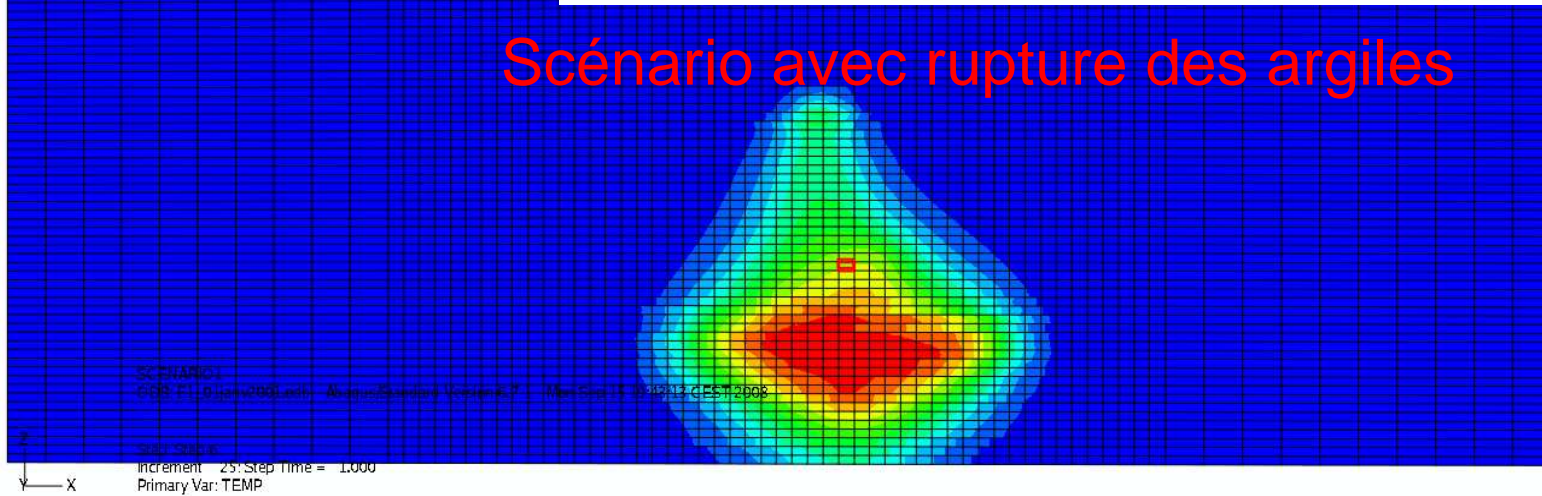


Couplage

Focus section



Scénario avec rupture des argiles

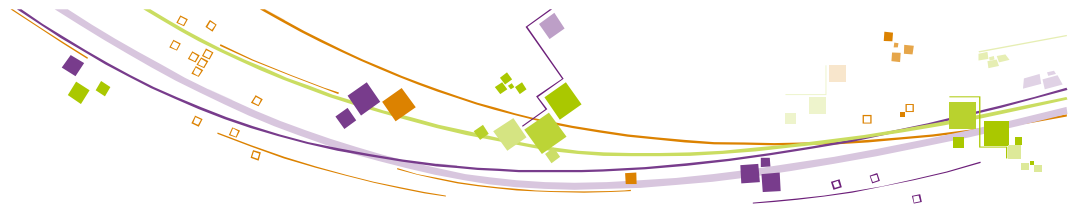




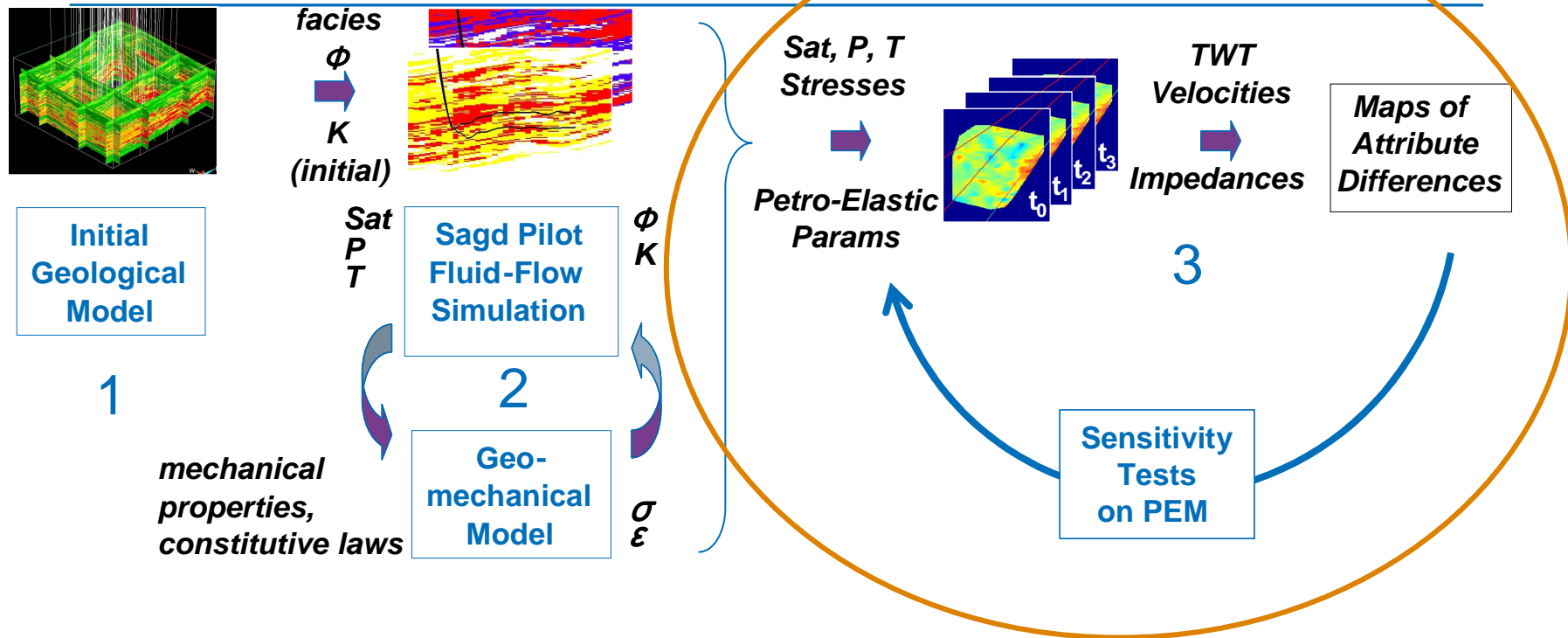
Résumé de la phase 2

Couplage réservoir-géomécanique

- Simulation réservoir permet de retrouver les débits corrects
- Couplage explicite : mise à jour des propriétés réservoir de manière itérative
- Fort impact des hétérogénéités
 - proche puits : petites lentilles d'argiles limite l'efficacité de l'injection aux temps courts
 - partout ailleurs, dans le réservoir, les grosses hétérogénéités peuvent stopper le développement de la chambre de vapeur
- Très grande sensibilité des résultats aux coefficients d'expansion thermique des Argiles → **caractérisation géomécanique nécessaire**



Modélisation du process SAGD : *Workflow*



1. Construction du modèle statique complet
2. Couplage réservoir-géomécanique
3. Modélisation sismique



Modélisation sismique

Modèle pétroélastique pour calcul des vitesses $V(P,T,S,\sigma,\phi)$

- Données issues de la modélisation réservoir

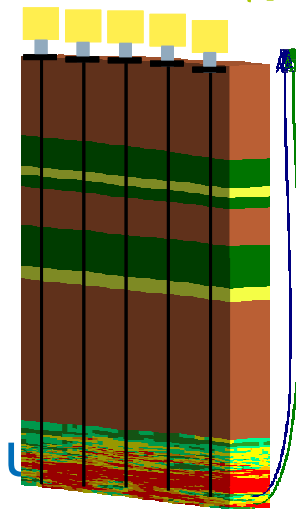
- Température, pression, saturations
- Viscosité (T), $K_{fl}(P,T,S)$, $G_{fl}(P,visco(T),S)$, $\rho_{fl}(P,T,S)$

- Données issues de la modélisation géomécanique

- Modules statiques drainés
- Porosité, contrainte effective

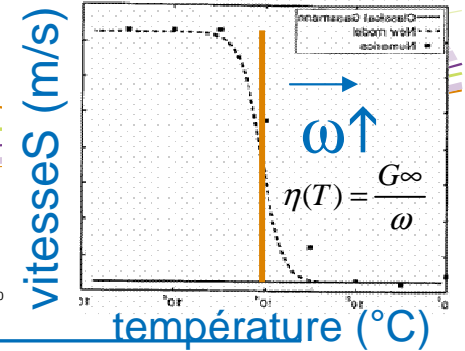
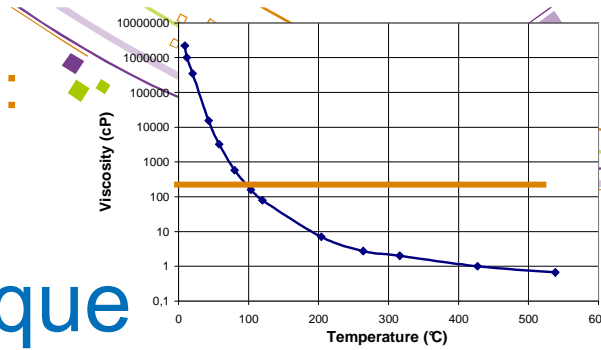
- Mise à jour

- Densité
- Modules dynamiques non drainés (Hertz et Gassmann généralisé)



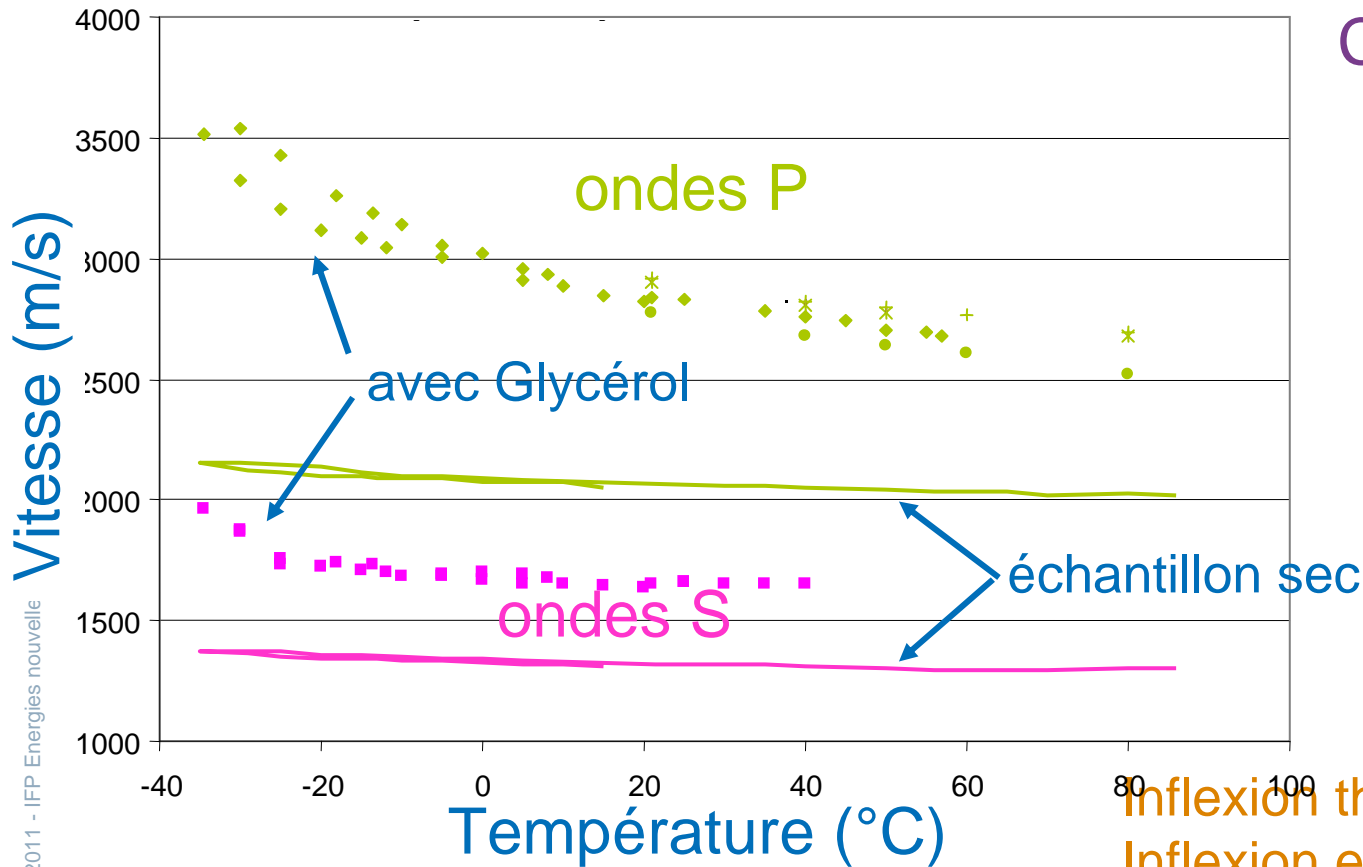
Static to Dynamic ratio ?

Hertz exponent ?



Modélisation sismique

Influence de la viscosité de l'huile sur les vitesses sismiques des sables

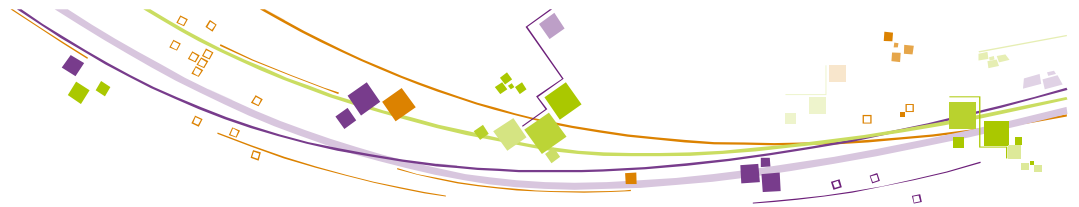


Calcul de V_p et V_s à partir des modules non drainés

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

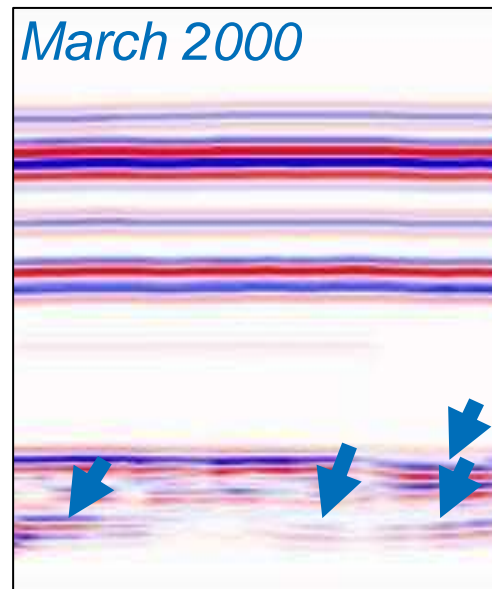
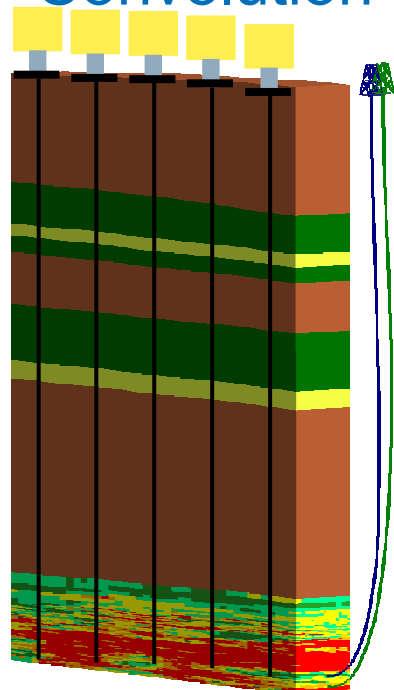
Inflexion théorique @ -22°C
Inflexion expérimentale @ -30°C



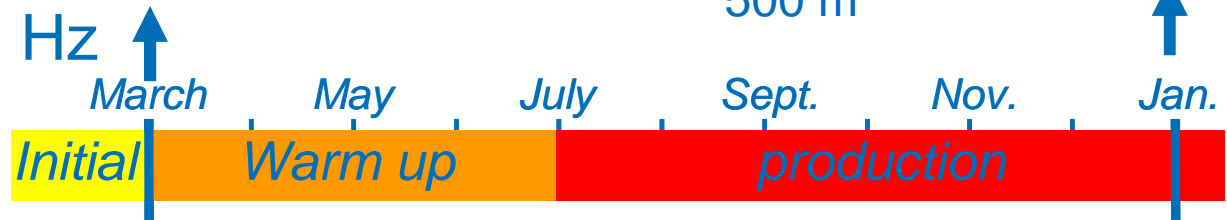
Modélisation sismique

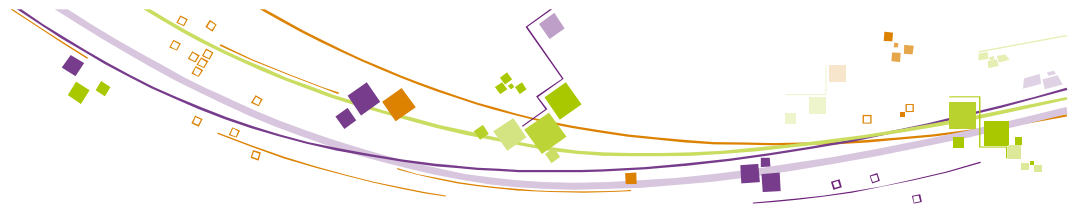
Sismogrammes synthétiques onde P

Convolution 1D



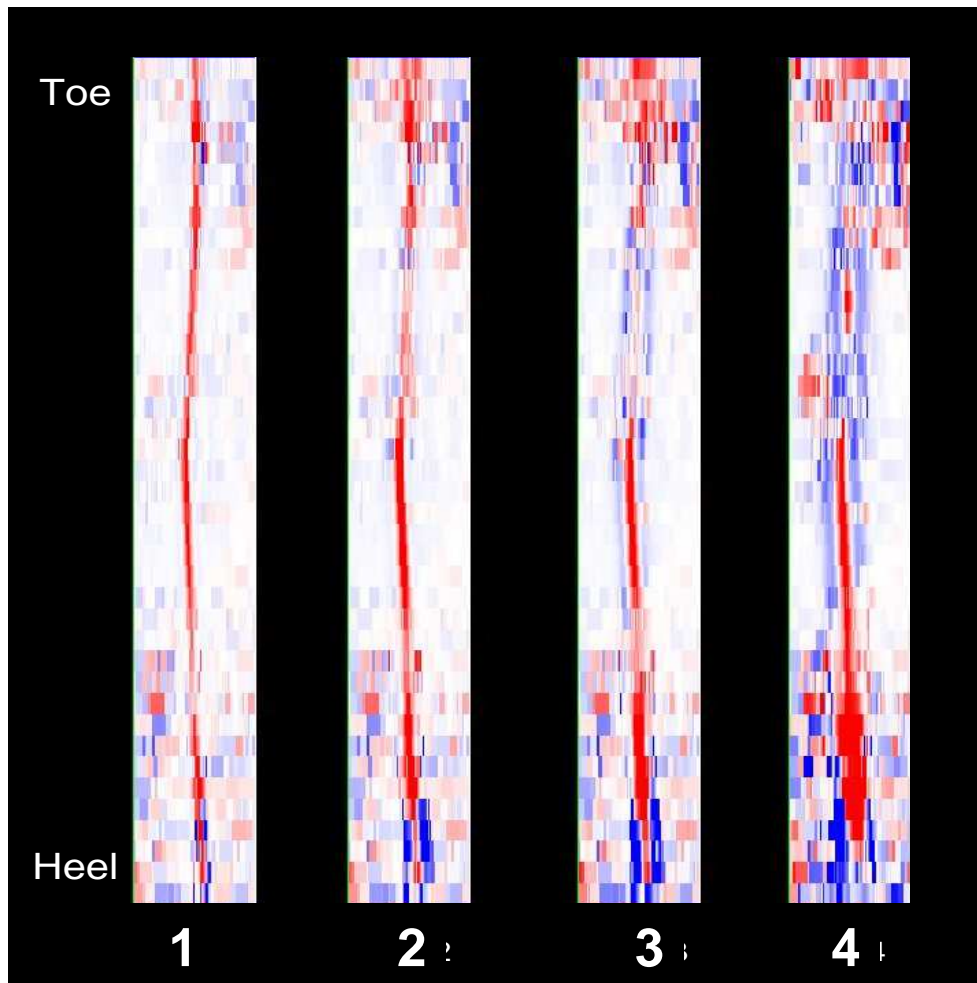
Signal Ricker 80 Hz



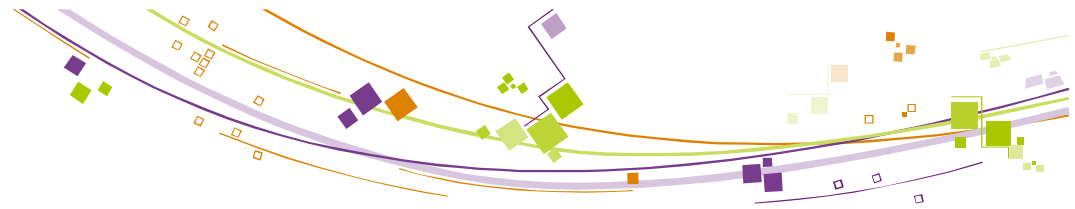


Modélisation sismique

Carte des différences d'impédance P en profondeur

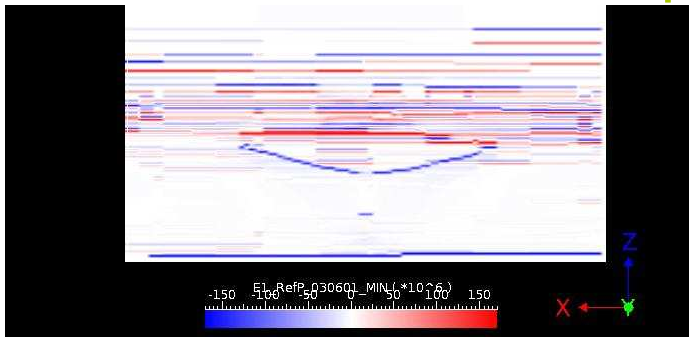


- Tranches horizontales au niveau du puits injecteur en profondeur
 - Différence d'amplitude relativement à la période avant chauffage
1. fin du préchauffage
 2. 1^{er} mois de production
 3. 2^{ème} mois de production
 4. 6^{ème} mois de production

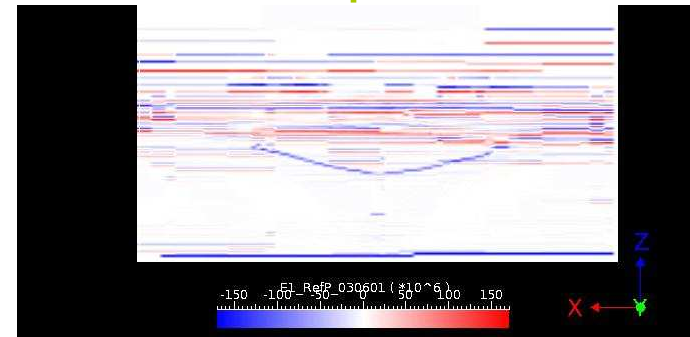


Modélisation sismique

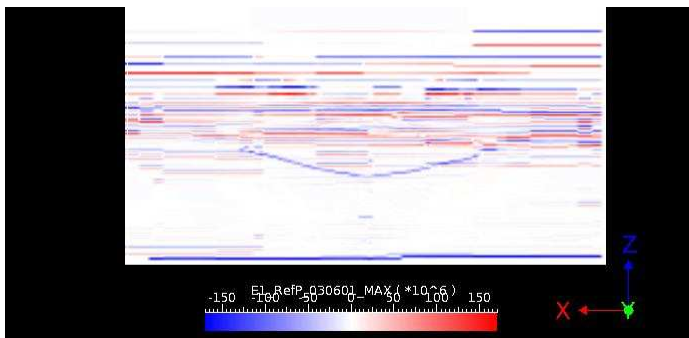
Réflectivité des ondes P après 9 mois de production



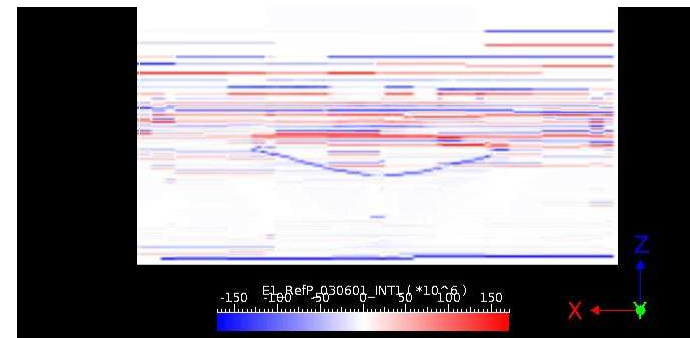
HertzK = .03 ; HertzG=.05 ; Ratio = .7



HertzK = .5 ; HertzG=.5 ; Ratio = 1



HertzK = .5 ; HertzG=.5 ; Ratio = 1.3



HertzK = .03 ; HertzG=.05 ; Ratio = 1.3

⇒ Etude de sensibilité

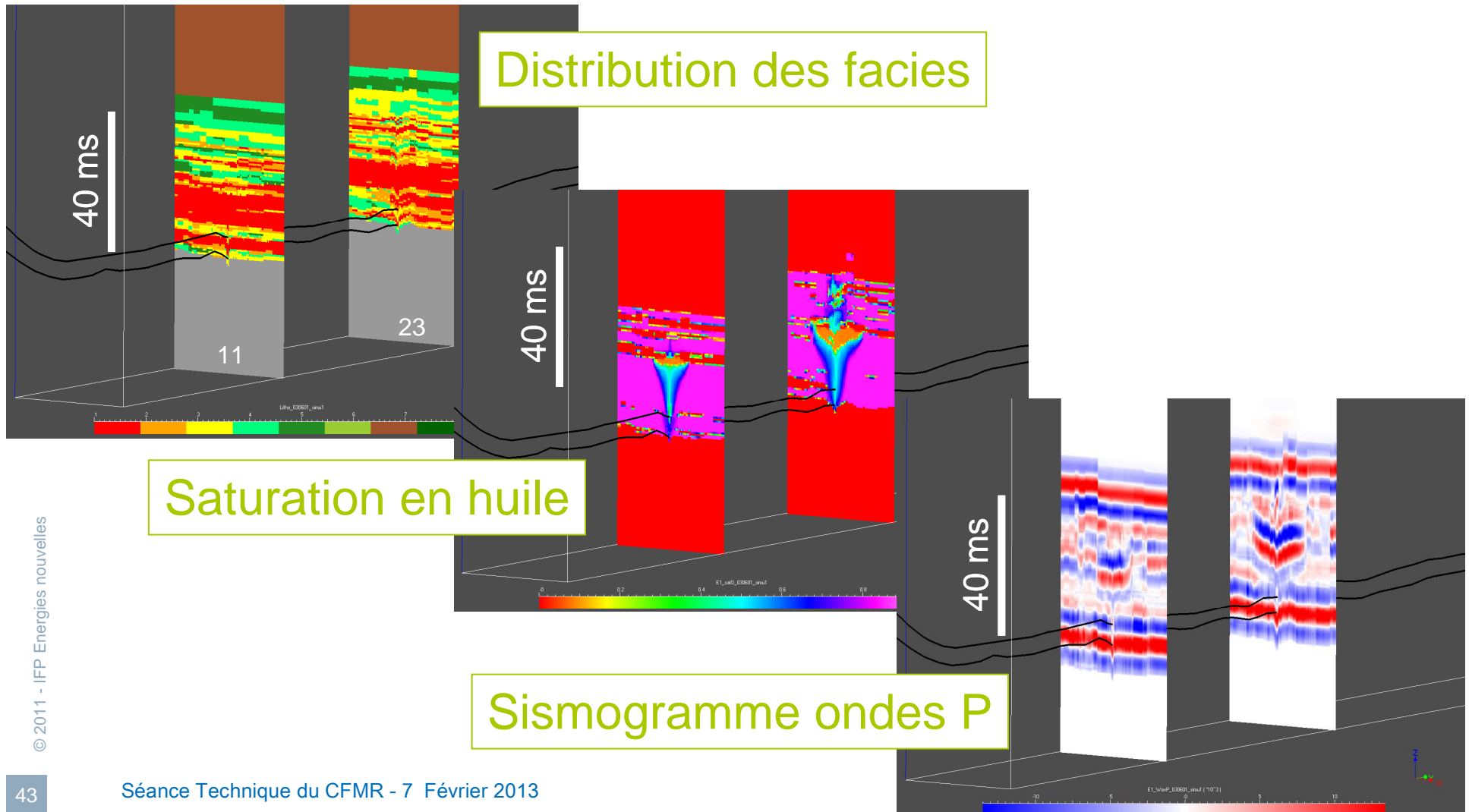


Plan de la présentation

- Introduction : SAGD / Seismovie
- Simulation du procédé EOR "SAGD"
 - Construction du modèle statique du champ de Hangingstone
 - Couplage réservoir-géomécanique
 - Modélisation pétroélastique et étude de sensibilité
- Conclusion



Conclusion



Conclusions

- Simulation de la **surveillance sismique 4D** du développement d'une chambre de vapeur en contexte **SAGD réaliste** en mettant en oeuvre le **couplage** entre un modèle de **réservoir** et un modèle **géomécanique** pour modéliser la production du champ
- La répartition des hétérogénéités gouverne le développement de la chambre de vapeur : suivi sismique + modélisation couplée pour optimiser la production

Sismogrammes Seismovie 4D → Variation des temps d'arrivée et des amplitudes

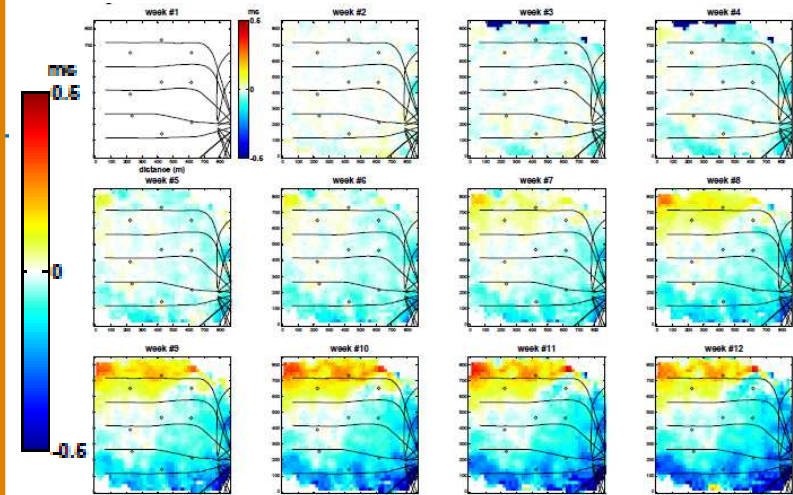


Figure 3: Weekly travel time variation through the reservoir. The steam was being injected in the northern horizontal well while oil was produced in southern wells. A positive time-shift corresponds to a decrease of the reservoir velocity.

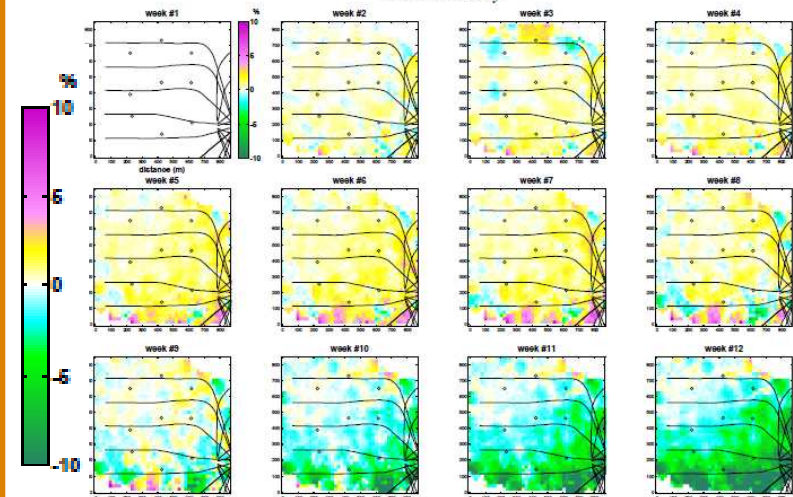


Figure 4: Weekly seismic amplitude variation through the reservoir. Mainly the south part varies.

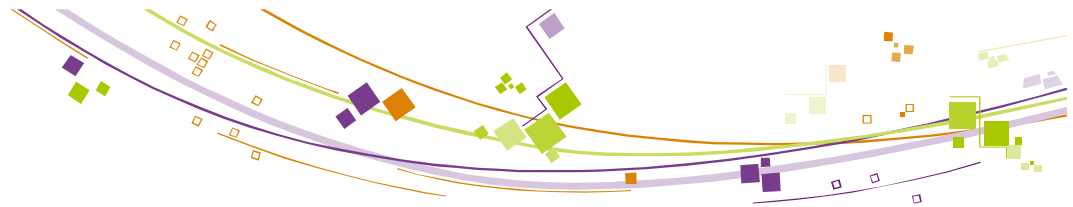


PUBLICATIONS DU PROJET

- EAGE 15th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France, 17-29 April 2009
- Canadian International Petroleum Conference (CIPC), Calgary, Canada, 16-18 June 2009
- Journée 2009 utilisateurs code Aster en géosciences, IFP, Rueil-Malmaison, France, 5 Feb. 2009
- CGGVeritas Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada, 30 Sept. 2009
- EAGE Barcelone, 2010
- Koweit KPC, 2010
- OGST (2011)

Remerciements à





Modèle pétroélastique

Generalized Gassmann

Seismic velocities
 $V = f(K_{nd}, G_{nd}, 1/\rho)$

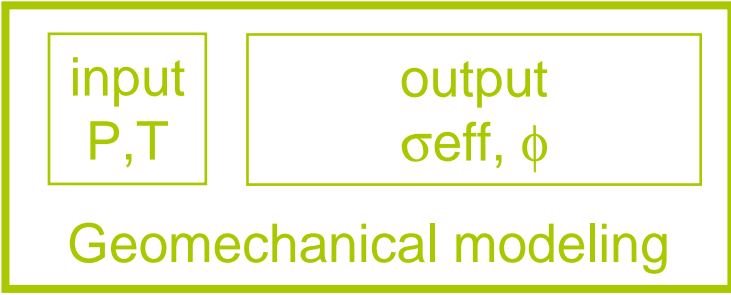
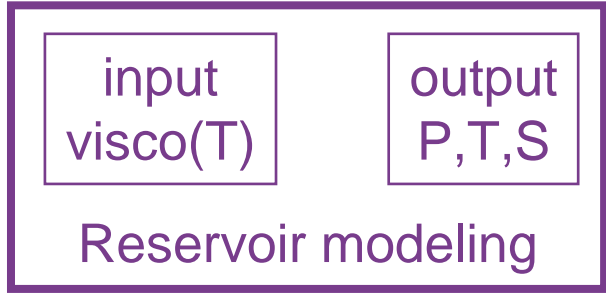
Incompressibility & shear modulus
 $K_{nd} = f(K_d, K_{gr}, K_{fl}, \phi), G_{nd} = f(G_d, G_{gr}, G_{fl}, \phi)$

Density
 $\rho = \rho_{gr} * (1 - \phi) + \rho_{fl} * \phi$

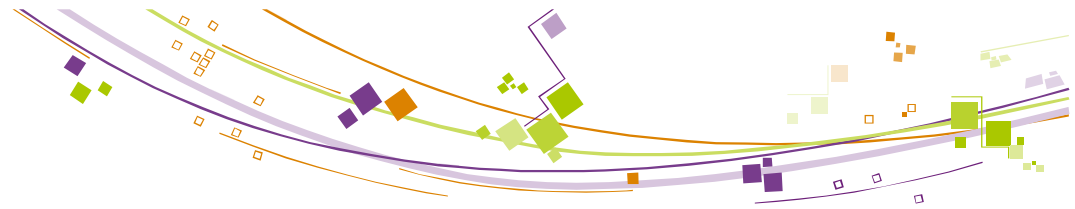
Fluid parameters
 $K_{fl} = f(P, T, S),$
 $G_{fl} = f(P, visco(T), S),$
 $\rho_{fl} = f(P, T, S)$

Grain parameters
 $\rho_{gr}, K_{gr}, G_{gr}$

Hertz
 Drained Modulus
 $K_d = f(\sigma_{eff})$
 $G_d = f(\sigma_{eff})$



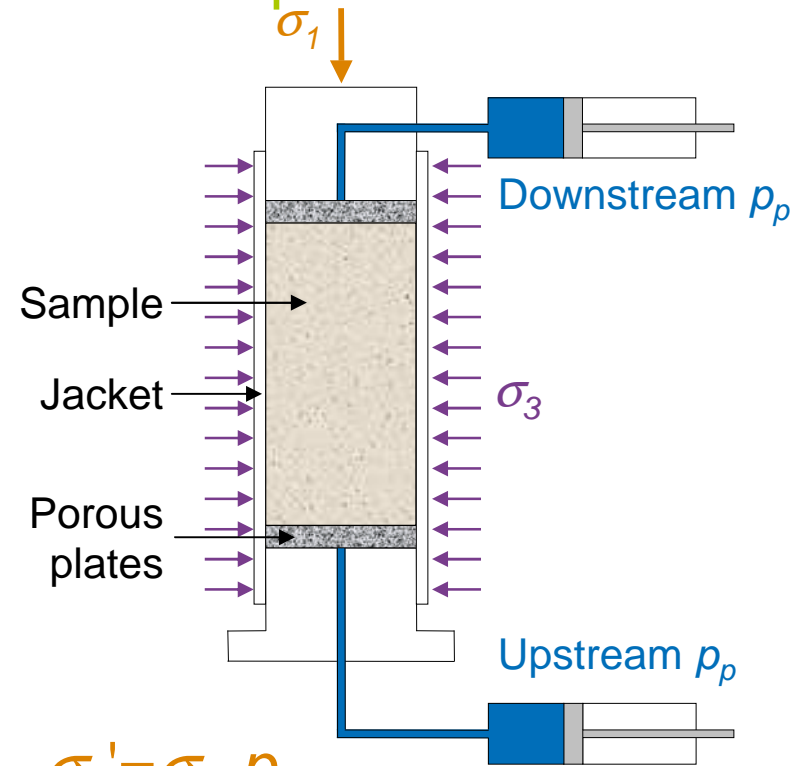
Geomodeler (Geometry, Parameters...)



Couplage

Caractérisation des propriétés géomécaniques

- Grès artificiellement cimentés
 - sable de Fontainebleau
 - ciment à base de silice
- Tests triaxiaux à plusieurs niveaux de confinement
 - Module élastique
 - Enveloppe de rupture



AS = Artificial Sandstone



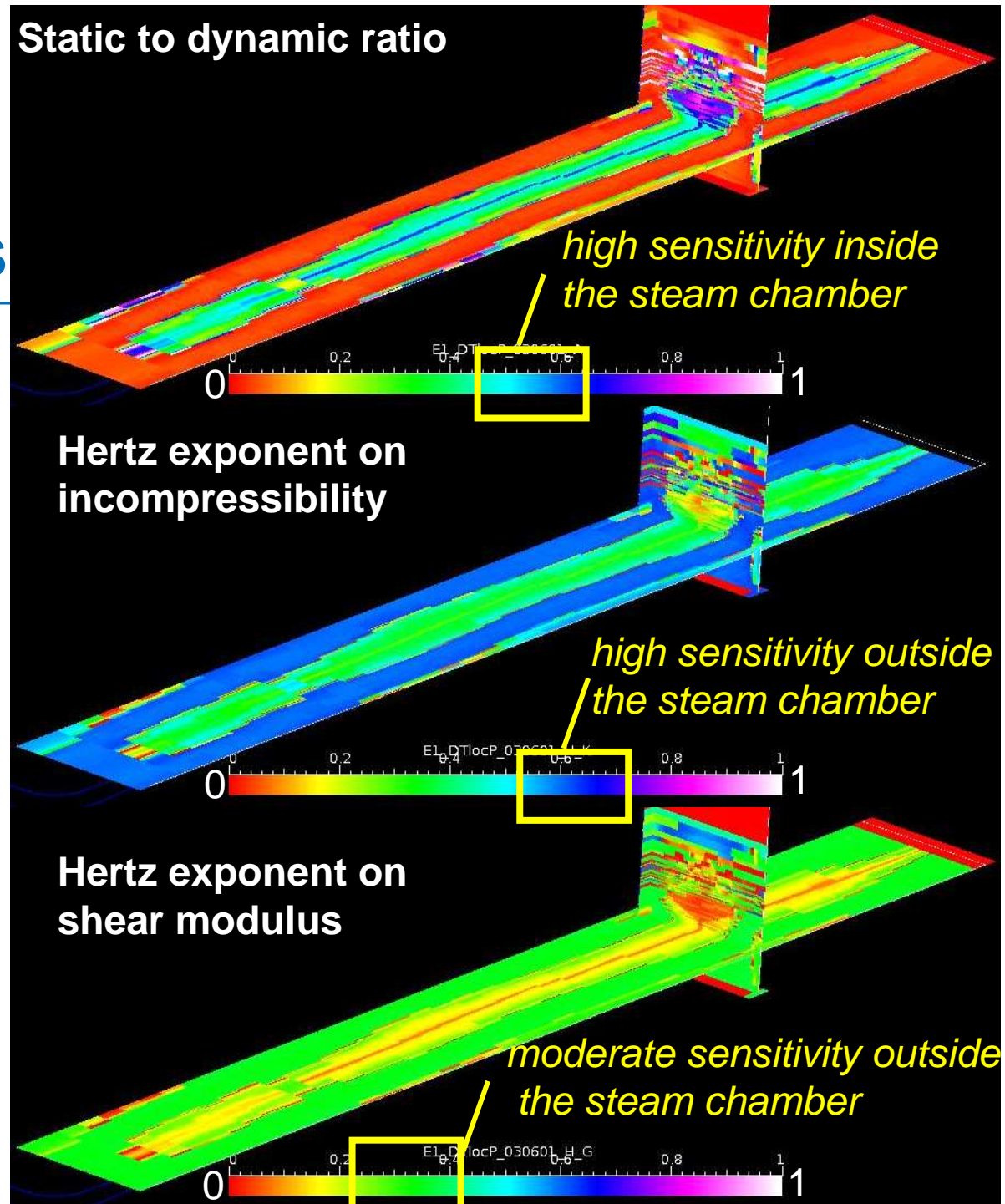
$$\sigma_1' = \sigma_1 - p_p$$

$$\sigma_3' = \sigma_3 - p_p$$

- Lithofacies 1
- Lithofacies 2
- Lithofacies 3

Sensitivity tests

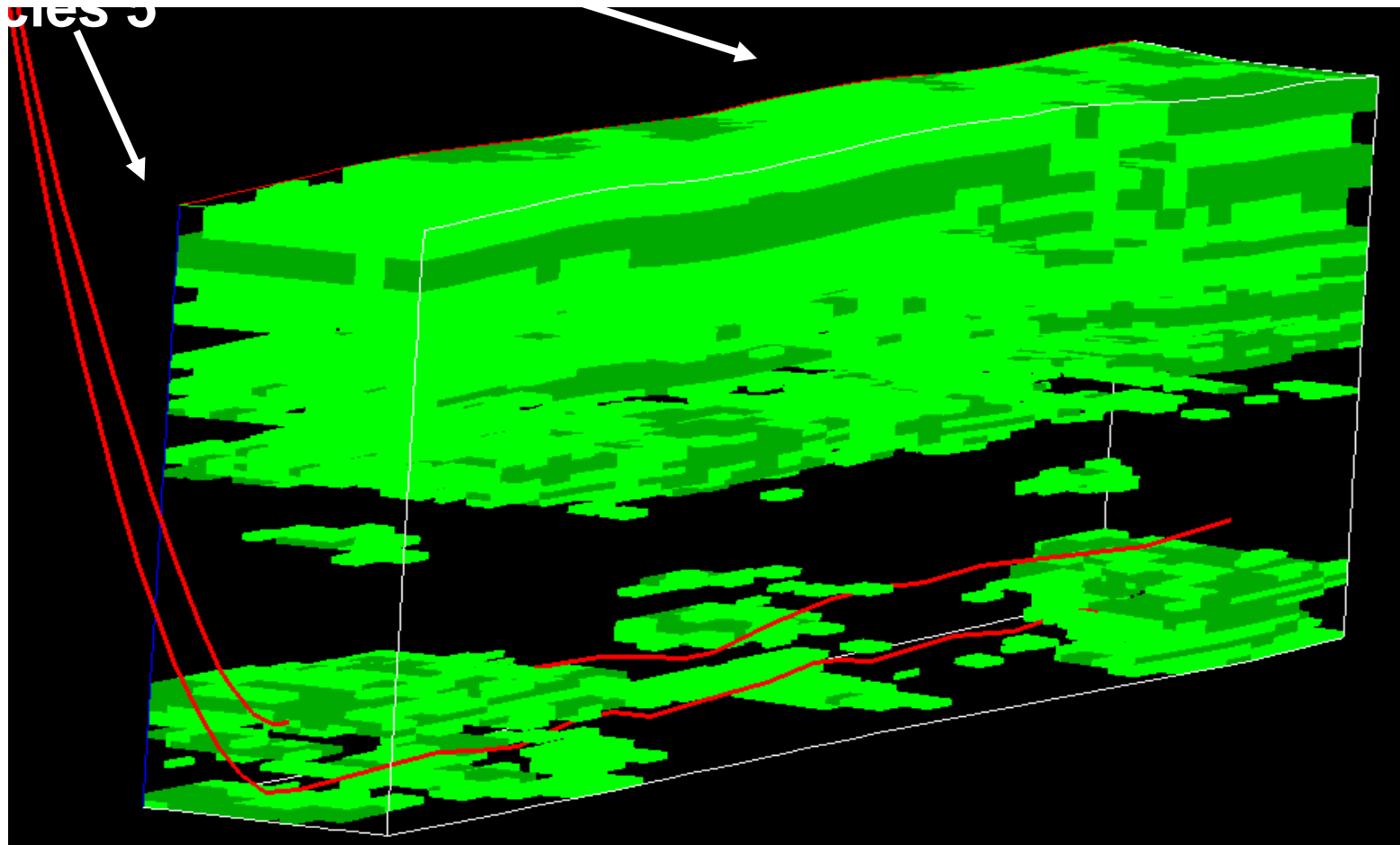
- Sensitivity analysis of P-waves travel time
- after 3 years of production

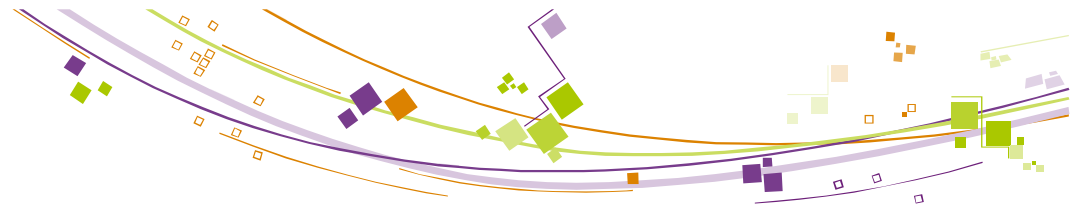




Facies non reservoir

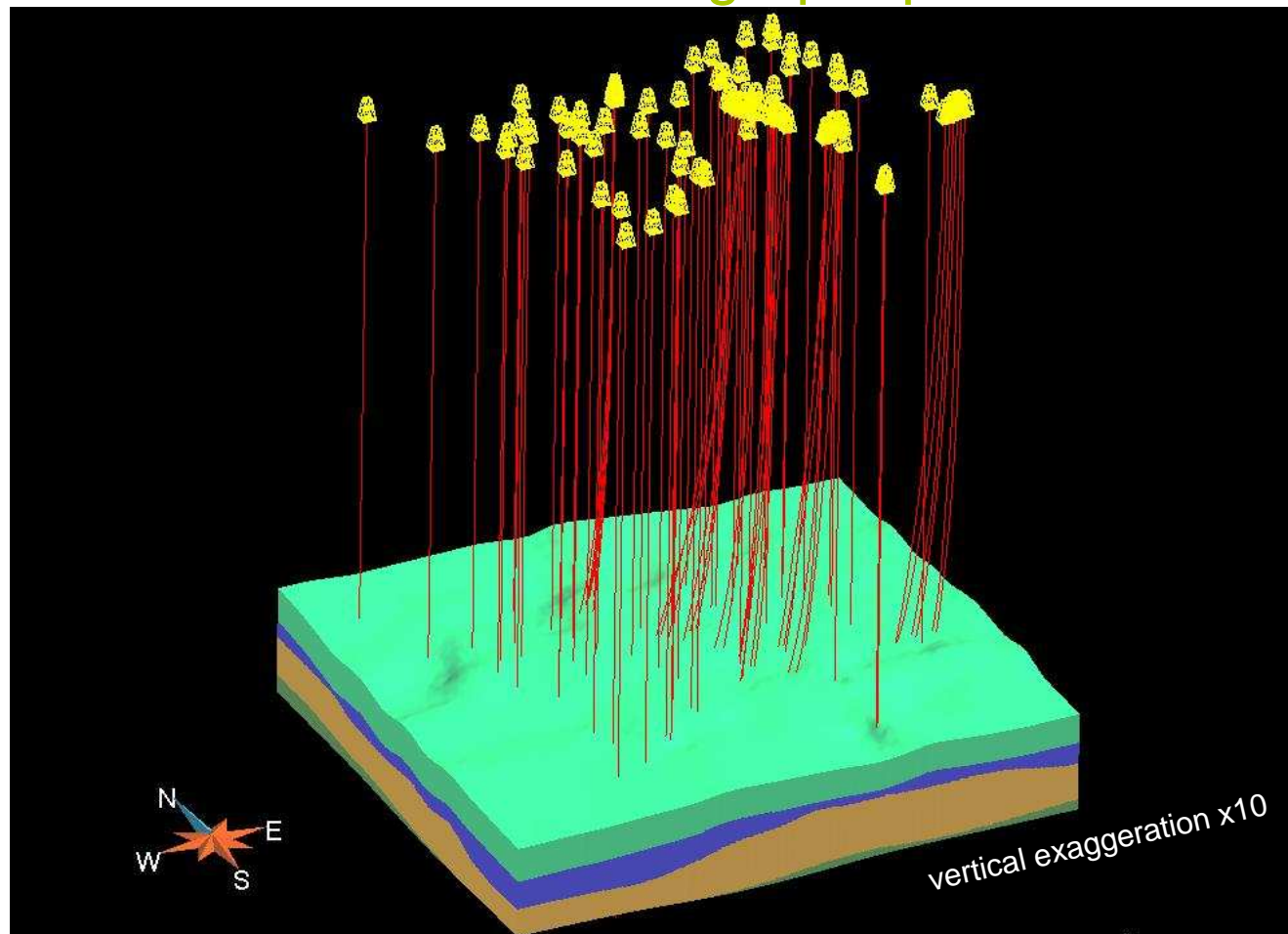
Scenario de la modélisation SAGD





Modèle statique

Définition des unités lithostratigraphiques





Seismic Modeling

Borneo++

Ray+Born modeling

