VERMILION
ENERGY

CONCESSION DE CHAUNOY

Mars 2022

I - NOTIONS ET DEFINITIONS GENERALES

Les réservoirs de pétrole (ou roche réservoir) correspondent aux roches souterraines poreuses et perméables contenant des hydrocarbures (pétrole ou gaz). La **porosité** constitue l'espace entre les grains dans lequel se trouvent les hydrocarbures. Plus la roche est poreuse, plus elle a de capacités à stocker un volume important d'hydrocarbures. La **perméabilité** constitue la connexion entre ces pores nécessaire à la circulation des hydrocarbures. Plus la roche est perméable, plus les hydrocarbures pourront être stockés dans les pores. Ces réservoirs de pétrole sont regroupés dans différentes formations géologiques.

Plusieurs conditions doivent être réunies pour que des hydrocarbures puissent se former dans une roche réservoir :

- ➔ présence d'une **roche ayant généré des hydrocarbures** (roche-mère) ;
- ➔ présence de **pièges par failles, par stratigraphie ou anticlinal**, formant un volume fermé ;
- ➔ présence d'une **roche-réservoir poreuse et perméable** dans laquelle les hydrocarbures sont susceptibles de s'y accumuler en grande quantité ;
- ➔ présence d'une **couverture imperméable** au-dessus de ces réservoirs assurée la plupart du temps par des couches de sel ou d'argiles ;
- ➔ **phénomène de migration des hydrocarbures** : expulsion des hydrocarbures conventionnels de la roche-mère vers les réservoirs sus-jacents poreux et perméables les laissant circuler jusqu'à atteindre la couverture imperméable au toit de ces réservoirs.

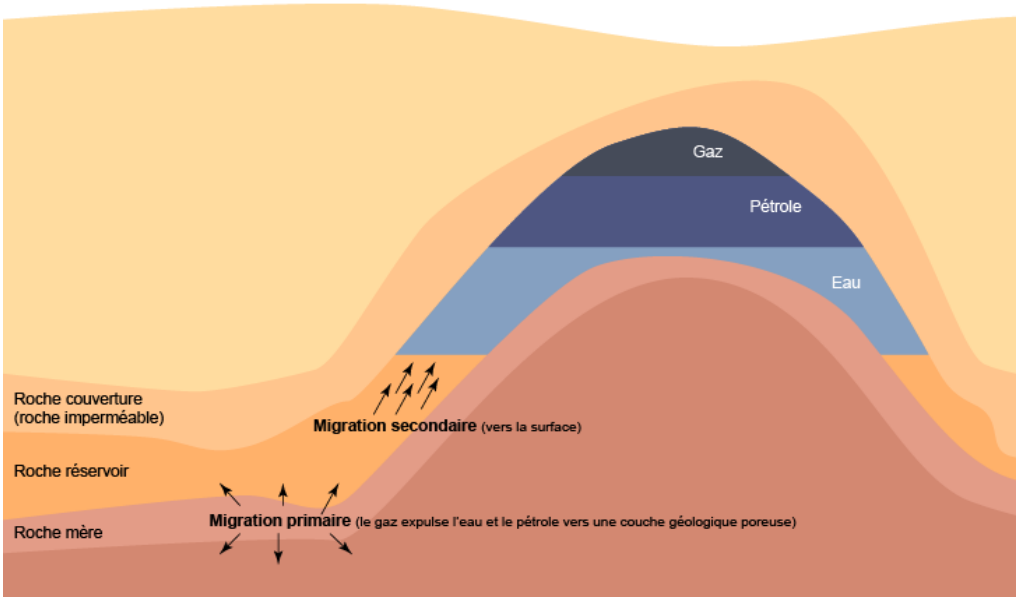


FIGURE 1 : MIGRATION ET PIEGEAGE DES HYDROCARBURES

<u>La pression lithostatique</u> est la pression exercée sur une roche à une certaine profondeur par le poids des sédiments et des fluides sus-jacents.

Cette pression est contrecarrée par la pression de résistance de la roche et **<u>la pression de pore</u>** (ou pression réservoir) des fluides qu'elle contient. Dans notre cas, **il s'agit de la pression d'origine du réservoir pétrolier avant sa mise en exploitation.**

II - DESCRIPTION DU GISEMENT ET TYPE DE RESERVOIR

⊙ Contexte géologique régional

Le champ de Chaunoy se situe dans le bassin géologique parisien. Il est le plus grand des bassins sédimentaires français et couvre le tiers nord du territoire français sur une superficie d'environ 110 000 km^2. Sa structure géologique peut être comparée à un empilement « d'assiettes creuses ». Les sédiments empilés forment une succession de couches géologiques. Environ 3000 m d'épaisseur maximum de sédiments s'y sont déposés d'origine marine, lacustre, lagunaire ou fluviatile. Les couches les plus récentes correspondent à la zone centrale (ère Tertiaire), les plus anciennes aux assises extérieures (ère Secondaire).

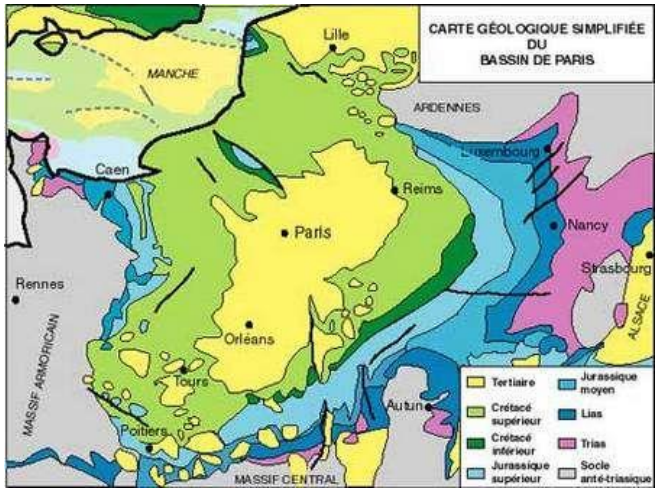
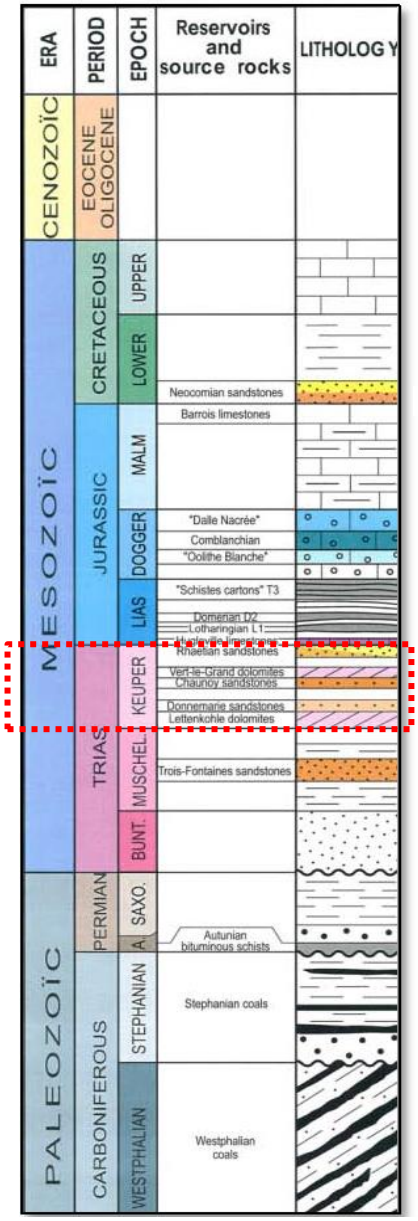


FIGURE 2 : GEOLOGIE DU BASSIN PARISIEN



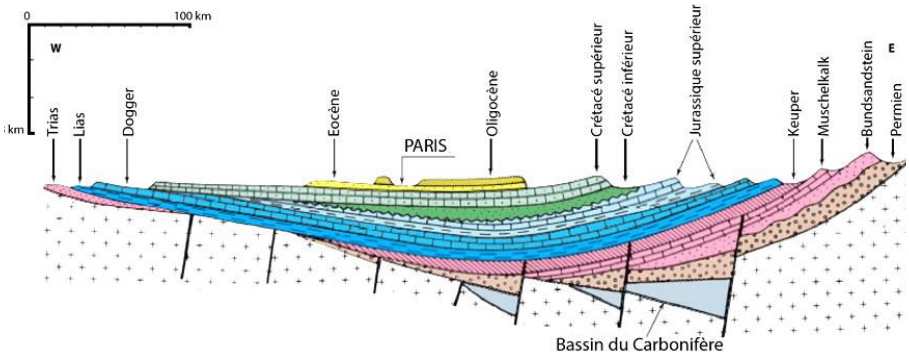


FIGURE 3 : COUPE GEOLOGIQUE DU BASSIN DE PARIS

⊙ Caractéristiques du champ de Chaunoy

Le pétrole de Chaunoy, piégé à 2 500 m de profondeur, ne s'est pas formé à cet endroit ; il a suivi une migration verticale et latérale depuis la roche mère à travers notamment la faille de Bray, puis par les couches poreuses et perméables jusqu'à arriver à des pièges pétroliers.

Le principal réservoir exploité sur Chaunoy est celui des grès de Chaunoy datant du Trias (âge Keuper). Les hydrocarbures contenus dans ces niveaux ne peuvent pénétrer dans les niveaux argileux imperméables situés au-dessus.

Ce réservoir présente une épaisseur moyenne de 70 m et a de très bonnes propriétés réservoir favorisant la production du pétrole : bonne porosité (11% en moyenne et pouvant aller jusqu'à 25% localement).

FIGURE 4 : ECHELLE STRATIGRAPHIQUE DU BASSIN PARISIEN

III - CONTEXTE REGLEMENTAIRE DU TITRE

La concession de Chaunoy a été attribuée par **décret du 11 mai 1987** (Journal Officiel du 22 mai 1987) à la Société ESSO REP pour une durée de 50 ans à compter du 4 janvier 1985 et sur une superficie de **139,5 km².**

Par la suite, une extension de cette concession a été attribuée par **décret du 14 mai 1991** à la société ESSO REP portant désormais sa superficie à **143.4 km²** et d'étendant pour partie sur le territoire des communes de Chaumes-en-Brie, Bernay-Vilbert, Fontenay-Trésigny, Courpalay, Le Châtelet-en-Brie, Châtillon-la-Borde, Blandy-les-Tours, Les Ecrennes, Sivry-Courtry, Andrezel, Argentières, Beauvoir, Aubepierre-Ozouer-le-Repos, Bombon, Fouju, Guignes, Saint-Méry, Yèbles, Verneuil-l'Etang, Champeaux, Courtomer, Mormant et La Chapelle-Gauthier, dans le département de Seine-et-Marne.

Cette concession a ensuite été mutée au profit de Vermilion REP par **arrêté ministériel du 26 mai 2008** (Journal Officiel du 5 juin 2008)**.**

La figure suivante localise la concession.

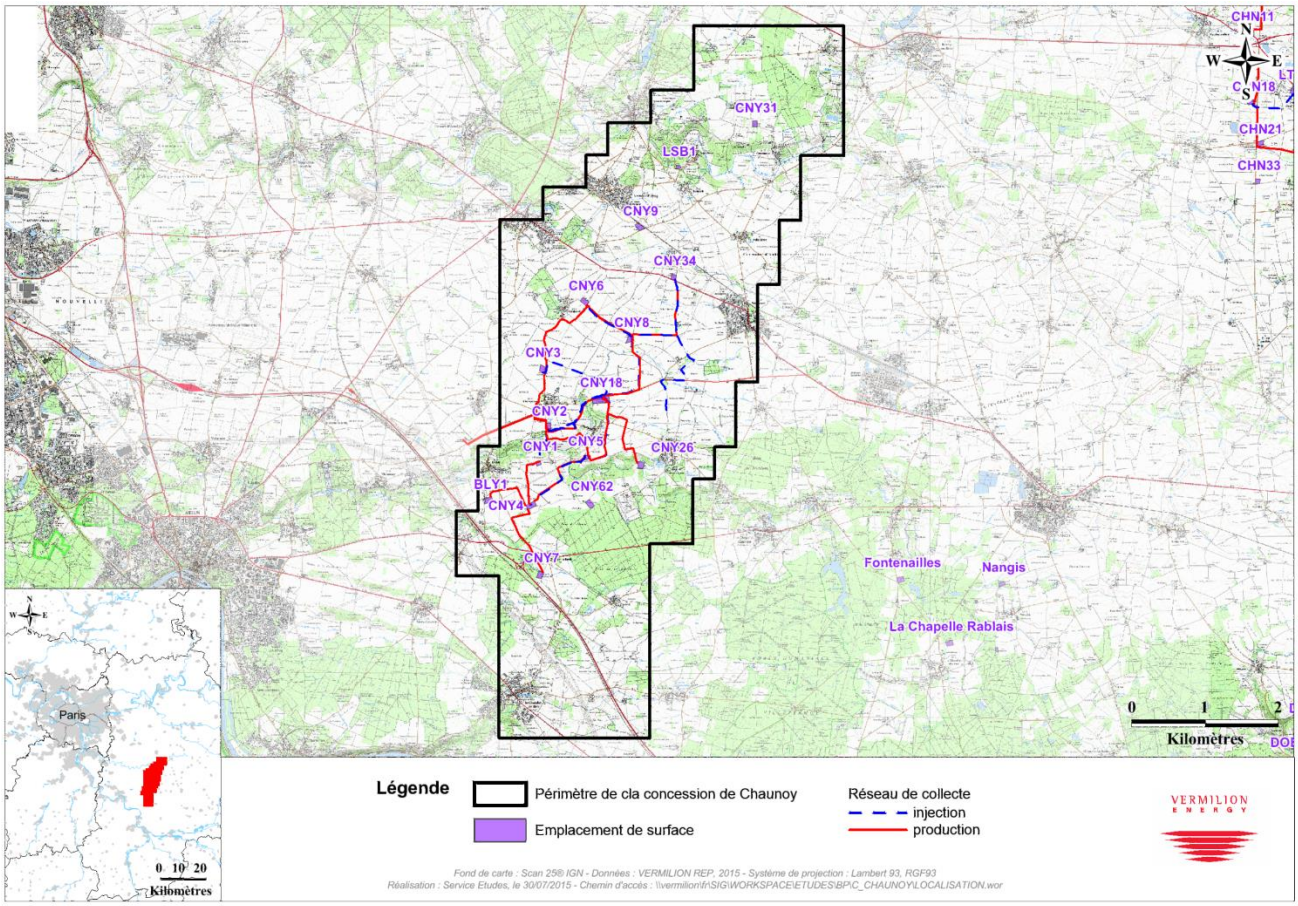


FIGURE 5 : LOCALISATION DE LA CONCESSION DE CHAUNOY

IV - TECHNIQUES EMPLOYEES OU ENVISAGEES POUR L'EXPLOITATION DU GISEMENT DE CHAUNOY

- L'**exploration** pétrolière a pour but la découverte d'accumulations d'hydrocarbures liquides et gazeux, techniquement et économiquement exploitables. Une découverte implique au préalable une série d'opérations de reconnaissance approfondie des terrains :

  - **études géologiques *ou observations de surface*** permettent de repérer des zones sédimentaires d'intérêt méritant d'être étudiées (plissements, failles…) ;
  - **les prospections géophysiques *ou l'étude des profondeurs***, permettent l'acquisition de données sismiques riches en informations, grâce à une sorte d'"échographie" du sous-sol qui met en évidence les pièges pétroliers possibles ;
  - **l'étape du forage** qui permet de certifier la présence de pétrole. La roche est percée à l'aide d'un trépan. À terre, l'ensemble du matériel est manipulé à partir d'un mât de forage. En mer, l'appareil de forage doit être supporté au-dessus de l'eau par une structure flottante ou non, spécialement conçue (ex : plateforme semi-submersible, barge de forage…).
    Le forage peut être vertical si le site de travaux se trouve à l'aplomb immédiat du gisement pétrolier à reconnaître, cependant il est très fréquent de forer en déviation afin d'atteindre la cible en profondeur avec un déport de plusieurs centaines mètres, voir kilomètres.

- La **production**, ou plutôt l'extraction du pétrole, peut être une opération complexe : pour optimiser la production finale, il faut gérer un réservoir composé de différents liquides aux propriétés physico-chimiques très différentes (densité, fluidité, température par exemple).

  Lorsque le forage a trouvé des indices de pétrole (ou de gaz) suffisants, des **tests de production** sont effectués. Ils permettent de déterminer le débit et la pression pouvant être obtenus.

  Si les résultats sont encourageants, des **puits de développement** sont méthodiquement mis en œuvre pour exploiter l'ensemble du gisement et permettre également d'apprécier l'importance des réserves, de délimiter leur étendue et de préciser l'épaisseur des couches imprégnées, leur porosité et leur perméabilité.

  La vie d'un champ pétrolier est très évolutive. Au début, les puits produisent un fluide composé essentiellement d'huile à un rythme soutenu (appelé pic de production) ; puis au fur et à mesure de son exploitation, le champ produira une part de plus en plus importante d'eau de gisement qui doit être renvoyée dans le réservoir d'origine, via des puits injecteurs dédiés à cette fonction. Après une période de déclin naturel, **la production peut se stabiliser grâce à des travaux d'optimisation et de maintenance des puits,** et rester à des niveaux économiques rentables

  L'exploitation d'un gisement s'étale généralement sur plusieurs décennies une gestion de la production de pétrole et de l'eau associée qui est adaptée aux différents âges et phases de la vie du champ.

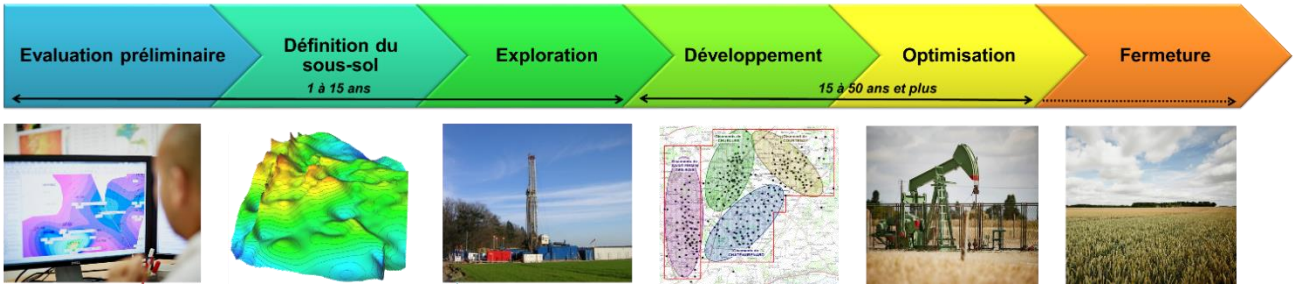


FIGURE 6 : VIE DU CHAMP PETROLIER

Initialement, la production s'effectue souvent de façon naturelle. Le pétrole remonte alors de lui-même sous la pression d'origine du réservoir (*cf. Paragraphe II - NOTIONS ET DEFINITIONS)*, le puits est alors dit « éruptif », on parle de récupération primaire sur simple déplétion naturelle. Mais la pression diminue tout au long de la vie du gisement. La pression initiale est donc souvent la pression maximale, qui est largement inférieure à la pression lithostatique.

Dès que la pression d'origine chute, on utilise différents procédés d'assistance permettant d'améliorer le taux de récupération *(cf. Figure 8 : Méthodes de production) :*

- **les systèmes de pompages** permettant de faire remonter le fluide produit en surface :
  - **pompes à balancier** installées en surface (« tête de cheval » ou PU),
  - **pompes centrifugeuses immergées (PCI)** électriques au fond du puits (utiles pour les puits déviés ou pour les gros débits).

FIGURE 7 : SYSTEMES DE POMPAGES UTILISES

- **La ré-injection d'eau** de gisement dans le réservoir facilite le processus d'extraction du pétrole. Comme c'est le cas dans la majorité des gisements, de l'eau de gisement est ré-injectée par l'intermédiaire de puits appelés « **puits injecteurs** ». L'injection d'eau permet, d'une part, de **maintenir la pression** en remplaçant les volumes de fluide extraits par des volumes d'eau équivalents, d'autre part de **balayer (diriger) l'huile vers les puits producteurs**.

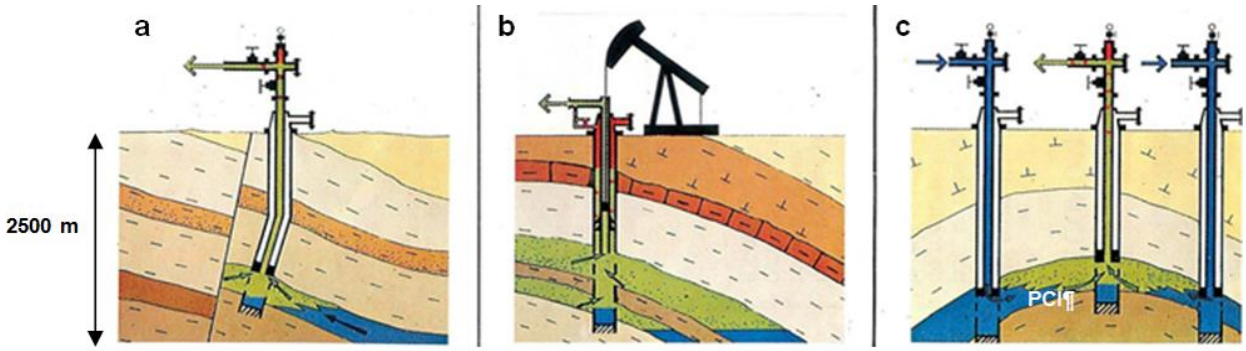


FIGURE 8 : METHODES DE PRODUCTION

Cas a : Production naturelle : la pression du sous-sol pousse le pétrole vers la surface (puits producteur éruptif).

Cas b : La pompe à balancier : puits activé par moyens mécaniques permettant de faire remonter le fluide en surface.

Cas c : Système d'injection d'eau associé à une pompe centrifugeuse immergée permettant de récupérer un volume optimal de pétrole en balayant le gisement et en le soutenant en pression.

- Il existe différents types d'opérations d'entretien et de reconditionnement des puits. Les opérations dites « courantes » regroupent principalement :

  - les **opérations de mesures** (de débit, du niveau annulaire, de la salinité, des pressions),
  - les **opérations de maintenance et d'entretien des puits**,
  - les **opérations de maintenance et d'entretien des collectes** parmi lesquelles nous pouvons citer : le raclage des collectes de production qui permet de nettoyer les parois des conduites afin de favoriser par la suite l'action des produits d'entretien.

Les **opérations de reconditionnement** d'un puits appelées aussi « **Workover** » s'effectuent dans but d'intervenir sur les niveaux producteurs ou injecteurs. Il s'agit par exemple de :

- l'**optimisation de la production d'un puits** ; souvent ce sont des opérations de nettoyage ou de contrôle qui permettent de rétablir une meilleure productivité des puits ou d'isoler des niveaux qui ne produisent plus d'huile ;
- la **conversion d'un puits** (producteur→injecteur / injecteur→producteur) ou le changement du système de pompage d'un puits producteur dans le but de l'optimiser (PU→PCI) ;
- le **bouchage d'un puits** : enlèvement de la pompe et de la garniture du puits, nettoyage puis isolation des zones perforées par la pose d'un bouchon.

Enfin, les **interventions sur puits** ou « **Pulling** » consistent essentiellement à remplacer les équipements de pompage en panne ou défaillants.

FICHE DESCRIPTIVE DE CHAUNOY

103 puits sont présents sur le champ de Chaunoy (+ Blandy):

Producteurs (actifs)	**Injecteurs (actifs)**	**Bouchés (fermés définitivement)**	**Sommeil (en attente d'intervention)**	**Total**
31	13	18	43	105

La qualité de fluide produit sont :

	Huile (en m3/j)	**Eau** (en m3/j)	**Total** (en m3/j)
Production annuelle moyenne	111	5 658.05	5 769.05

Les opérations réalisées sur la concession de Chaunoy concernent l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels et remplissent toutes les conditions posées par la Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures.

V - INFORMATIONS OBLIGATOIRES DE L'EXPLOITANT

Vermilion respecte les communications et informations obligatoires prescrites par la réglementation nationale et les arrêtés préfectoraux auprès des **autorités de tutelle** que sont le Bureau Ressources énergétiques du sous-sol (BRESS), la DREAL[1] « Mines-Sous/Sol », la DREAL « ICPE » ; lors de l'élaboration de projets de travaux comme les forages par exemple. Les services de l'Etat ont ainsi un éventail très large d'outils qui leur permettent d'exercer leur pouvoir de contrôle et d'être informés exhaustivement sur les activités de Vermilion.

- Quelques exemples de communications obligatoires avant, pendant, et après de nouveaux forages :

  - ➔ programme détaillé des travaux (1 mois avant les opérations) soumis à accord de la DREAL,
  - ➔ déclaration des entreprises extérieures,
  - ➔ rapport hebdomadaire et journalier d'activité,
  - ➔ transmission des contrôles des cimentations et tests des cuvelages,
  - ➔ rapport de fin de sondage.

  Important : suivant les dispositions de l'article 4 de l'Arrêté du 14 octobre 2016, les niveaux perméables qu'il est prévu de traverser ou d'atteindre, ainsi que la nature et la pression attendues des fluides qu'ils contiennent sont indiqués sur le contenu du programme de forage ; par ailleurs, dans les rapports de fin de sondage transmis à l'administration, les pressions rencontrées sont précisées.

- Quelques exemples de communications obligatoires concernant l'activité d'exploitation courante de nos champs pétroliers :

  - ➔ statistiques de production mensuelle,
  - ➔ tableau mensuel d'activité, tant les travaux sur les infrastructures de surface que sur les puits,
  - ➔ notification à chaque intervention sur les puits pétroliers,
  - ➔ réunion annuelle : bilan de l'année passée et projets de l'année à venir,
  - ➔ toute modification apportée aux conditions d'exploitation,
  - ➔ tout incident sur le champ pétrolier.

  Important : un suivi de pression est systématiquement réalisé pendant l'exploitation d'un gisement.

[1] *DREAL : Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*

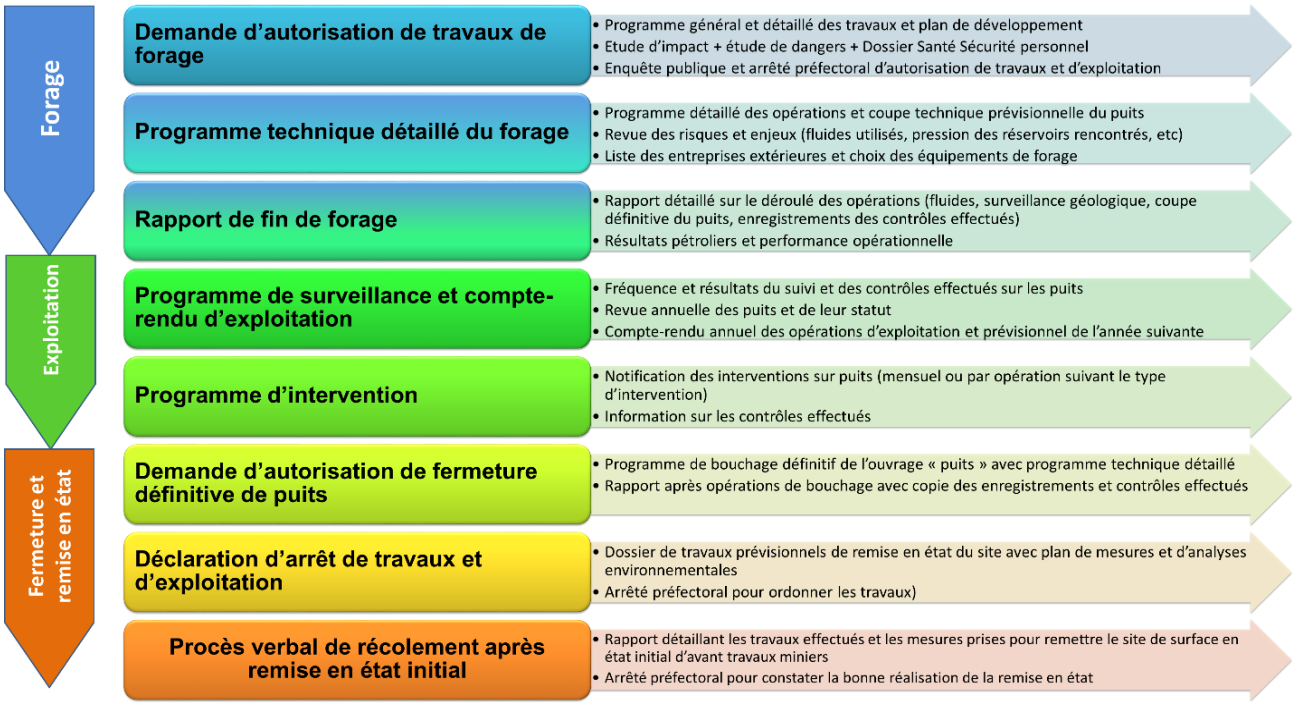


FIGURE 9 : SYNTHESE DES DEMARCHES OBLIGATOIRES DANS LA VIE D'UN PUITS PETROLIER

L'exploitation de nos ouvrages se fait conformément aux requis du décret n° 2016-1303 du 4 octobre 2016 et de l'arrêté du 14 octobre 2016 concernant les travaux, avec arrêté préfectoral pour compléter les mesures de surveillance et de contrôle si nécessaire. Les opérations d'exploitation font l'objet de transmission d'information à l'administration avant d'être réalisées, soit par l'intermédiaire des programmes annuels, soit par les « programmes techniques d'intervention » avant travaux.

Le rapport annuel et le programme de travaux remis annuellement au préfet en application de la législation et la réglementation des travaux miniers d'exploitation, listent l'intégralité des opérations effectuées sur chaque puits. Le programme de travaux suivi pour chaque puits est tenu à la disposition des services de l'administration qui peuvent le vérifier lors d'un contrôle.

CONCLUSION

Vermilion REP respectera les dispositions prévues à l'article L.111-13 du Code Minier, introduit par la Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures, qui prévoit que : *« En application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du code de l'environnement, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national. Sont également interdites sur le territoire national la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de l'emploi de toute autre méthode conduisant à ce que la pression de pore soit supérieure à la pression lithostatique de la formation géologique, sauf pour des actions ponctuelles de maintenance opérationnelle ou de sécurité du puits. »*