

Waterinjectie management plan

F06-A

februari '25

ONE-Dyas B.V.
Parnassusweg 815
1082 LZ Amsterdam
The Netherlands



Datum: 24 februari 2025
Rapport No.: F06A-4-10-0-40005-01
Issue No.: 1

Documentcontrole

	Name	Signature	Date
Prepared	5.1.2.e (Permitting Advisor)	5.1.2.e	25-02-2025
Prepared	5.1.2.e (Reservoir Engineer)	5.1.2.e	25-02-2025
Reviewed	5.1.2.e (Principal Reservoir Engineer)	5.1.2.e	25-02-2025
Approved	5.1.2.e (F06 Asset Manager)	5.1.2.e	27-02-2025

Revisies

Versie	Datum	Bijwerking
0.0	10-09-24	Voorlopige versie
1.0	14-02-25	Definitieve versie

Document Distributie Lijst

Company	Persoon	Copy No.
Ministerie van Klimaat en Groene Groei		1
ONE-Dyas B.V.		1
Dana Petroleum Netherlands B.V.		1
EBN B.V.		1

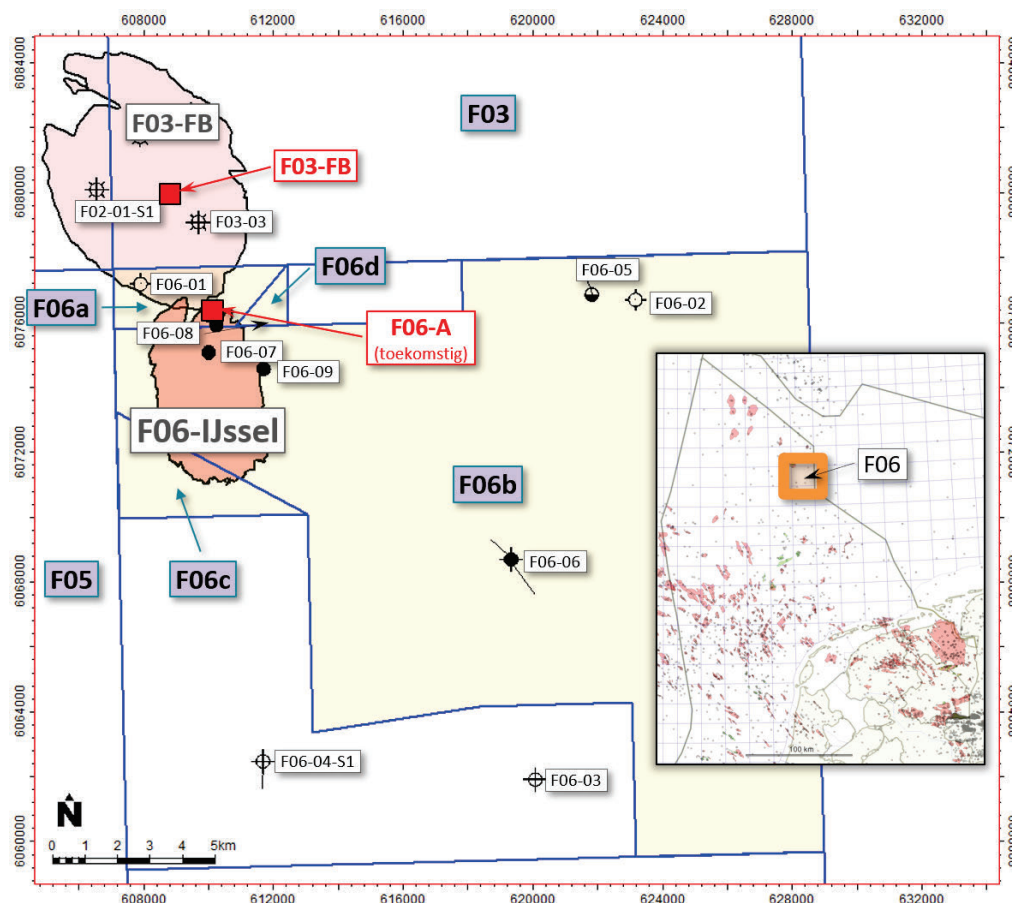
Inhoudsopgave

Documentcontrole.....	2
Revisies	2
Document Distributie Lijst	2
Inhoudsopgave	3
1 Inleiding	4
2 Beschrijving waterinjectie	7
2.1 Oorsprong injectiewater	7
2.2 Proces.....	7
2.3 Kwaliteit injectiewater gerelateerd aan injectiviteit	7
2.3.1 Scaling.....	7
2.3.2 Olie-in-Water Gehalte	8
2.3.3 Asfaltenen	8
2.3.4 Emulsies.....	8
2.3.5 Reservoir verzuring.....	8
2.3.6 Opgeloste vaste deeltjes (TSS)	8
2.3.7 Verplaatsing van zand onderin de injectieput.....	8
2.4 Verwachtingen	9
3 Waterinjectieput.....	11
3.1 Aantal putten	11
3.2 Putlocatie	11
3.3 Put geometrie	11
3.4 Corrosie preventie.....	12
3.5 Thermische effecten	12
3.6 Onderhoud en inspectie.....	12
4 Beschrijving reservoir.....	13
4.1 Structuur en beschrijving van de gesteente formaties	13
4.2 Afsluitende kleilaag	13
4.3 Maximale procesdruk.....	13
5 Operationele werkzaamheden	14
5.1 Verantwoordelijkheden	14
5.2 Goedgekeurde waterstromen.....	14
5.3 Drukcontrole van de waterinjectie pomp	14
5.4 Well Injectiecapaciteit Controle.....	14
6 Monitoring en rapportage	15
6.1 Monitoring	15
6.2 Jaarlijkse rapportage	15
7 REFERENTIES	16

1 Inleiding

ONE-Dyas B.V. (hierna ONE-Dyas) is voornemens om aardgas en olie uit het F06-IJssel voorkomen te winnen (*referentie 1*). Voor de winning zal een offshore productieplatform worden geïnstalleerd, F06-A, dat in het F6 blok zal worden geplaatst, zie Figuur 1. Hiervoor is een Omgevingswet vergunning ingediend op 26 juni 2024, deze aanvraag heeft kenmerk V-69188 gekregen van het ministerie van Klimaat en Groene Groei (*referentie 2*).

Omdat het bij de winning van aardgas en olie vrijkomende productiewater na afscheiding op het F06-A platform weer wordt geïnjecteerd in het reservoir is een waterinjectie management plan vereist. Dit plan behelst de beschrijving van de injectie van maximaal 4.400 m³ per dag op een verantwoorde manier zonder dat de integriteit van het reservoir in het geding komt. Dit document geeft de huidige verwachtingen aan omtrent de waterinjectie en de operator heeft deze ter hand tijdens de operatie. Er zal een update van dit document gemaakt worden voor up-to-date verwachtingen nadat de waterinjectieput geboord is. Ook tijdens het injecteren kan een update gemaakt worden met de laatste injectie resultaten.



Figuur 1 Ligging van het F06-A platform en het IJssel gas- en olievoorkomen

Om winning van aardgas en -olie uit voorkomen F06-A mogelijk te maken wil het consortium boven dit voorkomen een platform (F06-A) in zee plaatsen. De locatie van het platform (rood vierkant in Figuur 1) bevindt zich in het Nederlandse deel van de Noordzee, ongeveer 210 kilometer ten noorden van Den Helder. Vanaf deze locatie kunnen maximaal elf putten geboord worden.

Het F06-A platform heeft een productiecapaciteit van 300.000 Nm³ aardgas per dag en 2.400 m³ aardolie per dag. De waterinjectiecapaciteit van het platform is 4.400 m³ water per dag. (1 Nm³ = 1 m³ bij 1,013 bar en 273 K).

Het F06-A platform wordt met een nieuw aan te leggen transportleiding (17 km lengte) verbonden met het

bestaande F2-A Hanze platform waarmee het gewonnen aardgas en ruwe olie worden getransporteerd voor verdere behandeling en tijdelijke opslag van de ruwe olie. Het F06-A platform wordt van stroom voorzien vanaf het F2-A Hanze platform door een nieuw te leggen elektriciteitskabel.

Aardgas wordt op het F2-A Hanze platform behandeld om aan de specificaties van NOGAT te voldoen, waarna het aardgas via de NOGAT-leiding naar Den Helder wordt geëxporteerd. De ruwe olie wordt het op het F2-A Hanze platform tijdelijk opgeslagen in een opslagtank op de zeebodem vanwaar het periodiek met shuttletankers wordt afgevoerd.

De totale productie zal waarschijnlijk vijftientwintig jaar gaan duren.

Volgens de huidige planning zal in 2025 begonnen worden met de plaatsing van het F06-A-platform en de aanleg van de exportpijpleiding en elektriciteitsaansluiting via F2-A Hanze. ONE-Dyas verwacht in 2026 te kunnen starten met de productie.

In deze technische beschrijving wordt uitgegaan van het voorkeursalternatief. Hiervoor wordt vergunning aangevraagd.

2 Beschrijving waterinjectie

2.1 Oorsprong injectiewater

Het water dat overblijft nadat het gas en de olie afgescheiden zijn van alle geproduceerde fluids op de F06-A installatie, zal in de reservoir formaties worden terug geïnjecteerd. De injectie zal plaatsvinden via een put in dezelfde gesteentelagen als waaruit wordt geproduceerd.

2.2 Proces

Het ruwe gas- en oliemengsel dat uit de productieputten stroomt wordt verzameld in een verzamelleiding, ook wel “production manifold” genoemd. Via dit “manifold” stroomt het gas- en vloeistofmengsel door een productieseparator. In het bovenste gedeelte van de productieseparator worden de vloeistoffen gescheiden van het gas. Het gas wordt via de bovenzijde van de separator geleid naar de exportpijpleiding. In het onderste gedeelte van de productieseparator wordt het geproduceerde water gescheiden van de olie. Het water uit de productie wordt geleid naar de productiewater behandeling sectie, de olie wordt geleid naar de exportpijpleiding.

Om de scheiding tussen het water en olie en gas zo efficiënt mogelijk te laten plaatsvinden worden chemicaliën aan het water toegevoegd.

Het geproduceerde water moet worden behandeld voor het kan worden geïnjecteerd in het reservoir. Het water wordt eerst op druk gebracht voor het naar een zandfilter (desander cyclone) wordt geleid. Vaste deeltjes in het water worden door het zandfilter afgescheiden en vervolgens opgeslagen voor afvoer. Het water wordt vervolgens geleid naar een hydrocycloon waarbij oliecomponenten worden afgescheiden tot een niveau onder 30 mg/l. De afgescheiden olie wordt teruggeleid naar de productieseparator. Het gezuiverde water wordt afgevoerd naar een polisher tank waarbij eventueel nog achtergebleven olieresten worden verwijderd. Tenslotte wordt een biocide aan het water toegevoegd om de groei van bacteriën te voorkomen.

Hierna zal het gezuiverde water met een pomp op druk gebracht worden en naar de waterinjectieput worden geleid. De injectieput transporteert het water vervolgens van het F06-A platform naar de reservoirlagen waaruit het geproduceerd was. De injectie locatie in die reservoirlagen in de ondergrond zijn op enige afstand van het gas- en olie voorkomen.

2.3 Kwaliteit injectiewater gerelateerd aan injectiviteit

Het geïnjecteerde water bevat een kleine hoeveelheid vaste deeltjes en olierestanten die in de vloeistof zweven en bij de olie/waterscheiding en de waterzuivering op het platform niet volledig zijn weggehaald.

Waterinjectie in de reservoirlagen kan leiden tot vermindering van de doorstroombaarheid (permeabiliteit) van het gesteente en daarmee de injectiviteit van de injectieput. De volgende injectiviteitsverlagende effecten zijn onderzocht (*referentie 3*):

1. Scaling (opbouw van mineralen)
2. Olie-in-water gehalte
3. Asfaltinen
4. Emulsies
5. Reservoir verzuring
6. Totaal gehalte aan opgeloste vaste deeltjes (Total Suspended Solids, TSS)
7. Verplaatsing van zand onderin de injectieput

2.3.1 Scaling

Er treedt geen kalkvorming (scaling) op bij het her-injecteren van het geproduceerde water in het reservoir, volgens een studie (*referenties 3 & 4*).

2.3.2 Olie-in-Water gehalte

Het geïnjecteerde water heeft een kleine hoeveelheid opgeloste olierestanten. Dit olie-in-water gehalte zal

maximaal 30 mg/l zijn. Deze olierestanten blijken een verwaarloosbaar effect te hebben op de injectiecapaciteit van de put en het reservoir, volgens een studie (*referentie 3*).

2.3.3 Asfaltenen

Asfaltenen zijn zware olie deeltjes die in de meeste ruwe olie soorten voorkomen, maar in de IJssel olie in een heel laag gehalte aanwezig zijn. Het grootste deel van de geproduceerde asfaltenen wordt met de olie afgevoerd. De overgebleven kleine hoeveelheid asfaltenen die in het injectiewater opgelost achterblijven blijken de injectiecapaciteit van de injectieput niet te verlagen op basis van een studie (*referenties 3 & 4*).

2.3.4 Emulsies

Uit laboratoriumtests is gebleken dat er stabiele emulsies kunnen ontstaan (*referentie 3*). Een demulgator (Demulsifier) zal worden toegevoegd aan de geproduceerde vloeistoffen om de olie-waterscheiding te verbeteren. Een deel van deze demulgator zal in het water achterblijven en meegevoerd worden in het geïnjecteerde water en heeft geen effect op de injectiecapaciteit.

2.3.5 Reservoir verzuring

De mogelijk aanwezig vluchtige vetzuren uit de geproduceerde vloeistoffen die achterblijven in het injectiewater zouden op termijn het reservoir kunnen verzuren. Dit heeft geen effect op de injectiecapaciteit. Echter dit zou wel effect kunnen hebben op de productie van gas en olie. Uit de studie van PanTerra Geoconsultants (*referentie 3*) is gebleken dat het risico op verzuring van het reservoir laag is en mogelijk pas na jaren optreedt.

2.3.6 Opgeloste vaste deeltjes (TSS)

De reservoirlagen zijn gedeeltelijk niet geconsolideerd waardoor zand met de produceerde vloeistoffen meegevoerd zou kunnen worden. Dit zal beperkt worden door de toepassing van zandfilters in het horizontale deel van de productieputten. Op het platform zal het geproduceerde water verder gezuiverd worden van het fijne zand en de zwevende deeltjes.

Het injectiewater zal echter nog een heel kleine hoeveelheid zwevende vaste deeltjes bevatten. Deze deeltjes zijn in oplossing van het water gebleven, ondanks de zuivering van het geproduceerde water waarbij het grootste deel van deze deeltjes verwijderd is. Het gehalte aan zwevende vaste deeltjes ("total suspended solids, TSS") zal dan gemiddeld niet meer dan 2 mg/l bedragen.

Uit een studie van het reservoir (*referentie 3*) blijkt dat het merendeel van deze kleine opgeloste deeltjes geen verstopping van het reservoirgesteente zullen veroorzaken. Een klein deel van de geïnjecteerde opgeloste deeltjes zou een verstopping kunnen geven tussen de poriën van het gesteente in het reservoir. In dat geval zal het injectiedebiet kunnen teruglopen. Dan kan de injectiedruk eerst iets verhoogd worden waardoor deze deeltjes door het ongeconsolideerde deel van het gesteente geperst worden, waarbij een breuk in de zandsteen zal ontstaan waarna de injectiedruk weer lager wordt. Het injectiedebiet neemt dan weer toe.

2.3.7 Verplaatsing van zand onderin de injectieput

Er bestaat een kleine kans dat zand deeltjes zich verplaatsen onder in de injectieput. Dit is mogelijk onder de volgende omstandigheden:

1. Kruislingse stromingen en terugstroming van de ene laag naar de andere laag tijdens tijdelijke insluitingen van de injectiestroom;
2. Frequentie start/stops van de injectiestroom die zanddeeltjes kunnen losmaken;
3. Waterslag door snelle insluitingen die leiden tot fijne deeltjes en zandophoping.

Het aantal keren dat de waterinjectie stopt zal tot een minimum worden beperkt. In geval van een stop, zal het injectiedebiet geleidelijk gereduceerd worden tot nul.

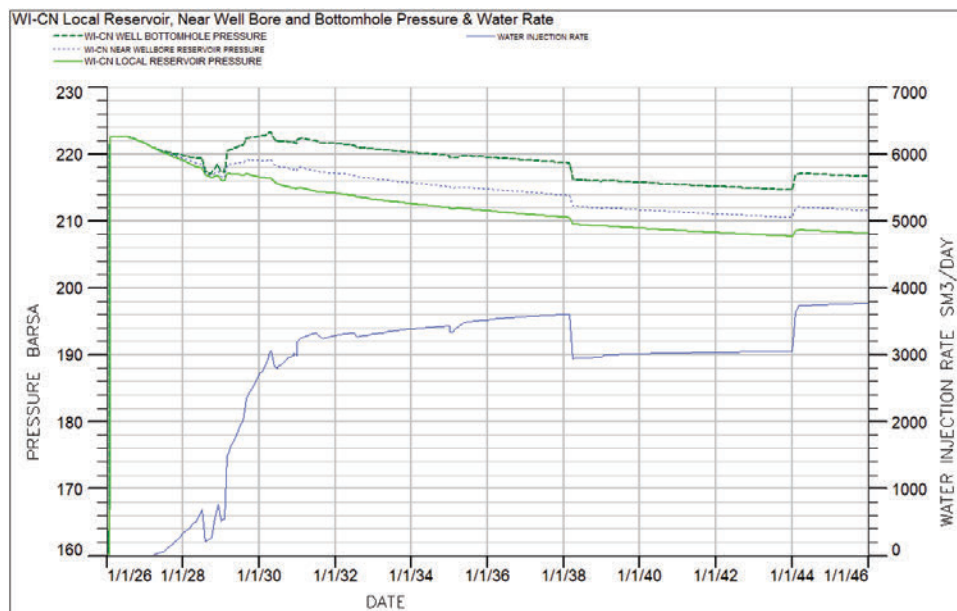
2.4 Verwachtingen

Direct na de start van de productie zal slechts gas en olie geproduceerd worden zonder water en is er dus ook geen waterinjectie. Enkele maanden na de start van de productie zal het eerste water beginnen binnen te stromen in een of meerdere productieputten. Het moment waarop dit gebeurt is echter niet precies aan te geven, vandaar dat er wordt gewerkt met verschillende scenario's voor het verwachte waterdebiet. Uit simulatiemodellen blijkt dat de eerste put al na 7 maanden na de start water zou kunnen produceren.

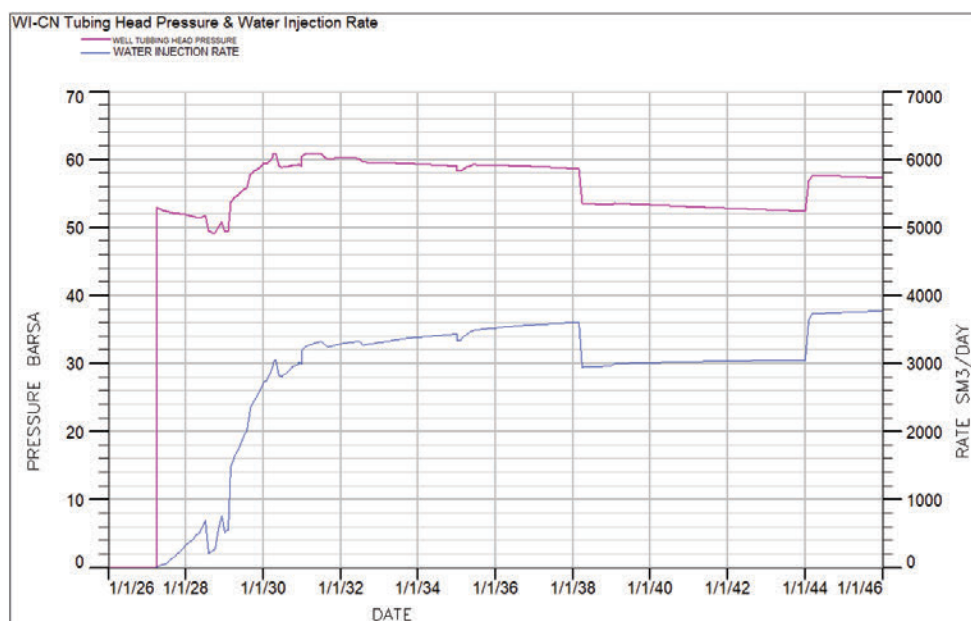
Uit de simulatie modellen blijkt verder dat de druk in de lagen van het voorkomen op de locatie van de geplande waterinjectieput eerst zal dalen door de productie van olie en gas uit het voorkomen. Ook na de start van de waterinjectie zal de druk rond de injectieput langzaam verder dalen. De injectiesnelheid zal vervolgens langzaam oplopen en nog ongeveer 2 à 3 jaar zo laag blijven (<600 m³/d) dat de injectiedruk langzaam zal dalen naar ongeveer 216 bar op een diepte van 1550 m, hetgeen 7 bar lager is dan de oorspronkelijke druk (Figuur 2). Dit lage injectiedebiet kan gemakkelijk worden opgenomen in de doorlaatbare (permeabele) zandsteen lagen. De druk onderin de put en in het reservoir rond de put is ongeveer gelijk omdat de drukverliezen als gevolg van frictie te verwaarlozen zijn. In dezelfde periode is de injectiedruk aan de putmond ("tubinghead") op het platform gedaald van 53 naar 50 bar (Figuur 3).

Na ongeveer 3 jaar zal de waterproductie en daarmee het waterinjectiedebiet versnellen en zal de druk in de injectieput stijgen. De verwachte druk in de lagen van het voorkomen rond de injectieput (reservoir) stijgt met 3 bar naar 220 bar bij een stijging van het injectiedebiet met ruim 2.000 naar 3.000 m³/d, volgens de simulatie modellen (Figuur 2). Op het platform zal de drukstijging groter zijn vanwege drukverliezen als gevolg van het grotere injectiedebiet en de wrijving in de stijgbuis ("tubing"). De verwachte druk aan de putmond stijgt dan van 50 naar 61 bar (Figuur 3).

Na ongeveer 4 a 6 jaar zal de productiecapaciteit van het platform bereikt zijn en zal het waterdebiet nog maar langzaam toenemen. De druk in de gesteentelagen (het reservoir) rond de waterinjectieput zal dan geleidelijk weer gaan dalen. De modellen voorspellen dat die druk ongeveer 210 bar voor 4.000 m³/d na 20 jaar operatie op IJssel. De verwachte druk aan de putmond van de injectieput zal in dezelfde periode ook langzaam dalen naar ongeveer 58 bar.



Figuur 2: Verwachte druk onderin de put ("bottomhole pressure") in donkergroen gestreept, in het gesteente op een afstand van ongeveer 20 m ("near wellbore") in donkerblauw gestippeld en op een afstand van 75 m rond de injectieput ("local reservoir") in lichtgroen doorgetrokken. Alle drie de drukken zijn op een diepte van 1550 m. Ook is het verwachte waterinjectiedebiet ("rate") aangegeven in blauw dun doorgetrokken.



Figuur 3: Verwachte injectiedruk aan de putmond (tubing head pressure) in roze doorgetrokken en het verwachte injectiedebiet (water injection rate) in blauw dun doorgetrokken.

Tijdens de injectie van het water zal een verticale scheur in de zandsteen ontstaan. Dat komt omdat het injectiewater nog wat vaste deeltjes bevat die in de poriën van het gesteente blijven hangen en de doorstroming gedeeltelijk hinderen. De druk rond de injectieput zal dan lokaal stijgen tot de weerstandsdruk van de zandsteen wordt overschreden en er een scheur ontstaat. Deze geïnduceerde scheur zal het injectiewater verderop in de zandsteen laten stromen waardoor de druk in de scheur weer daalt. De vorming van de injectiewater geïnduceerde scheur in het reservoir gesteente is uitgebreid doorgerekend (*referentie 5*).

De weerstandsdruk van de zandsteen ligt waarschijnlijk iets boven de oorspronkelijke reservoir druk van 223 bar op 1550 m diepte. De zandsteen is immers gedeeltelijk niet-geconsolideerd en breekt gemakkelijk zo bleek uit de gesteentekernen en gesteentemonsters die uit de ontdekkingsput ("exploration well") en de twee onderzoeksputten ("appraisal wells") zijn gehaald. De uitgebreide berekeningen van de scheur in de zandsteen van het zandsteen zijn gebaseerd op een hogere en conservatievere weerstandsdruk van 271 bar op 1550 m diepte, hetgeen is afgeleid uit de gesteente spanning gradiënt van 17.5 kPa/m. De scheur zal vervolgens groeien door de tijd en ook met toename van het injectiedebiet. De scheur zal zich verticaal in een horizontale richting ontwikkelen. Deze geïnduceerde scheur zal het meest in horizontale richting groeien omdat de horizontale weerstand tegen de scheurgroei kleiner is dan de verticale weerstand als gevolg van de gelaagdheid in het reservoir. Na jaren van injectie zal de scheur in alle reservoir zandsteen lagen zijn gegroeid maar niet daarbuiten. De verwachting is dat de grootte van de scheur 134 meter lang (twee keer 67 meter "half length") en 23 meter omhoog en 43 meter omlaag zal zijn gegroeid na 30 jaar waterinjectie met een debiet van 4.400 m³/d en een reservoir druk van 210 bar. De injectiewater geïnduceerde scheur heeft geen invloed op de gemiddelde druk van het water in het gesteente rond de injectieput.

De berekeningen laten verder zien dat de injectie geïnduceerde scheur zich ook in uitzonderlijke gevallen binnen de reservoirlagen blijft ontwikkelen, zoals bij een hogere reservoir druk, of bij een slechtere doorlaatbaarheid van het reservoirgesteente of bij een hogere concentratie vaste deeltjes in het water en zelfs ook bij een lagere spanninggradiënt van de afsluitende Landen kleisteen laag. De injectiescheur zal zich onder alle omstandigheden niet in de afsluitende Landen kleilaag ontwikkelen omdat de gesteente-weerstandsdruk van de Landen hoger is dan die van de reservoirlagen van het voorkomen.

Samenvattend, tijdens de injectie van het water zal de gemiddelde druk in het gesteente rond de put niet hoger worden dan de oorspronkelijke druk op die locatie, zo blijkt uit simulatie modellen die de injectie dynamiek voorspellen. Wel ontstaat een geïnduceerde scheur in het reservoirgesteente doordat de weerstandsdruk van de zandsteen lokaal wordt overschreden. De druk in die scheur zal vervolgens niet hoger worden dan de weerstandsdruk van de afsluitende Landen kleisteenlaag die zich boven het reservoir uitstrekt. Bovendien zal de injectiepomp de weerstandsdruk van de Landen kleilaag nooit bereiken wordt.

3 Waterinjectieput

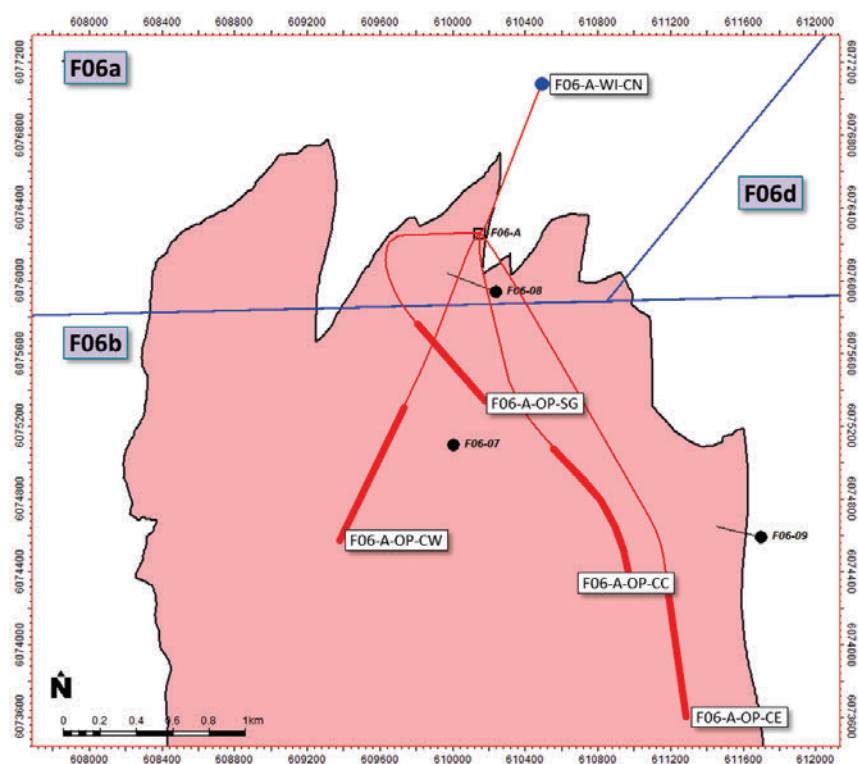
3.1 Aantal putten

Het geproduceerde water zal middels een injectieput vanaf het F06-A platform weer terug in de lagen van het reservoir worden gebracht.

3.2 Putlocatie

De locatie van de geplande waterinjectieput in het reservoir ligt ten noorden van het F06-IJssel gas- en olie voorkomen om voldoende dikte van het reservoir aan te treffen waardoor een hoog injectiedebiet bereikt kan worden. De geplande locatie bevindt zich op voldoende afstand van het gas- en olie voorkomen om er voor te zorgen dat het geïnjecteerde water niet direct in de productieputten stroomt.

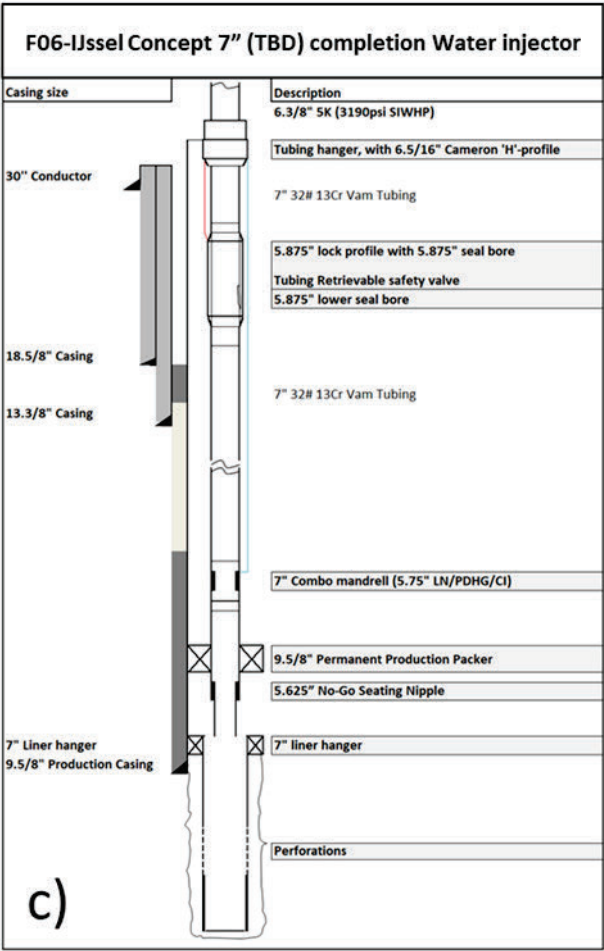
De geplande locatie van de waterinjectieput in de ondergrond staat op het kaart hieronder. Ook staan de locaties van de geplande productieputten daar op. De locatie van de putten in het reservoir is nog niet precies aan te geven en hangt voornamelijk af van de gesteente eigenschappen die worden aangetroffen. Ook is het mogelijk dat een extra waterinjectieputten geboord wordt als blijkt dat delen van het gas- en olie voorkomen extra druk nodig hebben om efficiënt te produceren.



Figuur 4: Overzicht van de geplande boordoelen in F06-IJssel vanaf F06-A. In dikke rode lijnen, de reservoir secties van de productieputten. De blauwe cirkel geeft de waterinjectieput aan. Het rode vlak geeft het bereik van het olie-water contact aan. Projectie UTM31, datum ED50. De zwarte punten geven de locaties van de reeds geboorde en tevens ook afgesloten putten aan, waaronder ontdekkingsput F06-07 en twee onderzoeksputten (appraisal wells) F06-08 en F06-09. De blauwe lijnen geven de licentie grenzen aan.

3.3 Put geometrie

Een waterinjectieput is een conventionele geboorde en afgewerkte put die gedeveerd door de reservoirformaties geboord wordt. Een schematische weergave van zo'n put is aangegeven in de figuur hieronder.



Figuur 5: Schematische weergave van de geplande waterinjectieput. De tekening is niet op schaal

3.4 Corrosie preventie

Er zal een materiaalkeuzestudie worden uitgevoerd ten behoeve van de putafwerking. Er wordt minimaal Chroom 13 staalkwaliteit gebruikt. Op basis van dit onderzoek zal, indien injectie van corrosieremmers nodig is, dit ook worden opgenomen in het ontwerp. Er zal periodiek onderzoek plaatsvinden om de binnenwand van de productiebuïs te inspecteren.

3.5 Thermische effecten

Injectie van water zal de temperatuurgradiënt in de put veranderen. De temperatuur van het geïnjecteerde water is net iets lager dan van het geproduceerde water door een kleine afkoeling op de F06-A installatie. De injectieputten zijn ontworpen om deze temperatuurveranderingen aan te kunnen.

3.6 Onderhoud en inspectie

Put onderhoud en inspecties zullen regelmatig uitgevoerd worden zoals beschreven in de ONE-Dyas Well Integrity Management Strategy (WIMS) en in lijn met ISO 16530-1, 2017 Part 1 Standard for well integrity.

4 Beschrijving reservoir

4.1 Structuur en beschrijving van de gesteente formaties

De koolwaterstoffen in het F06-IJssel voorkomen bevinden zich op ongeveer 1500 meter diepte onder druk in de poreuze zandstenen van de Jurassische Scruff groep. De belangrijkste reservoirgesteenten van deze groep zijn: de Scruff Greensand formatie en Noordsvaarder laagpakketten. De zandstenen hebben fijne tot middelgrote korrels en zijn een paar tot enkele tientallen meters dik; zo nu en dan afgewisseld met kleilagen. De doorlaatbaarheid of ook wel “permeabiliteit” van de zandsteen lagen is relatief hoog en bedraagt ongeveer 1 Darcy. De totale dikte van deze zandsteen lagen neemt toe naar het noordoosten, De verwachte zandsteen dikte is 56 meter bij de geplande waterinjectieput WI-CN.

Boven de zandsteen reservoirs bevinden zich kleilagen die ondoordringbaar zijn voor de reservoir vloeistoffen, waarvan de Landen kleisteen laag de sterkste is. De structuur en de eigenschappen van de gesteente formaties zijn verder beschreven in het Winningsplan (*referentie 1*).

4.2 Afsluitende kleilaag

De Landen kleilaag vormt de afsluitende laag boven de zandsteen (reservoir) lagen van het voorkomen. Deze Landen kleilaag kan een hoge druk weerstaan. Die weerstandsdruk is 299 bar op een diepte van 1550 m, hetgeen is afgeleid uit het resultaat van de “leak-off test” (ook wel LOT) in de F06-09 put in diezelfde laag (*referentie 1*).

De LOT van F06-09 is specifiek uitgevoerd om de sterkte van de Landen Klei formatie te meten. De LOT gaf aan dat de boorvloeistof pas begint weg te lekken bij een dichtheid van de boorvloeistof van 1.97 kg/m³, hetgeen overeenkomt met een druk gradiënt van 19.3 kPa/m.

De Landen kleilaag is ook aanwezig in de andere geboorde putten F06-07 en F06-08. De Landen kleilaag heeft een dikte van ongeveer 10 m boven het voorkomen en de dikte neemt toe naar het noordwesten.

4.3 Maximale procesdruk

De maximale druk van het geïnjecteerde water in de ondergrond zal nooit hoger worden dan de weerstandsdruk van de afsluitende Landen kleilaag.

De weerstandsdruk van de Landen kleilaag bedraagt 299 bar op 1550 m diepte. Dat komt overeen met een druk van 132 bar op het F06-A platform, gebaseerd op een statische/stilstaande waterkolom van 1580 m en een dichtheid van 1.08 kg/m³ van het injectiewater. De maximale druk die de injectiepomp op F06-A kan leveren, en daarmee de maximale procesdruk zal hier altijd onder liggen. Op deze manier is de maximale procesdruk ruim lager dan de weerstandsdruk van de Landen kleilaag.

De waterinjectie pomp op het platform zal het water maximaal 120 bar druk meegeven. De druk van het injectiewater in het reservoir op 1550 m diepte zal dan maximaal 287 bar zijn gebaseerd op een stilstaande waterkolom met soortelijke dichtheid 1.08 kg/l plus de maximale pomp druk. Deze maximale druk is alleen mogelijk als er geen stroming optreedt en er dus niet geïnjecteerd wordt. Die waterdruk in het gesteente zal dus altijd lager zijn dan de druk die maximaal door het proces veroorzaakt kan worden. De werkelijke druk van het geïnjecteerde water in het gesteente rond de put ligt lager vanwege frictie verliezen als gevolg van stroming door de stijgbuis (tubing) en door de perforaties van de put. Die water druk in het gesteente zal dus altijd lager zijn dan de druk die maximaal door het proces veroorzaakt kan worden.

5 Operationele werkzaamheden

5.1 Verantwoordelijkheden

De Offshore Installation Manager (OIM) is verantwoordelijk voor de werking van het waterinjectiesysteem op F06-A binnen de gestelde grenzen en voorwaarden.

5.2 Goedgekeurde waterstromen

Alleen water afkomstig uit het F06 IJssel reservoir wordt geïnjecteerd in hetzelfde reservoir. Andere waterstromen worden niet geaccepteerd.

5.3 Drukcontrole van de waterinjectie pomp

De geleverde druk van de waterinjectiepomp wordt continue gemeten en gecontroleerd. Waterinjectiepompen zijn uitgerust met over- en onderdrukbeveiliging. De overdrukbeveiliging zorgt ervoor dat de pomp geen hogere druk zal leveren dan de maximale toegestane injectiedruk.

Het uitschakelen van een pomp wordt geregistreerd in de controlekamer. Uitschakeling kan worden veroorzaakt door overdruk als gevolg van verstopping in procesonderdelen of in het reservoir. Dergelijke problemen kunnen leiden tot verlies van injectiecapaciteit. Verlies van injectiecapaciteit als gevolg van verstopping van het reservoir kan worden opgelost door putinterventie.

Uitschakeling na onderdrukalarm kan worden veroorzaakt door een lekkage, een mechanisch probleem met de waterinjectie installatie of de plotselinge vorming van een injectiewater geïnduceerde scheur in het reservoirgesteente. Eventuele lekkages worden door het personeel van de controlekamer geobserveerd, waarna de storing wordt gerepareerd. Een breuk van het afsluitende kleilaag boven het reservoirgesteente zal niet plaatsvinden, omdat de maximale veilige injectiedruk wordt gehandhaafd. De injectiedruk wordt continu geregistreerd en elke drukverandering kan direct worden gedetecteerd.

5.4 Well Injectiecapaciteit Controle

De capaciteit van de waterinjectie in het reservoirgesteente zal regelmatig gecontroleerd worden met behulp van twee testen, inclusief de "step-rate test" en de "pressure fall-off test".

Bij een "step-rate test" zal het injectiedebiet op verschillende opeenvolgende en toenemende niveaus voor een aantal uren constant gehouden worden. Bij een "fall-off test" wordt de waterinjectie kort stop gezet. Uit de gemeten daling van de druk aan de putmond ("tubing head") kan de actuele weerstandsdruk (ook wel "fracture initiation pressure" of "fracture propagation pressure") van het reservoirgesteente diep in de ondergrond bepaald worden.

6 Monitoring en rapportage

6.1 Monitoring

Het debiet van het injectiewater zal continu worden gemeten. Het dagelijks geïnjecteerde volume wordt gerapporteerd in de dagelijkse rapportageroutine en gearhiveerd in de productiedatabase, en als zodanig beschikbaar voor rapportage.

De hoeveelheid opgeloste oliedeeltjes in het geïnjecteerde water wordt continu gemeten met een inline olie in water meter.

De samenstelling van het injectiewater wordt twee keer per jaar/jaarlijks bemonsterd en uitgebreid geanalyseerd in een laboratorium op de volgende componenten:

- Gedispergeerde olie;
- BTEX;
- Zware metalen.

De mijnbouwchemicaliën die in het injectiewater terecht kunnen komen, worden al gecontroleerd en bemeten om te voldoen aan de Mijnbouwregeling voor het gebruik en de lozing van mijnbouwchemicaliën.

De injectiedruk wordt continue gemeten na de injectiepomp aan de putmond ("tubing head") van de injectieput. In het waterinjectie monitoringsysteem is een logica ingebouwd om de injectieput automatisch te reduceren middels smoorkleppen. Op de smoorkleppen worden regelmatig onderzoek uitgevoerd om de integriteit te controleren en te controleren op tekenen van inwendig metaalverlies.

Annuli-drukken (zowel A- als B-annuli) van de injectieputten worden continu gemeten door druktransmitters en deze druk trends worden bestudeerd tijdens driemaandelijkse Annuli Pressure Reviews om te zoeken naar eventuele afwijkingen. De continue en dagelijkse metingen zullen gebruikt worden om de injectiecapaciteit van het water in het reservoir continu te monitoren en maatregelen te nemen in geval van plotselinge en geleidelijke afwijkingen.

6.2 Jaarlijkse rapportage

De jaarlijkse rapportage zal worden uitgevoerd conform de verplichtingen in de Omgevingsvergunning met weergave van analyseresultaten, hoeveelheid verbruikte mijnbouwchemicaliën en injectiedruk en -volume.

Dit Waterinjectie management plan zal jaarlijks worden geëvalueerd en samen gerapporteerd met de gegevens als opgenomen in paragraaf 6.1 aan de Inspecteur Generaal van Staatstoezicht op de Mijnen binnen 4 maanden na elk kalenderjaar.

In deze rapportage zullen ook uitgevoerde reparaties, waargenomen afwijkingen in drukken en andere wijzigingen worden opgenomen.

De rapportages zullen 5 jaar worden bewaard.

7 REFERENTIES

1. Winningsplan, Aanvraag Instemming Winningsplan Voorkomen F06-IJssel , januari 2025
2. F06-A Vergunningaanvraag Omgevingswet, juni 2024
3. Panterra Report: F06 IJssel Unit – Produced Water Re-Injection Study, March 2023
4. Panterra Report: F06 IJssel Unit – Additional Scale and Asphaltenes Assessment for Produced Water Injection, Project 2300243, January 2024
5. Panterra Report: F06 IJssel Unit – PWRI Fracture Containment Study, January 2025