



> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

Eni Netherlands CCUS B.V
Prinses Beatrixlaan 5
2595 AK, Den Haag

Datum 11-12-2024
Betreft Vergunning pijpleiding (artikel 94 Mijnbouwbesluit), naar
injectieplatform L10-R van Eni Netherlands CCUS B.V.

**Programma DG Groningen en
Ondergrond**

Directie Transitie Diepe
Ondergrond

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

www.rijksoverheid.nl/kgg

Ons kenmerk

PDGGO-DTDO / V-69192

Uw kenmerk

Bijlage(n)

Ontwerpbesluit

Geachte directie,

Hierbij treft u een ontwerpbesluit aan van de Minister van Klimaat en Groene Groei, voor een vergunning ingevolge artikel 94 van het Mijnbouwbesluit voor de CO₂ verbindingsleiding van het CO₂ distributieplatform naar injectieplatform L10-R, ten behoeve van het Aramis-initiatief.

Ik ben voornemens de vergunning te verlenen. In dit besluit wordt nader gemotiveerd hoe tot dit besluit is gekomen.

Het besluit is als volgt opgebouwd:

1. Onderwerp
2. Procedurele Aspecten
3. Inhoudelijke beoordeling
4. Advisering op de vergunningaanvraag
5. Zienswijzen
6. Besluit
7. Beroep

Bijlage 1 Voorschriften

Het ontwerpbesluit ligt van ... tot ter inzage. De kennisgeving van het ontwerpbesluit is op XX XX 2024 gepubliceerd in de Staatscourant, jaargang, nummer.

Het coördinatiebesluit, het ontwerpbesluit, de vergunningaanvraag en bijbehorende stukken liggen ter inzage en zijn digitaal ter beschikking gesteld op de project pagina van Aramis <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/aramis>.

INHOUDSOPGAVE:

1. DE VERGUNNINGAANVRAAG	3
1.1. Onderwerp	3
1.2. Omschrijving van de pijpleiding	3
1.3. Inhoud van de vergunningaanvraag	4
2. PROCEDURELE ASPECTEN	5
2.1. Bevoegd gezag	5
2.2. voorbereidingsprocedure	5
2.3. Ontvankelijkheid	6
2.4. Adviezen	7
3. BEOORDELING VERGUNNINGAANVRAAG	8
3.1. Algemene eisen pijpleidingen	8
3.2. Milieueffectenrapportage	8
3.3. Emissies naar het water	9
3.4. Besluit activiteiten leefomgeving	12
3.5. Ongewone voorvallen en overige voorvallen	12
3.6. Integriteit pijpleiding	13
3.7. Tracékruisingen	14
3.8. Geluid	14
3.9. Tracéonderzoek / archeologie	15
3.10. Niet gesprongen explosieven	16
3.11. Energieverbruik en CO ₂ balans	17
3.12. Afval	17
3.13. Stikstofdepositie	17
3.14. Natuur	18
3.15. Beëindiging van de activiteit	18
4. ADVISERING OP DE VERGUNNINGAANVRAAG	19
4.1. Inhoud en beoordeling van de adviezen	19
5. ZIENSWIJZEN	20
6. BESLUIT	20
7. BEROEP	21
BIJLAGE 1 VOORSCHRIFTEN BIJ DEZE VERGUNNING	22
BIJLAGE 2 MEDEDELINGEN BEHOREND BIJ DEZE VERGUNNING..	26

PDGGO-DTDO / V-69192

1. De vergunningaanvraag

1.1. Onderwerp

Op 1 juli 2024 heeft Eni Netherlands CCUS B.V. (hierna: Eni) te Den Haag een aanvraag om een vergunning, als bedoeld in artikel 94 van het Mijnbouwbesluit (hierna: Mbb) ingediend.

Een consortium onder de naam Aramis wil een transportinfrastructuur ontwikkelen om koolstofdioxide (hierna: CO₂) op te slaan in lege offshore gasvelden. Een belangrijk onderdeel van deze infrastructuur is een pijpleiding, waarmee de CO₂ vanaf het Aramis distributieplatform in de Noordzee naar het injectieplatform L10-R op de Noordzee wordt getransporteerd. Voor deze pijpleiding is een vergunning, bedoeld in artikel 94 van het Mijnbouwbesluit (hierna: Mbb) vereist. Met de vergunningaanvraag van 1 juli 2024, aangevuld op 19 september 2024 vraagt Eni aan het ministerie van Klimaat en Groene Groei (hierna: KGG) toestemming voor de aanleg van deze pijpleiding. De vergunningaanvraag heeft het zaaknummer V-69192.

De vergunningaanvraag is ook de mededeling voornemen in het kader van de (project) mer-beoordelingsplicht (hierna: mededeling). Het bevat informatie om te bepalen of het opstellen van een milieueffectrapport (hierna: MER) al dan niet nodig is.

1.2. Omschrijving van de pijpleiding

De vergunningaanvraag en de mededeling zien op de aanleg en ingebruikname van een pijpleiding voor het transport van CO₂ tussen het distributieplatform voor CO₂ op de Noordzee en het injectieplatform L10-R in blok L10 op de Noordzee.

De pijpleiding bestaat uit de volgende onderdelen.

- De piglauncher, ook wel rager-verzendinstallatie op het distributieplatform genoemd;
- De eerste isolatieafsluiter op het distributieplatform;
- De stalen pijpleiding van circa 23 km;
- De isolatieafsluiter op het injectieplatform L10-R;
- De pigreciever op het injectieplatform L10-R.

De vergunning voor de pijpleiding wordt voor onbepaalde tijd aangevraagd. De pijpleiding wordt ontworpen voor een levensduur van ten minste 30 jaar.

Bij het ontwerp van de pijpleiding wordt onderzocht of dit zodanig kan worden uitgevoerd dat de natuur hier voordeel van heeft. Hiermee wordt invulling gegeven aan de afspraken uit het Noordzeeakkoord (NZA) over natuurversterkend

bouwen. Het natuurversterkend bouwen valt buiten de reikwijdte van de onderhavige vergunningaanvraag. Wanneer duidelijk is waar natuurversterkend gebouwd wordt onderzoekt de aanvrager of en in welk kader hier toestemming voor nodig is van het bevoegd gezag, het Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur (hierna: LNV).

PDGGO-DTDO / V-69192

1.3. Inhoud van de vergunningaanvraag

De vergunningaanvraag bestaat uit de volgende onderdelen:

- Rapport Aanvraag Mbb-vergunning pijpleiding inclusief mededeling voornemen ten behoeve van mer-beoordeling, referentie ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2041, status Definitief/02, datum 19 september 2024;
- Bijlage 1, L10 CCS Project L10 Spurline Design Premise, Doc no. L10-A_PM-007-0003, datum 4 januari 2023;
- Bijlage 2, Aramis Pipeline Route Integrated Geophysical Survey Results Report, document number NL-ARM-100-ARM1-100007, datum 8 december 2023;
- Bijlage 3, Rapport Zeebodem, inclusief morfologie, archeologie en niet gesprongen explosieven, MER Aramis CO2 transportinfrastructuur, referentie: ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2025, status definitief/01, datum 9 februari 2024;
- Bijlage 4, L10 CCS Project (Phase 1) FEED Engineering, spurline route review report, Doc.no. L10-R_PP-151-0002, 17 januari 2024;
- Bijlage 5a, L10 CCS Phase 1 Project (Phase 1) FEED Engineering Transient Analysis Model & Report Spurline (GP-075), referentie: L10-R_PS-151-0005 van datum 16 september 2024;
- Bijlage 5b, L10 CCS Phase 1 Project (Phase 1) FEED Engineering Steady State Hydraulic Analysis Report Spurline (GP-075), referentie: L10-R_PS-151-0004 van datum 7 augustus 2024;
- Bijlage 6a, Aramis pipeline routing desktop study - Expected Site Conditions, referentie R201644 03, datum 10 februari 2022;
- Bijlage 6b, Aramis pipeline an archaeological assessment of geophysical survey results Periplus Archeomare Referentie 22A030-01, datum 31 augustus 2023;
- Bijlage 6c, Aramis pipeline an archaeological assessment of geophysical survey results, Final report, datum 31 augustus 2023, Periplus Archeomare referentie 22A030-01;
- Bijlage 6d, Brief RCE, datum 21 augustus 2023 betreffende Geofysisch conceptrapport Aramis 22A030-01;
- Bijlage 7, trace en ligging van bestaande pijpleidingen en kabels, overall field layout L10 spurline for CO2 import, referentie L10-R_PP-096-0001, datum 13-februari 2024;
- Bijlage 8, Participatieplan Aramis initiatief, fase milieueffectrapportage t/m voorkeursalternatie, herziene versie Oktober 2023, documentnummer NL-ARM-PFE-B10-ENV-GEA-0299;
- Bijlage 9a, Rapport Natuurtoets Aramis CCS, soortenbescherming, referentie ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2005, status definitief/1, datum 9 februari 2024;

- Bijlage 9b, Natuurtoets, Gebiedsbescherming Aramis, MER Aramis CO2-transportinfrastructuur, referentie ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2004, status definitief/01, datum 9 februari 2024;
- Bijlage 10, Rapport Nautische Veiligheid, MER Aramis CO2-transportinfrastructuur, referentie ARM-PFE-B10-ENV-EIA-2007, status definitief/01, datum 9 februari 2024.

PDGGO-DTDO / V-69192

2. Procedurele aspecten

2.1. Bevoegd gezag

Gelet op artikel 94, eerste lid, van het Mbb is de Minister van Klimaat en Groene Groei (hierna: ik) bevoegd te beslissen op deze vergunningaanvraag.

2.2. voorbereidingsprocedure

Deze beschikking is voorbereid met de uniforme openbare voorbereidingsprocedure als bedoeld in afdeling 3.4 van de Awb.

Ingevolge artikel 96, eerste lid van het Mbb, beslis ik over de aanvraag om een omgevingsvergunning binnen acht weken na ontvangst van de aanvraag, tenzij sprake is van een MER-plicht of wanneer de projectprocedure van toepassing is.

Projectprocedure en coördinatie

In artikel 141a, eerste lid, aanhef en onder b, en c van de Mijnbouwwet (hierna: Mbw) is bepaald dat voor het Aramis-initiatief een projectbesluit als bedoeld in afdeling 5.2 van de Ow (procedure) wordt vastgesteld. Hieruit volgt dat afdeling 3.4 van de Awb moet worden toegepast op de voorbereiding van een projectbesluit (artikel 16.71, eerste lid, onder a, van de Ow).

Op grond van artikel 141a, tweede lid, van de Mbw, is artikel 16.7 van de Omgevingswet (hierna: Ow) van toepassing bij de coördinatie van de besluiten ter uitvoering van projectbesluiten als bedoeld in het eerste lid. Dat wil zeggen dat de coördinatieregeling zoals opgenomen in afdeling 3.5 van de Algemene wet bestuursrecht (hierna: Awb) van toepassing is op de voorbereiding van besluiten ter uitvoering van het projectbesluit. Dit besluit is één van de besluiten die nodig zijn voor het Aramis-initiatief. Daarom is ook op dit besluit de coördinatieregeling uit afdeling 3.5 van de Awb van toepassing.

Afdeling 3.4 van de Awb

Uit afdeling 3.5, artikel 3.25 eerste lid van de Awb, volgt dat indien afdeling 3.4 Awb van toepassing is op de voorbereidingsprocedure van één van de te nemen besluiten, deze afdeling van toepassing op alle te nemen besluiten. Aangezien afdeling 3.4 Awb moet worden toegepast voor een aantal besluiten binnen het Aramis-initiatief moet voor de aanvraag om een vergunning voor de pijpleiding eveneens de uitgebreide voorbereidingsprocedure wordt gevolgd.

Gelet op het voorgaande is de uniforme openbare voorbereidingsprocedure van toepassing op de aanvraag (afdeling 3.4 van de Awb). In dat kader ligt het ontwerpbesluit gedurende zes weken ter inzage.

PDGGO-DTDO / V-69192

Artikel 3.24 stelt dat de termijn voor het nemen van een beslissing aanvangt op de datum dat de laatste aanvraag is ontvangen.

Ik heb een gecoördineerde voorbereiding van de besluiten voor het Aramis-initiatief bevorderd. Onderhavig besluit is als volgt voorbereid:

- Op [datum] is op grond van 141a, eerste lid, van de Mbw het onderhavige besluit aangewezen als besluit dat ook gecoördineerd wordt voorbereid en bekendgemaakt;
- op [datum] is een kennisgeving met betrekking tot het ontwerp gepubliceerd in de Staatscourant;
- op [datum] is door de minister voor Klimaat en Groene Groei een ontwerp van het besluit aangezonden;
- het ontwerp van het besluit heeft van [datum] tot en met [datum] ter inzage gelegen bij [locatie];
- er zijn [aantal] informatieavonden georganiseerd, op [data], waarbij de mogelijkheid werd geboden mondeling zienswijze naar voren te brengen.

Kennisgeving

De kennisgeving van dit ontwerpbesluit is op2024 gepubliceerd in de Staatscourant. Dit ontwerpbesluit, de vergunningaanvraag, en bijbehorende stukken liggen van2024 tot en met2024 ter inzage bij het Ministerie van Klimaat en Groene Groei en is digitaal ter beschikking gesteld op www.mijnbouwvergunningen.nl en op www.rvo.nl.

2.3. Ontvankelijkheid

Na ontvangst van de vergunningaanvraag is deze getoetst aan hoofdstuk 6 van het Mbb. In verband met het ontbreken van een aantal gegevens is de aanvrager in de gelegenheid gesteld om de vergunningaanvraag aan te vullen.

De aanvullende gegevens zijn op 19 september 2024 ontvangen. Na ontvangst van de aanvullende gegevens is de vergunningaanvraag opnieuw getoetst op volledigheid.

Ingevolge artikel 1.7.1 van de Mijnbouwregeling (hierna: Mbr) moet bij de aanvraag om een vergunning tot aanleg van een pijpleiding gegevens worden verstrekt omtrent:

- a. het tijdvak waarvoor de vergunning wordt gevraagd;
- b. het traject van de pijpleiding;
- c. de wijze waarop de pijpleiding wordt aangelegd en de diepte waarop de pijpleiding in de bodem wordt gelegd;
- d. de resultaten van het onderzoek van het voorgenomen traject in een strook van 600 meter, waarvan de as van de strook samenvalt met het gekozen traject, en waarin is beschreven:

1. het profiel van de zeebodem;
 2. de aanwezige obstakels;
 3. de ligging van bestaande pijpleidingen en kabels;
 4. de grondmechanische eigenschappen;
 5. de stratigrafie van de zeebodem, en
 6. de analyse en kwaliteit van de bodemonsters en sonderingen;
- e. een rapport van het voorontwerp van de pijpleiding waarin is beschreven:
1. de eigenschappen en diameter van de pijpleiding;
 2. de stoffen die erin worden vervoerd;
 3. een analyse van de veiligheids- en milieurisico's, en
 4. de tijd gedurende welke de pijpleiding wordt gebruikt voor het vervoer van die stoffen.

In het kader van de in artikel 93 Mbb geformuleerde eisen, is artikel 10.1 van de Mbr tevens van belang. In deze bepaling staat dat de eigenschappen, de aanleg en de ligging van alsmede het onderhoud aan een pijpleiding in elk geval voldoen aan de in artikel 93, eerste en tweede lid, van het besluit bedoelde eisen, indien kan worden aangetoond dat wordt voldaan aan NEN 3650-1:2020, NEN 3650-2:2020+A1: 2024, NEN 3651:2020, NEN 3656:2022.

Ik ben van oordeel dat de vergunningaanvraag met de aanvullende gegevens voldoende informatie bevat om te beoordelen of de pijpleiding zal voldoen aan de in artikel 93 van het Mbb gestelde eisen. De vergunningaanvraag is dan ook in behandeling genomen.

2.4. Adviezen

Gelet op artikel 127, eerste lid, onder b, van de Mijnbouwwet is de vergunningaanvraag ter advies verzonden aan de Inspecteur generaal der Mijnen (Staatstoezicht op de Mijnen, hierna: SodM). Gezien de impact van de aanvraag en het gebied waarop deze vergunningaanvraag betrekking heeft zijn aanvullend de volgende instanties/bestuursorganen om advies gevraagd:

- Rijkswaterstaat Zee en Delta (RWS);
- De Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed van het ministerie van Onderwijs, Cultuur en Wetenschap (RCE);
- Kustwacht Nederland (Kustwacht).

Sodm

Op 5 juli 2024 is een adviesverzoek naar SodM verstuurd. SodM heeft op 30 juli 2024 een advies uitgebracht.

RWS

Op 5 juli 2024 is een adviesverzoek naar RWS verstuurd. RWS heeft op 2 augustus 2024 een advies uitgebracht.

RCE

Op 5 juli 2024 is een adviesverzoek naar de RCE verstuurd. De RCE heeft op 8 augustus 2024 een advies uitgebracht.

PDGGO-DTDO / V-69192

Kustwacht

Op 5 juli 2024 is een adviesverzoek naar de Kustwacht verstuurd. De Kustwacht heeft op 2 augustus 2024 een advies uitgebracht.

In paragraaf 4.1 wordt nader ingegaan op de ontvangen adviezen.

3. Beoordeling vergunningaanvraag

3.1. Algemene eisen pijpleidingen

Ingevolge artikel 94, tweede lid van het Mbb moet de vergunning worden geweigerd indien de pijpleiding niet voldoet aan de in artikel 93 van het Mbb gestelde eisen. Die eisen zijn:

1. Een pijpleiding bestaat uit pijpen die voldoende sterk zijn en op doelmatige wijze met elkaar zijn verbonden. De pijpleiding is tegen corrosie en uitwendige krachten beschermd.
2. De ligging van de pijpleiding is zodanig dat geen schade wordt veroorzaakt of zoveel mogelijk voorkomen.
3. De eigenschappen, de aanleg, de ligging en het onderhoud van de pijpleiding voldoen aan bij ministeriële regeling te stellen eisen.

Uit de aanvraag blijkt dat in het ontwerp van de aangevraagde pijpleiding rekening is gehouden met deze eisen. Veiligheidsvoorzieningen en maatregelen worden genomen om de leiding op een veilige manier aan te leggen, schade te voorkomen aan reeds aanwezige leidingen en kabels en om de leiding op een veilige manier te kunnen gebruiken. Daarnaast is rekening gehouden met de omgeving.

De vergunning voor een pijpleiding kan onder beperkingen worden verleend en daaraan kunnen voorschriften worden verbonden in verband met risico op schade.

In de volgende paragrafen van dit hoofdstuk toets ik aan de hand van de vergunningaanvraag of aan de eisen van met name de Mbr wordt voldaan, maar ook onderwerpen die aanvullend in de vergunningaanvraag zijn opgenomen worden in dit hoofdstuk getoetst.

3.2. Milieueffectenrapportage

Ingevolge artikel 16.43 eerste lid, onder b, van de Ow, juncto artikel 11.6, eerste lid, van het Omgevingsbesluit (hierna: Ob), geldt op grond van categorie J9 van bijlage V van het Ob, voor de aanleg van een buisleiding voor het transport van

kooldioxide stromen voor geologische opslag een MER-plicht. Uit de aanvraag blijkt dat er geen sprake is van een buisleiding met een diameter groter dan 0,8 meter en een lengte van meer dan 40 km waardoor de beoogde activiteit niet MER-plichtig is.

PDGGO-DTDO / V-69192

De term buisleiding staat hierin synoniem voor het begrip pijpleiding, dat in de Mijnbouwwet- en regelgeving wordt gehanteerd.

Opgemerkt wordt dat voor het gehele Aramis-initiatief een gecombineerd plan- en project-MER is opgesteld waarin de milieueffecten van de verbindingssleidingen als onderdeel van het geheel zijn beschouwd. Het MER is bedoeld om de effecten van het voorgenomen project voor het milieu inzichtelijk te maken en zo de milieubelangen een volwaardige plaats bij de besluitvorming op de vergunningaanvraag te geven. Om die reden is het gecombineerde plan- en project-MER wel bij dit besluit betrokken.

Gelet op het bepaalde in artikel 16.43, tweede lid, van de Ow, heb ik geen aparte m.e.r.-beoordeling gemaakt voor de onderhavige verbindingssleiding, omdat voor het gehele Aramis-initiatief reeds een MER is opgesteld.

Over het MER geeft de commissie MER (hierna: Cmer) een oordeel. De Cmer wordt uiterlijk op het moment van de terinzagelegging van het milieueffectrapport in de gelegenheid gesteld daarover te adviseren. Het oordeel van de Cmer verwacht ik na de terinzagelegging van het ontwerpbesluit waarna dit in het definitieve besluit wordt verwerkt.

3.3. Emissies naar het water

Uit de vergunningaanvraag volgt dat als afsluitend onderdeel van de constructiefase van de pijpleiding, deze wordt geïnspecteerd en getest. De exacte wijze van de eindinspectie en het testen ligt nog niet vast maar voorlopig wordt ervan uitgegaan dat drukvastheid met een hydrotest wordt beproefd. Hierbij wordt de leiding, die tot dat moment droog was, gevuld met gefilterd zeewater waaraan chemicaliën worden toegevoegd om onder andere corrosie tegen te gaan tijdens het testen. Vervolgens worden diverse 'pigs' door de leiding gepompt met geconditioneerd zeewater om de leiding te reinigen, te inspecteren op onder andere deuken en knikken en om de leiding hydrostatisch te testen. De verwachting is dat deze beproeving in circa 90 dagen wordt uitgevoerd. Hierna wordt de leiding droog geblazen met lucht, gevuld met stikstof om corrosie tegen te gaan en aan beide zijden afgedicht tot ingebruikname.

De verwachting is dat drie spoelgangen nodig zijn met ieder een volume van ongeveer 1.500 m³ zeewater om de pijpleiding voldoende te testen en te spoelen. Er wordt onderzocht of het mogelijk is om het testwater niet te conditioneren, maar als nadere studies aantonen dat conditionering vereist is, wordt uitgegaan dat voor het conditioneren de volgende typen stoffen in het water worden gedoseerd:

- **Oxygen scavenger (zuurstofvanger):** Oxygen scavenger wordt gebruikt om de in het testwater opgeloste zuurstof te binden zodat het zuurstof niet het staal van de pijpleiding kan aantasten. De zuurstofvanger moet worden geselecteerd als wateroplosbaar, zwak bio-accumulerend, minder giftig en snel reagerend met opgeloste zuurstof. Een zuurstofvanger zoals ammoniumbisulfiet heeft deze kenmerken, of een gelijkwaardig equivalent. De te doseren concentratie is afhankelijk van het zuurstofgehalte van het testwater.
- **Biociden:** In lage concentraties, doorgaans 100 – 200 ppm bij een testduur van 90 tot 180 dagen, om biologische groei in het water te remmen. Biologische groei kan de leidingwand vervuilen of aantasten. De toe te passen biociden moeten biologisch afbreekbaar zijn, niet of zwak bio-accumulerend en het minst giftig zijn.
- **Corrosie-inhibitor:** Om corrosie van de leidingwand te remmen, indicatieve concentratie 100 ppm. De toe te passen inhibitor is olie-oplosbaar en waterdispergeerbaar en moet biologisch afbreekbaar zijn.

Eni selecteert bij voorkeur chemicaliën met een lage impact maar die wel aan de operationele vereisten voldoen. Deze beoordeling zal gebaseerd zijn op vastgestelde Hazard Quotients (HQ-)waarden (volgens het huidige CEFAS-register op het moment van gebruik) en leveranciersspecificaties. Uit de vergunningaanvraag volgt dat nog geen specifieke chemicaliën voor de testwaterconditionering zijn geïdentificeerd, maar Eni verplicht zich ertoe alleen chemicaliën te gebruiken die zijn geregistreerd onder REACH en HOCNF. Biocides zullen daarnaast volgens de vergunningaanvraag zijn geregistreerd in de databank van het College voor de toelating van gewasbeschermingsmiddelen en biociden (Ctgb) of de Europese ECHA-database.

Door Eni wordt onderzocht wat er na gebruik met het hydrotestwater moet worden gedaan. Vanwege de benodigde grote hoeveelheid hydrotestwater wordt het opvangen van dit water voor behandeling aan land volgens Eni als niet realistisch beschouwd. Momenteel worden de opties onderzocht om deze vloeistof offshore te lozen op de D-Hub-locatie of elders. Voor het vanaf een mijnbouwinstallatie of via pijpleiding lozen van chemicaliën gelden de verplichtingen van paragraaf 9.2. Gebruik en lozing van chemicaliën, van het Mbr. Zo is bijvoorbeeld op basis van artikel 9.2.5 van het Mbr een ontheffing voor het lozen van chemicaliën noodzakelijk. Bij een eventuele lozing moet het hydrotestwater voldoen aan de eisen van hoofdstuk 9 van de Mbr.

Ingevolge artikel 9.2.2a van de Mbr moet de uitvoerder er zorg voor dragen dat het gebruik of de lozing van chemicaliën, bedoeld in paragraaf 9.2 van de Mbr beperkt blijft tot hetgeen strikt noodzakelijk is. In dat kader verbind ik een voorschrift aan dit besluit, wat ertoe strekt dat een gedegen onderzoek wordt uitgevoerd naar:

- Het voorkomen van lozingen, waarbij bijvoorbeeld een druktest met lucht wordt beschouwd;
- Als dat niet mogelijk is hoe de lozing zoveel als mogelijk wordt beperkt;

- De gevolgen voor het milieu bij lozingen van de voorziene vracht.

PDGGO-DTDO / V-69192

Dit onderzoek moet worden uitgevoerd door een onafhankelijk, deskundig bureau en de opzet van dit onderzoek moet met mij worden afgestemd en goedgekeurd.

Ontheffing druktest

De mogelijkheid wordt onderzocht om een ontheffing voor de hydrostatische druktest van de leiding te verkrijgen omdat de leiding in principe al voldoet aan de testeisen vanwege de zeer strenge eisen die aan het fabricageproces worden gesteld. Zo wordt er bijvoorbeeld een hydrostatische test per pijpstuk in de fabriek uitgevoerd en worden alle lassen ultrasoon getest op eventuele lasfouten. De te kiezen optie wordt op grond van nadere studie vastgesteld en gecommuniceerd met het bevoegd gezag.

Kathodische bescherming

Uit de vergunningaanvraag volgt dat de pijpleiding is voorzien van passieve kathodische bescherming toegepast in de vorm van opofferingsanodes. Uit de vergunningaanvraag blijkt de opofferingsanoden bestaan uit blokken van een aluminiumlegering, namelijk aluminium en zink. Omdat de anoden uit een onedelere metaallegering bestaan dan het staal van de pijpleiding, corroderen de anodes bij eventuele beschadigingen van de coating eerder dan het staal van de leiding en voorkomen op deze wijze dat de stalen leiding corrodeert. De opofferingsanoden worden verspreid over de gehele leidinglengte aangebracht. De toepassing van een kathodisch beschermings-systeem is stand der techniek in aanvulling op de uitwendige bekleding, die de eerste beschermingslaag vormt. Tijdens de levensduur van de leiding lossen de opofferingsanoden langzaam op in het zeewater en resulteren daarbij in een emissie naar water. Deze emissie treedt op tijdens de hele levensduur van de pijpleiding. Het ontwerpgewicht voor de opofferingsanodes voor de gehele pijpleiding op basis van een 30 jarige bescherming is volgens vergunningaanvraag 3.700 kg. Als conservatief wordt uitgegaan dat alle anodes in 30 jaar volledig oplossen resulteert dit volgens de vergunningaanvraag in een jaarlijkse emissie naar water van 229 kg aluminium, 12 kg zink en een minimale hoeveelheid aan overige stoffen. Deze emissie treedt op over de gehele lengte van de pijpleiding van 23 km. Gezien de langzame geleidelijke oplossing en het grote volume zeewater waarin de anoden oplossen, leidt deze emissie volgens de vergunningaanvraag tot een niet of nauwelijks meetbare concentratieverhoging van de anodecomponenten in zeewater.

Ik onderschrijf de conclusie dat het toepassen van kathodische bescherming stand der techniek is. Als gevolg daarvan zijn emissies zoals hiervoor genoemd onvermijdelijk. Ik acht deze emissie acceptabel, maar ben wel van oordeel dat het toepassen van kathodische bescherming moet worden beschouwd in het MER wat voor het gehele Aramis-initiatief is opgesteld. De Cmer wordt uiterlijk op het moment van terinzagelegging van het milieueffectrapport in de gelegenheid gesteld daarover te adviseren. Het advies van de Cmer verwacht ik na de terinzagelegging van dit ontwerpbesluit waarna dit in het definitieve besluit wordt verwerkt.

3.4. Besluit activiteiten leefomgeving

In het Bal wordt het begrip buisleiding gebezigd. De term buisleiding is een synoniem voor het begrip pijpleiding, dat in het Mbb wordt gehanteerd.

PDGGO-DTDO / V-69192

Ingevolge artikel 3.101, derde lid, onder a, van het Besluit activiteiten leefomgeving (hierna: Bal) valt de exploitatie van een buisleiding in de Noordzee niet onder de aanwijzing als milieubelastende activiteit.

De algemene regels van paragraaf 3.4.3 van het Bal zijn derhalve niet van toepassing op de aangevraagde pijpleiding naar injectieplatform L10-R omdat deze zich in zijn geheel onder de Noordzee bevindt.

3.5. Ongewone voorvallen en overige voorvallen

De pijpleiding wordt gelegd met behulp van een ingraafmachine en legschip, wat regelmatig van nieuwe leidingsegmenten wordt voorzien door een vrachtschip. De werkzaamheden worden voor de veiligheid begeleid door een wachtschip (guard vessel) van de Kustwacht. De Noordzee is drukbevaren, extra vaarbewegingen/ werkzaamheden brengen daarom nautische risico's met zich mee.

De aan te leggen pijpleiding doorkruist geen vaargeulen, wel kan tijdens de aanlegfase hinder optreden voor de visserij en de scheepvaart op zee. Om de nautische risico's te mitigeren wordt een 'North Sea Activity' aanvraag ingediend bij de kustwacht die ziet op de uitvoering. Daarnaast verbind ik voorschriften aan dit besluit ten aanzien van de nautische veiligheid.

Uit de vergunningaanvraag volgt dat op grond van paragraaf 6.4.2 van de NEN 3656 (2022) leidingen van DN 400 of groter (≥ 400 mm of ca. 16") niet hoeven te worden ingegraven omdat dit soort grote leidingen 'overvisbaar' zijn. Het uitgangspunt is daarom dat de verbindingspijpleiding op de zeebodem wordt aangelegd, behalve waar dat uit operationele- regelingen of veiligheidsredenen niet is toegestaan. In gebieden met een verhoogd risico wordt de diepteligging van de pijpleiding bepaald op basis van een risicogestuurde methode volgens paragraaf 6.3.1 van NEN 3656 (2022), waarbij rekening wordt gehouden met onder meer omstandigheden van de scheepvaartroutes (ligging, scheepsintensiteit en dergelijke, toekomstige diepte) en het specifieke gedrag van schepen in dergelijke routes. De aan te houden minimale gronddekking bij het ingraven wordt vastgesteld aan de hand van NEN 3656 (2022).

De pijpleiding kan gedurende de gebruiksfase beschadigd raken als gevolg van activiteiten van scheepvaartverkeer. Incidenten met het hoogste ongevalsrisico kunnen zijn een anker wat achter de leiding haakt, een zinkend schip of over boord geslagen container die op of nabij de leiding terecht komt of vissende vissersschepen die schade veroorzaken. Door de ligging van de leiding en de gedeeltelijke ingraving is de kans op deze incidenten beperkt.

Ik ben van oordeel dat in de vergunningaanvraag voldoende is aangetoond dat ongevallen zoveel mogelijk worden voorkomen en dat door het stellen van voorschriften in de vergunning en de rechtstreeks werkende regels van de Mbr

ongevallen zoveel als mogelijk worden voorkomen of de gevolgen zoveel als mogelijk worden beperkt.

PDGGO-DTDO / V-69192

3.6. Integriteit pijpleiding

In de vergunningaanvraag is beschreven dat de volgende maatregelen worden genomen om de integriteit van de pijpleiding te beheersen:

- Belangrijke operationele parameters zoals druk, temperatuur en doorzet worden continu gemonitord. Tijdens een Emergency Shut Down (ESD) wordt de pijpleiding aan beide zijden afgesloten met automatische veiligheidskleppen en zo op druk gehouden;
- Er wordt aan beide zijden van de leiding een standaard expansiestuk toegepast om de thermische uitzetting van de leiding op te vangen. Deze maatregel wordt gebaseerd op een uitgevoerde thermische uitzettingsevaluatie waarin is gerekend met een voorlopige ontwerp temperatuur van 28 °C;
- Om CO₂ lekkage vanuit de pijpleiding te voorkomen wordt de leiding periodiek gemonitord waarbij de binnenzijde van de leiding door middel van pigging wordt geïnspecteerd. De buitenzijde van de leiding wordt ook visueel geïnspecteerd waarbij de stabiliteit wordt beoordeeld op basis van onder andere de free-spans. De ontoelaatbare omvang van free-spans, waaraan tijdens de inspectie van de buitenzijde van de leiding wordt getoetst, wordt bepaald op basis van de NEN3656 (2022) en wordt in de definitieve ontwerpdocumenten vastgelegd. Ook worden de staat van de riser, aansluiting op het injectieplatform en de automatische veiligheidskleppen periodiek geïnspecteerd. Voor monitoring van de leiding gedurende de operationele fase wordt een monitoringsplan opgesteld;
- Ter preventie van interne corrosie wordt de kwaliteit van de CO₂ en specifiek de aanwezigheid daarin van onzuiverheden die tot corrosie kunnen leiden, gemonitord. De gemeten waarden van de Aramis emittenten worden 'live' met Aramis gedeeld. Dit is een continu monitoringsproces met behulp van analyzers die de aanwezigheid van onzuiverheden in de CO₂-stroom meten. Dit gebeurt elke minuut tot elke 15 minuten afhankelijk van de technologie die gebruikt kan worden voor het meten van een specifieke onzuiverheid. Zodra de gemeten waarden buiten de specificatie vallen, wordt de CO₂-toevoer onmiddellijk afgesloten.
- Om externe corrosie te vermijden wordt de leiding volledig beschermd met een coating. Tevens wordt kathodische bescherming geïnstalleerd om corrosie bij beschadigingen aan de coating te voorkomen. De status van de coating en goede werking van het kathodische beschermingssysteem worden voor zover mogelijk gemonitord.

Ik merk op dat een pijpleiding niet voor de eerste maal in gebruik kan worden genomen, voordat SodM op grond van artikel 97, eerste lid van het Mbb daarmee heeft ingestemd en nadat een verklaring van een onafhankelijke deskundige is overlegd, waarin wordt beoordeeld of de eigenschappen en de aanleg van de pijpleiding voldoen aan de bij of krachtens artikel 93 Mbb gestelde eisen.

3.7. Tracékruisingen

PDGGO-DTDO / V-69192

Uit de aanvraag volgt dat uit de survey van de zeebodem blijkt dat meerdere leidingen het tracé van de aan te leggen pijpleiding kruisen. De eigenaren van deze leidingen worden benaderd, afspraken omtrent het kruisen van deze leidingen worden vastgelegd in een 'crossing agreement'. Wanneer de eigenaar van een te kruisen leidingen niet kan worden achterhaald wordt deze leiding doorgesneden.

Bestaande leidingen op de zeebodem worden in principe bovenlangs gekruist. Een kruising wordt uitgevoerd conform de NEN3656 (2022), artikel 9.4.5. Op deze manier wordt schade aan de bestaande infrastructuur voorkomen en hinder voor de scheepvaart en visserij beperkt.

Een kruising van een leiding op de zeebodem wordt volgens de volgende uitgangspunten ontworpen:

- Leidingen kruisen elkaar loodrecht (90 graden) tot een hoek van 45 graden;
- Aan weerszijden van een bestaande leiding wordt steen gestort waardoor een flauwe helling ontstaat. De helling wordt voorzien van betonmatrassen, betonnen elementen van circa 10 bij 10 meter die met behulp van staal- of kunststofkabels met elkaar worden verbonden. Hierop wordt de aan te leggen pijpleiding gelegd;
- Om het risico op beschadiging te beperken wordt, na het leggen van de pijpleiding, het geheel afgestort met steen. De afdekking wordt ontworpen om dynamisch stabiel te zijn onder de ontwerpdata voor storm en stroming gebaseerd op een 'eens in de 100 jaar' storm. Hiertoe wordt de afstortlaag opgebouwd uit lagen met verschillende gradering;
- De afstorting van de leiding wordt uitgevoerd conform de NEN3656 (2022). Hiermee wordt de kans op schade, veroorzaakt door bevissingsactiviteiten, beperkt.

3.8. Geluid

De milieuaspecten van de aanleg en operatie van de pijpleiding zijn uitgebreid behandeld in het MER. Uit het MER blijkt dat er effecten op milieu, natuur en archeologie optreden. De milieueffecten treden hoofdzakelijk op als gevolg van de aanlegactiviteiten. De effecten op natuur worden veroorzaakt door onder andere onderwatergeluid. De effecten zijn volgens de vergunningaanvraag beperkt door het toepassen van mitigerende maatregelen.

Het leggen van de pijpleiding geeft trillingen en onderwatergeluid, wat gevolgen kan hebben voor beschermde soorten van de nabijgelegen Natura 2000-gebieden. Het gaat om zeezoogdieren (o.a. bruinvis, gewone zeehond en grijze zeehond) en vissen. Als gevolg van de aanlegwerkzaamheden, en in mindere mate ook de onderhouds- en eventuele reparatiewerkzaamheden, zijn tijdelijk negatieve effecten te verwachten van onderwatergeluid. Gezien de beperkte omvang van het geluid wordt niet verwacht dat dit aanzienlijke effecten zijn.

Ik merk hierover op dat een vergunning voor een pijpleiding in het kader van het Mbb niet specifiek ziet op bescherming van milieucompartimenten zoals geluid.

Deze aspecten zijn beschouwd in het MER. Voor het gehele Aramis-initiatief is bij LVVN een overkoepelende omgevingsvergunning aangevraagd voor een Natura 2000-activiteit en flora en fauna activiteit. Voorschriften ten aanzien van geluid kunnen niet aan dit besluit worden verbonden, maar worden naar verwachting wel via een omgevingsvergunning voor natuuractiviteiten voorgeschreven.

PDGGO-DTDO / V-69192

3.9. Tracéonderzoek / archeologie

Ingevolge § 1.7, artikel 1.7.1 onder d van de Mbr moeten bij de aanvraag om een vergunning tot aanleg van een pijpleiding gegevens worden verstrekt omtrent de resultaten van het onderzoek van het voorgenomen traject in een strook van 600 meter, waarvan de as van de strook samenvalt met het gekozen traject, en waarin is beschreven:

1. het profiel van de zeebodem;
2. de aanwezige obstakels;
3. de ligging van bestaande pijpleidingen en kabels;
4. de grondmechanische eigenschappen;
5. de stratigrafie van de zeebodem, en
6. de analyse en kwaliteit van de bodemonsters en sonderingen;

In opdracht van Aramis is een geotechnisch onderzoek uitgevoerd waarin de bovenstaande punten zijn verwerkt. De zeebodem is ter plaatse van het gehele leidingtracé, de trunkline (CO₂ hoofdtransportpijpleiding vanaf de Maasvlakte) als wel voor de verbindingsleidingen naar de injectieplatformen, onderzocht om deze leidingen veilig aan te kunnen leggen.

Het onderzoek is op de belangrijkste secties van de geplande route uitgevoerd over een breedte van meer dan vereiste 600 meter. De middellijn van de onderzoeksstrook valt samen met de geselecteerde route. Het onderzoek is uitgevoerd met een speciaal onderzoeksschip. Ten behoeve van het onderzoek sleept een dergelijk schip een aantal surveylijnen achter zich aan waarin sensoren zitten zoals hydrofoons. Het gecontracteerde onderzoeksschip is volgens de vergunningaanvraag uitgerust met negen surveylijnen, te weten de middenlijn met acht 'vleugellijnen' op 60 meter onderlinge afstand van elkaar. Met één vaarbeweging van het schip kan hiermee een strook met een breedte van 480 meter worden onderzocht. Deze breedte is volgens de vergunningaanvraag voor het grootste deel van het tracé meer dan afdoende om de vereiste overlap en hoge resolutie te bereiken en om voldoende informatie te krijgen om eventuele aanpassingen aan de route toe te passen om obstakels, onaanvaardbare vrije overspanningen, zandgolven, geogevoeren, archeologische vondsten en door de mens gemaakte beperkingen te vermijden. Aanvankelijk werd volgens de vergunningaanvraag een lijnafstand van 100 meter over de gehele route overwogen, wat zou hebben geleid tot een surveystrookbreedte van 800 meter. Echter vanwege de beperkte waterdiepte (20-30 meter) in het projectgebied zouden daarmee niet de vereiste survey-overlappingsen en de vereiste hoge resolutie kunnen worden bereikt. Om de strookbreedte te vergroten, heeft Aramis onderzocht om extra 'vleugellijnen' toe te voegen. Dit werd echter als onhaalbaar

beschouwd voornamelijk in verband met de beschikbaarheid van schepen van de uitvoerende partij en de beperkte manoeuvreerbaarheid van het schip. Op grond van de plaatselijke omstandigheden heeft het onderzoeksschip volgens de vergunningaanvraag daar waar nodig meermalen over het tracé gevaren, waardoor op die plaatsen een surveybreedte van meer dan vereiste 600 meter in kaart is gebracht. Voor het overige tracé is een breedte van 480 meter aangehouden met één vaarbeweging.

PDGGO-DTDO / V-69192

Ik ben van oordeel dat een strookbreedte van 480 meter die met één vaarbeweging is aangehouden en een strookbreedte op grond van de plaatselijke omstandigheden van meer dan 600 meter een goed beeld geeft van de situatie op de zeebodem en kan mij vinden in de argumentatie daarover in de vergunningaanvraag.

Volgens de vergunningaanvraag is er een kans op objecten met cultuurhistorische en/of archeologische waarde binnen het leidingtracé van de pijpleiding naar L10-R. Een nader archeologisch onderzoek naar deze objecten is noodzakelijk. Ook kan ervoor worden gekozen het leidingtracé verder te optimaliseren zodat deze buiten de 100 meter zones van objecten wordt aangelegd, gemeten vanaf de randen van de aangetroffen objecten.

De minister stelt vast dat voorafgaand aan het leggen van de pijpleiding vastgesteld moet worden of de aanleg van de pijpleiding kan leiden tot aantasting of vernietiging van mogelijk aanwezige archeologische resten. Uit de aanvraag volgt dat hiervoor een nader archeologisch onderzoek noodzakelijk is of optimalisatie van het leidingtracé. Hiermee wordt aantasting van de aangetroffen objecten binnen het onderzochte leidingtracé voorkomen. Conform artikel 98 van het Mbb meldt ENI binnen vier weken na de aanleg van de leiding het daadwerkelijke tracé aan SodM, RCE, RWS en de Kustwacht.

Ik verbind de door de RCE voorgestelde voorschriften aan dit besluit, voor zover dat juridisch mogelijk is. Voorschriften die juridisch niet aan dit besluit kunnen worden verbonden, neem ik als mededelingen op in dit besluit. Deze mededelingen hebben geen directe werking, maar moeten wel door de vergunninghouder in acht worden genomen.

3.10. Niet gesprongen explosieven

Voor niet gesprongen explosieven (hierna: NGE) is een apart onderzoek uitgevoerd, bestaande uit een bureauonderzoek en survey van de zeebodem ter plaatse van het gehele Aramis leidingtracé. Uit het archeologisch bureauonderzoek blijkt dat er enkele locaties zijn waar objecten, waarvan niet is uitgesloten dat sprake is van NGE, aanwezig zijn. Naar aanleiding van de survey is een nieuw bureauonderzoek uitgevoerd, genaamd Historical Desktop Study Unexploded Ordnance (UXO) Maasvlakte Aramis CCS Project, kenmerk: RO-220005, d.d. 9 februari 2022. Het bureauonderzoek bevat een risicoanalyse over welke explosieven in dit deel van de Noordzee verwacht kan worden.

Ik ben van oordeel dat er bij de aanleg van de leiding rekening gehouden moet worden met de resultaten van dit onderzoek. Ik verbind ten aanzien van NGE een voorschrift aan dit besluit dat ertoe strekt dat de aanbevelingen van het onderzoeksbureau dat de aanwezigheid van NGE onderzoekt, moeten worden opgevolgd voorafgaand aan het leggen van de pijpleiding.

PDGGO-DTDO / V-69192

3.11. Energieverbruik en CO₂ balans

Voorafgaand aan- en gedurende de aanlegfase van de pijpleiding naar injectieplatform L10-R wordt onder andere een aanzienlijke hoeveelheid energie verbruikt door werkmaterieel wat de aanleg verzorgt. Daarnaast worden staal en andere materialen gebruikt voor de fabricage van de aan te leggen voorzieningen.

Voor het gehele Aramis-initiatief geldt dat gedurende de gebruiksfase de meeste energie nodig is voor het tijdelijk opslaan van CO₂ op de Maasvlakte en de transport van CO₂ naar de injectieplatformen waarvoor het gas op druk moet worden gebracht.

Omdat de pijpleiding waarop dit besluit betrekking heeft een beperkt aandeel heeft op dit milieuonderwerp is het energieverbruik in het kader van de beoordeling van deze vergunningaanvraag niet verder beoordeeld. In de vergunningaanvraag wordt voor het Aramis-initiatief beschreven dat het extra energieverbruik en de CO₂ uitstoot die dit tot gevolg heeft, toch resulteert in een aanzienlijke reductie van CO₂ uitstoot. Dit door de permanente opslag van een veel grotere hoeveelheid CO₂ in ondergrondse opslagvoorzieningen.

3.12. Afval

Tijdens de aanleg- en gebruiksfase komen geen gevaarlijke stoffen vrij en vrijwel geen restafval. Het restafval wat vrijkomt in deze fases van het project wordt op reguliere wijze verwerkt.

Tijdens decommissioning, na afloop van de CO₂ injectie, wordt de pijpleiding uit bedrijf genomen en veiliggesteld. Vervolgstappen worden bepaald op basis van de dan geldende wet- en regelgeving. Wanneer de leiding wordt verwijderd worden de mogelijkheden voor hergebruik van de dan 30 jaar oude leiding klein geacht. Recycling van delen van de leiding is waarschijnlijk wel mogelijk.

3.13. Stikstofdepositie

Voor het berekenen van de stikstofdepositie is een rekenmodel opgesteld waarmee de effecten van stikstofdepositie van het gehele Aramis-initiatief op onshore Natura 2000-gebieden is bepaald. Uit de berekeningen blijkt de depositie van stikstof gedurende de aanlegfase het hoogst waardoor deze situatie als maatgevend wordt beschouwd.

Uit de beoordeling van de effecten van de berekende tijdelijke stikstofdepositie in de aanlegfase blijkt dat deze niet leidt tot veranderingen in de

vegetatiesamenstelling, groeisnelheid of onderlinge concurrentieverhoudingen tussen plantensoorten van de betreffende habitats. Er is ook geen sprake van een verzwaring van de beheeropgave of tot een belemmering bij het uitvoeren van herstelmaatregelen.

PDGGO-DTDO / V-69192

Geconcludeerd kan worden dat de tijdelijke gecumuleerde stikstofdepositie gedurende de aanlegfase van het Aramis-initiatief niet leidt tot een aantasting van de kwaliteit van de beoordeelde onshore Natura-2000 gebieden of tot belemmering van de mogelijkheden maatregelen te treffen die noodzakelijk zijn voor het behalen van de instandhoudingsdoelstellingen van deze Natura 2000-gebieden.

3.14.Natuur

Voor het Aramis-initiatief is een overkoepelende omgevingsvergunning aangevraagd voor een Natura 2000-activiteit en voor een flora- en fauna-activiteit. Ik ben van oordeel dat aan dit besluit geen voorschriften kunnen worden verbonden ten aanzien van natuur. Deze voorschriften worden verbonden aan de overkoepelende vergunningen voor een Natura 2000-activiteit en voor een flora- en fauna-activiteit.

3.15.Beëindiging van de activiteit

In de vergunningaanvraag is beschreven dat, na de buitengebruikstelling aan het einde van de levensduur, de pijpleiding veiliggesteld wordt. Vervolgstappen met betrekking tot het veilig achterlaten of het verwijderen van de leiding worden op basis van dan geldende wet- en regelgeving bepaald.

Ik merk hierover op dat in het Programma Noordzee 2022 – 2027 in hoofdstuk 5.3.5 (CO₂-opslag) is beschreven dat nieuwe pijpleidingen op termijn verwijderd moeten worden. Het Programma Noordzee 2022–2027 schrijft voor dat de gehele pijpleiding na gebruik wordt verwijderd. Indien direct geldende wet- en regelgeving op het moment van buitengebruikstelling anders bepaalt dan geldt deze direct geldende regelgeving.

4. Advisering op de vergunningaanvraag

PDGGO-DTDO / V-69192

4.1. Inhoud en beoordeling van de adviezen

In dit hoofdstuk worden de adviezen van de verschillende wettelijke adviseurs samengevat weergegeven (*cursief*), gevolgd door een reactie.

Sodm

De aanvraag is door SodM beoordeeld op de technische specificaties van de pijpleiding en de manier waarop de aanvrager voornemens is deze voorzieningen aan te leggen. Beoordeeld is dat de aanvraag voldoende informatie bevat om deze in behandeling te nemen en dat de vergunning onder enkele specifieke voorwaarden kan worden verleend.

SodM constateert verder dat de breedte van de uitgevoerde survey van de zeebodem ter plaatse van het leidingtracé kleiner is dan de in artikel 1.7.1, 1^e lid onder d, van de Mbr aangegeven 600 meter. SodM adviseert in het besluit te onderbouwen waarom niet aan deze bepaling is voldaan en adviseert eventueel aanvullende voorschriften te verbinden op dit onderwerp.

Reactie

Op de constatering dat de breedte van de uitgevoerde survey van de zeebodem ter plaatse van het onderzochte leidingtracé kleiner is dan 600 meter, zoals voorgeschreven is in artikel 1.7.1, eerste lid onder d, van de Mbr, ben ik in hoofdstuk 3.9 van dit besluit ingegaan.

Door SodM voorgestelde voorwaarden worden aan dit besluit verbonden en zijn opgenomen in bijlage 1. Opgemerkt wordt dat een aantal door SodM voorgestelde voorschriften ook door RWS of de Kustwacht in hun advies waren voorgesteld. De door de Kustwacht en RWS voorgestelde voorschriften waren van gelijke strekking. Door SodM voorgestelde voorschriften die al rechtstreeks werkend zijn op grond van het Mbb of de Mbr zijn niet (nogmaals) aan dit besluit verbonden.

RWS

Vanuit het oogpunt van nautische veiligheid ziet RWS geen bezwaar tegen het aangevraagde tracé voor de pijpleiding naar injectieplatform L10-R. Het aangevraagde tracé is niet beoordeeld in het kader van bodembeheer.

RCE

De RCE onderschrijft de bevindingen die zijn opgenomen in de rapportage van het uitgevoerde archeologische onderzoek, uitgevoerd door Periplus Archeomare (ref: 22A030-01). Voor enkele punten wordt extra aandacht gevraagd, te weten:

- Dat archeologische (potentiële) waarden, tot 100 meter vanuit de contouren van het object, zoveel als mogelijk vermeden moeten worden. Nadrukkelijk worden onder sediment bedolven objecten benoemd die mogelijk van archeologische waarde zijn. Indien deze niet met een afstand van 100 meter kunnen worden vermeden dient dit te worden overlegd met de RCE;*
- Het advies omtrent passieve archeologische begeleiding;*

- *Dat nieuwe data, waar de archeologische wetenschap mogelijk van kan profiteren, aan de archeologie moet worden overgedragen, conform artikel 8.2 uit het Mbb;*
- *De meldplicht ten aanzien van toevalsvondsten van archeologische waarden conform artikel 8.1 uit het Mbb en in bijzonder artikel 5.10 van de Erfgoedwet. Deze vondsten dienen onverkort te worden gemeld aan onze Minister van Onderwijs, Cultuur en Wetenschap, in dezen de RCE.*

Reactie

Adviezen of voorschriften die juridisch niet aan dit besluit kunnen worden verbonden kunnen als mededelingen aan een besluit worden toegevoegd. Mededelingen die zijn verbonden aan een besluit hebben geen directe werking, maar moeten wel door de vergunninghouder in acht worden genomen.

Ik verbind de door de RCE aangegeven belangrijke punten als mededeling aan dit besluit. Aan een besluit op grond van artikel 94 van het Mbb kunnen namelijk uitsluitend voorschriften worden verbonden die zien op het voorkomen van schade.

Kustwacht

Het advies van de Kustwacht is gebaseerd op informatie uit 'bijlage 10 – Nautische Veiligheid versie F1 (MER Aramis CO₂ transportinfrastructuur) – 9 februari 2024'. Het advies bestaat uit het aan het besluit verbinden van 9 algemene voorwaarden die van toepassing zijn op de vergunningaanvraag voor een pijpleiding. De algemene voorwaarden zien hoofdzakelijk op de meldingsverplichtingen voor de aanvrager, communicatie tussen de Kustwacht en Eni, veiligheid gedurende de aanlegfase en in het ontwerp van de pijpleiding.

Reactie

De in het advies opgenomen algemene voorwaarden ten aanzien van meldingsverplichtingen, communicatie en veiligheid worden aan dit besluit verbonden.

5. Zienswijzen

Zienswijzen over het ontwerp van het besluit kunnen worden ingediend bij: Bureau Energieprojecten, Inspraakpunt Aramis-initiatief, Postbus 111, 9200 AC, Drachten.

6. Besluit

Gelet op het voorgaande besluit ik:

- I. De vergunning voor het aanleggen en exploiteren van de pijpleiding tussen het distributieplatform en injectieplatform L10-R te verlenen aan Eni Netherlands CCUS B.V.

PDGGO-DTDO / V-69192

- II. Aan de vergunning de voorschriften uit bijlage 1 te verbinden.

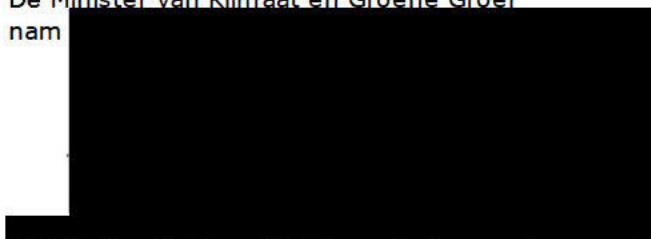
7. Beroep

Belanghebbenden kunnen tegen dit besluit beroep instellen bij de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State, Postbus 20019, 2500 EA, Den Haag. De termijn voor het indienen van een beroepschrift bedraagt zes weken en begint met de ingang van de dag na die waarop het besluit ter inzage is gelegd. Een niet-belanghebbende die een zienswijze naar voren heeft gebracht op het ontwerp van het desbetreffende besluit of aan wie redelijkerwijs niet kan worden verweten dat hij niet of niet tijdig heeft gedaan, kan ook beroep instellen.

Op dit besluit is de bijzondere regeling over het aanvoeren van gronden van beroep van toepassing (artikel 16.86 Ow). Dit betekent dat in het beroepschrift moet worden aangegeven welke beroepsgronden de indiener aanvoert tegen het besluit. Na afloop van de termijn van zes weken kunnen geen nieuwe beroepsgronden meer worden aangevoerd. Er kunnen geen gronden worden aangevoerd die betrekking hebben op het projectbesluit. Het beroep moet zich dus echt richten tot de uitvoeringsbesluiten en niet tot het projectbesluit. In afwijking van artikel 6:6 van de Awb wordt het beroep tegen een projectbesluit of tegen een besluit ter uitvoering van een projectbesluit niet-ontvankelijk verklaard als er geen gronden van beroep in het beroepschrift zijn opgenomen tenzij niet is voldaan aan artikel 16.71, derde lid, Ow, en redelijkerwijs niet kan worden geoordeeld dat de indiener van het beroepschrift in verzuim is geweest.

Voor informatie over de rechtsmiddelen die kunnen worden aangewend tegen een besluit van de overheid, wordt verwezen naar de brochure 'rechtsmiddelen (bezwaar en beroep) tegen beslissing overheid'. Dit document is te vinden op <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/brochures/2015/04/14/bezwaar-en-beroep-tegen-een-beslissing-van-de-overheid>.

De Minister van Klimaat en Groene Groei
nam



MT-lid directie Transitie Diepe Ondergrond

Bijlage 1 Voorschriften bij deze vergunning

PDGGO-DTDO / V-69192

1 NAUTISCHE VEILIGHEID PIJPLEIDING

- 1.1 Tenminste twee weken voor aanvang van de werkzaamheden dient het 'North Sea Activity' (NSA) aanvraagformulier aan de Kustwacht bekend te worden gesteld via nautischbeheer@kustwacht.nl. Vervolgens ontvangt de aanvrager toestemming en een NSA referentienummer. Het NSA formulier is te downloaden vanaf de website: <https://kustwacht.nl/beroepsvaart/aanvraag-nsa/>
- 1.2 In verband met de complexiteit en diversiteit van diverse soorten werkzaamheden tijdens de bouwfase, is één centraal aanspreekpunt voor het gehele Aramis project noodzakelijk. De vergunninghouder geeft bij aanvang van de werkzaamheden de gegevens door van het centraal aanspreekpunt via nautischbeheer@kustwacht.nl
- 1.3 Afhankelijk van de soort werkzaamheden in en rond een scheepvaartverkeersbaan en/of clearway kan één of meerdere veiligheidsschepen (guard vessels) verplicht worden gesteld om het overige scheepvaartverkeer te waarschuwen. Daarnaast kan tevens een Noordzeeloods verplicht worden gesteld om de veilige en vlotte doorvaart in en rond scheepvaartverkeersbanen en/of clearways te waarborgen. Deze voorwaarden gelden voor zowel de bouw-, verwijderingsfase en tijdens inspectie onderzoeken en reparatiewerkzaamheden.
- 1.4 De Kustwacht stelt specifieke eisen aan een veiligheidsschip. Deze eisen zijn op te vragen bij bureau Nautisch Beheer. De inzet van een veiligheidsschip moet vooraf zijn goedgekeurd door de Kustwacht
- 1.5 Het Kustwachtcentrum kan indien noodzakelijk gedurende de werkzaamheden een navigatiebericht uitzenden om scheepvaartverkeer (beroepsvaart, visserij) te waarschuwen.
- 1.6 De pijpleiding ligt zoveel als mogelijk in het midden van het onderzochte gebied. Indien door omstandigheden hiervan wordt afgeweken en de leiding komt buiten het onderzochte gebied te liggen, wordt een aanvullend onderzoek uitgevoerd, bedoeld in artikel 1.7.1 onder d van de Mijnbouwregeling.
- 1.7 Alle gegevens (geografische coördinaten, KP punten, diepteligging, diameter, materiaal, eigenaar, enz.) van de pijpleiding dienen uiterlijk drie maanden na aanleg, digitaal aan Staatstoezicht op de Mijnen (vergunningen@sodm.nl), de Dienst voor de Hydrografie (hydro.inwin@mindef.nl), Rijkswaterstaat Zee & Delta

(vergunningverleningnoordzee@rws.nl) en de Kustwacht
(nautischbeheer@kustwacht.nl) te worden toegestuurd.

PDGGO-DTDO / V-69192

- 1.8 Wijzigingen in de ligging van de pijpleiding tijdens de gebruikersfase dienen in verband met veiligheid binnen vier weken toegestuurd te worden aan Staatstoezicht op de Mijnen (vergunningen@sodm.nl), de Dienst voor de Hydrografie (hydro@inwin@mindef.nl), Rijkswaterstaat Zee & Delta (vergunningverleningnoordzee@rws.nl) en de Kustwacht (nautischbeheer@kustwacht.nl).
- 1.9 De pijpleiding dient te voldoen aan de minimaal vereiste gronddekking om te worden beschermd tegen schepen die ankeren tijdens een noodsituatie.
- 1.10 Het gehele traject van de pijpleiding dient ten alle tijden veilig overvisbaar te zijn.
- 1.11 Calamiteiten, incidenten, verontreinigingen en overige bijzonderheden moeten direct worden gemeld aan het Kustwachtcentrum en aan SodM.

2 LOZEN VAN CHEMICALIËN

- 2.1 Het gebruik of de lozing van chemicaliën, bedoeld in paragraaf 9.2 van de Mijnbouwregeling blijft beperkt blijft tot hetgeen strikt noodzakelijk is. In dat kader wordt voorafgaand aan de werkzaamheden een gedegen onderzoek uitgevoerd naar:
- Het voorkomen van lozingen, waarbij bijvoorbeeld een druktest met lucht of stikstof wordt beschouwd;
 - Als dat niet mogelijk is hoe de lozing zoveel als mogelijk wordt beperkt;
 - De gevolgen voor het milieu bij lozingen van de voorziene vracht.
- 2.2 Het in voorschrift 2.1 genoemde onderzoek moet worden uitgevoerd door een onafhankelijk, deskundig bureau. De opzet van het onderzoek wordt ter goedkeuring aan mij voorgelegd.

3 PIJPLEIDING

- 3.1 De specificatie van de CO₂ in de pijpleiding voldoet ten minste aan de grenswaarde zoals opgenomen in tabel 3-1 van de vergunningaanvraag en wordt continu gemonitord.
- 3.2 De vergunninghouder verstrekt uiterlijk 6 maanden voorafgaand aan de start van de aanlegwerkzaamheden de definitieve tekeningen van het ontwerp van de pijpleiding, alsmede een beschrijving waaruit blijkt

of de effecten niet groter of anders zullen zijn dan in de aangevraagde situatie.

PDGGO-DTDO / V-69192

- 3.3 De beheerder als bedoeld in artikel 92, onderdeel d, van het Mijnbouwbesluit, meldt uiterlijk 6 weken voorafgaande aan de datum van aanvang van de beoogde uitvoering van de aanlegwerkzaamheden de startdatum, tijdsduur, locatie, gebied en traject, betrokken schepen en 24 uren contactpersonen aan de inspecteur-generaal der mijnen en de Chef der Hydrografie.
- 3.4 De beheerder als bedoeld in artikel 92, onderdeel d, van het Mijnbouwbesluit, meldt 24 uur voorafgaande aan de datum van aanvang van de daadwerkelijke uitvoering van de aanlegwerkzaamheden de tijdsduur, locatie, gebied en traject, betrokken schepen en 24 uren contactpersonen aan de inspecteur-generaal der mijnen en de directeur Kustwacht.
- 3.5 De pijpleiding dient te worden geconstrueerd en aangelegd volgens het ontwerp zoals vastgesteld in bijlage 1 van de aanvraag.
- 3.6 De pijpleiding is ontworpen en wordt aangelegd conform NEN3650-1 (2020) (algemene eisen voor buisleidingsystemen), NEN 3650-2:2020+A1:2024 (aanvullende eisen voor leidingen van staal), NEN3656 (2022) (eisen voor stalen zeeleidingsystemen), en de Richtlijn Boortechieken versienummer Juni 2019-v1.0.
- 3.7 De pijpleiding wordt ingegraven in gebieden met een verhoogd risico. Deze gebieden zijn vastgesteld volgens de risico gestuurde methode van de meest recente versie van de NEN 3656 (2022).
- 3.8 De minimale gronddekking bij het ingraven van de pijpleiding wordt vastgesteld aan de hand van de norm in de NEN 3656 (2022).
- 3.9 Bij gebruik van stortsteen of grind voor gronddekking geldt als maximale korreldiameter voor de afsluitende bovenlaag $D_{90}=80\text{mm}$. Hierbij dient rekening te worden gehouden met eventueel afwijkende adviezen van de Kustwacht, Dienst voor de Hydrografie en Rijkswaterstaat Zee & Delta.
- 3.10 De status van de coating en goede werking van het kathodische beschermingssysteem wordt gemonitord door controlemetingen en voor zover mogelijk door visuele inspectie van de pijpleiding. Hiertoe wordt voor ingebruikname van de pijpleiding een monitoringsprogramma opgesteld wat ter goedkeuring moet worden voorgelegd aan de Inspecteur generaal der Mijnen. De exploitant dient het goedgekeurde monitoringsprogramma uit te voeren.

4 NIET GESPRONGEN EXPLOSIEVEN

PDGGO-DTDO / V-69192

- 4.1 De aanbevelingen gedaan door RPS Explosives Engineering Services in het rapport Desk Study for Potential UXO Contamination – Maasvlakte van 21 juni 2024 dienen te worden opgevolgd. Dit geldt ook voor aanbevelingen die worden gedaan in vervolgrapporten van dit of een ander gespecialiseerd bedrijf. Het complete UXO onderzoek met beschrijving van de opvolging van de aanbevelingen dient voor aanvang van de aanleg van de pijpleiding aan mij toegestuurd te worden.

ONTWERP

Bijlage 2 Mededelingen behorend bij deze vergunning

PDGGO-DTDO / V-69192

1 ARCHEOLOGIE

- 1.1 Tijdens het leggen van de pijpleiding dient een afstand van 100 meter te worden aangehouden tot (mogelijk) archeologische objecten, berekend vanaf de buitenste contouren van de vindplaats. Wanneer dit niet mogelijk is dient dit voorafgaand te worden overlegd met de RCE. Dit geldt nadrukkelijk ook voor de onder het sediment bedolven objecten die per magnetometeronderzoek zijn aangewezen als mogelijk van archeologische waarde.
- 1.2 De aanbevelingen gedaan door Periplus (in Bijlage 6b van de vergunningaanvraag) dienen te worden opgevolgd. Dit houdt onder meer in dat een passieve archeologische begeleiding plaatsvindt en dat potentiële archeologische vondsten conform de meldplicht in de Erfgoedwet zo spoedig mogelijk bij de RCE, worden gemeld.
- 1.3 Indien nieuwe data wordt vergaard waar de archeologische wetenschap mogelijk van kan profiteren dient deze data beschikbaar te worden gesteld aan de RCE.



> Retouradres Postbus 1600 3800 BP Amersfoort

Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Directie Transitie Diepe Ondergrond

T.a.v. 5.1.2.e

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Smallepad 5
3811 MG Amersfoort
Postbus 1600
3800 BP Amersfoort
www.cultureelerfgoed.nl

Contactpersoon

5.1.2.e

5.1.2.e

5

5.1.2.e

Uw referentie

V-69192

Onze referentie

24.WB.NZ.001

Datum 8 augustus 2024

Betreft Advies Aramis V-69192

Geachte 5.1.2.e ,

In het kader van uw adviesvraag inzake de vergunningaanvraag met referentie V-69192 heb ik namens de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) de door u toegezonden documenten inhoudelijk beoordeeld. Ik adviseer u in de vergunningverlening als volgt rekening te houden met de (potentieel) archeologische waarden in het plangebied:

- Ik onderschrijf hetgeen vermeld in het in de bijlage meegeleverde archeologisch rapport van Periplus Archeomare met referentie 22A030-01, waarin wordt gesteld dat men bij de werkzaamheden zoveel als mogelijk de archeologische (potentiële) waarden moet vermijden, daarbij rekening houdende met een afstand van 100 meter gerekend vanuit de contouren van het object. Dit geldt nadrukkelijk ook voor de onder het sediment bedolven objecten die per magnetometeronderzoek zijn aangewezen als mogelijk van archeologische waarde. Indien men deze objecten niet met een afstand van 100 meter zou kunnen vermijden, dient met de RCE te worden overlegd.
- Ik onderschrijf tevens het advies uit hetzelfde rapport omgaande passieve archeologische begeleiding.
- Indien er nieuwe data wordt vergaard waar mogelijk de archeologische wetenschap van kan profiteren, dan dient deze data ter beschikking te worden gesteld aan de archeologie, conform Artikel 8.2 uit [het Mijnbouwbesluit](#).
- Tot slot wil ik wijzen op de meldplicht ten aanzien van toevalsvondsten van archeologische waarde, conform Artikel 8.1 uit het Mijnbouwbesluit, en in het bijzonder [Artikel 5.10 van de Erfgoedwet](#). Deze vondsten dienen onverkort aan onze Minister van Onderwijs Cultuur en Wetenschap, in dezen de RCE, te worden gemeld.

Mochten er naar aanleiding van dit advies nog vragen zijn, neem dan gerust contact op via de contactgegevens aan de rechterzijde.

Met vriendelijke groet,

5.1.2.e [redacted]

5.1.2.e [redacted]

5.1.2.e [redacted]

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed



> Retouradres Postbus 10.000 1780 CA Den Helder

Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Directie Transitie Diepe Ondergrond
Postbus 20401
2500 EK Den Haag
mijnbouwvergunningen@minezk.nl

Datum 2 augustus 2024
Onderwerp Advies KWNL - Eni CCS verbindingsleiding Aramis L10-R

Geachte 5.1.2.e

In uw e-mail van 5 juli 2024 verzoekt u Kustwacht Nederland advies te geven voor de aanleg van een verbindingsleiding waarmee de CO2 van het nog op te richten distributieplatform naar het injectieplatform L10-R wordt getransporteerd (als onderdeel van het project Aramis).

Hierbij geef ik u namens de Directeur kustwacht advies op de voorgenoemde activiteit.

De Directeur Kustwacht is verantwoordelijk voor een zo verantwoord en veilig mogelijk gebruik van de territoriale zee (behoudens de aanloopgebieden) en de Nederlandse Exclusieve Economische Zone. Het uitgangspunt hierbij is dat er tijdens werkzaamheden geen gevaarlijke situaties mogen ontstaan voor het scheepvaartverkeer en bodem beroerende visserij.

Dit advies is gebaseerd op informatie uit 'Bijlage 10 - Nautische Veiligheid- versie F1 (MER Aramis CO2 transportinfrastructuur) - 9 februari 2024'.

De onderstaande algemene voorwaarden zijn van toepassing tijdens de voorbereiding-, aanleg-, operationele- en verwijderingsfase alsmede tijdens (inspectie)onderzoeken en reparatiewerkzaamheden van de verbindingsleiding naar het distributieplatform L10-R:

1. Tenminste twee weken voor aanvang van de werkzaamheden dient het 'North Sea Activity' (NSA) aanvraagformulier aan de Kustwacht bekend te worden gesteld via nautischbeheer@kustwacht.nl. Vervolgens ontvangt de aanvrager toestemming en een NSA-referentienummer. Het NSA-formulier is te downloaden vanaf de website: <https://kustwacht.nl/beroepsvaart/aanvraag-nsa/>
2. In verband met de complexiteit en diversiteit van diverse soorten werkzaamheden tijdens de bouwfase van het Aramis project, is

Kustwacht Nederland
Afdeling Operaties
Bureau Nautisch Beheer

Rijkszee- en Marinehaven 1
MPC 10A
Postbus 10.000
1780 CA Den Helder
<https://kustwacht.nl>

Contactpersoon

5.1.2.e
Hoofd Nautisch Beheer
nautischbeheer@kustwacht.nl
+31 (0) 5.1.2.e

Onze referentie

CZSK2024010105

Uw referentie

V-69192

*Bij beantwoording datum,
onze referentie en onderwerp
vermelden.*

één centraal aanspreekpunt namens Eni Netherlands CCUS B.V. voor dit project noodzakelijk.

3. Tijdens de werkzaamheden van o.a. de ingraafmachine en de pijpenlegger in en rond de scheepvaartverkeersbaan en/of clearway is het gebruik van een veiligheidsschip (guardvessel) vereist om het overige scheepvaartverkeer te waarschuwen. Daarnaast wordt een Noordzeeloods geadviseerd om de veilige en vlotte doorvaart rond een verkeersbaan te waarborgen. Tijdens werkzaamheden in een verkeersbaan waarbij werkschepen niet kunnen uitwijken bij gevaar voor aanvaring, is een Noordzeeloods verplicht. Het veiligheidsschip is ter beschikking aan de Noordzeeloods. Deze voorwaarden gelden voor zowel de voorbereiding-, aanleg-, operationele- en verwijderingsfase alsmede tijdens (inspectie)onderzoeken en reparatiewerkzaamheden.
4. De verbindingsleiding dient te voldoen aan de minimaal vereiste gronddekking om te worden beschermd tegen schepen die ankeren tijdens een noodsituatie.
5. De Kustwacht stelt specifieke eisen aan een veiligheidsschip. Deze eisen zijn op te vragen bij bureau Nautisch Beheer.
6. Het Kustwachtcentrum kan indien noodzakelijk gedurende de werkzaamheden een navigatiebericht uitzenden om scheepvaartverkeer (m.n. beroepsvaart, visserij) te waarschuwen.
7. Het voorgenomen traject en het daadwerkelijke gebruikte traject van de verbindingsleiding dienen zo spoedig mogelijk te worden vermeld in de 'Berichten aan Zeevarenden' (BaZ) d.z.v. de Dienst der Hydrografie (Hydro.Inwin@mindef.nl).
8. Het gehele traject van de verbindingsleiding dient ten alle tijden veilig overvisbaar te zijn.
9. Calamiteiten, incidenten, verontreinigingen en overige bijzonderheden moeten direct worden gemeld aan het Kustwachtcentrum. Bijzondere aandacht is noodzakelijk voor de gevolgen voor het scheepvaartverkeer tijdens een CO2 lekkage.

Vanzelfsprekend dienen de Mijnbouwwet, -besluit en -regeling te worden toegepast en nageleefd.

Contactgegevens Kustwachtcentrum:

NETHERLANDS COASTGUARD

Telephone (ALARM): 0900 0111

+31 (0)88 958 4040

Telephone (OPS): +31 (0)88 958 4000

E-mail: ccc@kustwacht.nl

Website: <https://kustwacht.nl/>

Radio: VHF Channel 16

DSC: VHF Channel 70 and MF 2187.5 kHz

Call sign: Netherlands Coastguard

Call sign during SAR: Den Helder Rescue

MMSI number: 002442000

Ik vertrouw erop u voldoende te hebben geïnformeerd.

Hoogachtend,

DE DIRECTEUR KUSTWACHT,

Namens deze,

5.1.2.e

5.1.2.e

5.1.2.e



Retouradres: Rijkswaterstaat | Postbus 2232 | 3500 GE Utrecht

RWS INFORMATIE

Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Directie Transitie Diepe Ondergrond

T.a.v. 5.1.2.e

mijnbouwvergunningen@minezk.nl

Rijkswaterstaat Zee en Delta

Lange Kleiweg 34

2288 GK Rijswijk

Postbus 2232

3500 GE Utrecht

T 088 797 07 00

F 070 390 06 91

www.rijkswaterstaat.nl

Contactpersoon

5.1.2.e

5.1.2.e

5.1.2.e

M 06 5.1.2.e

5.1.2.e

Datum 2 augustus 2024

Onderwerp Advies RWS inzake vergunningaanvragen Aramis-project

Geachte heer 5.1.,
2

Bij e-mails van 5 juli 2024 heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei Rijkswaterstaat verzocht om advies te geven over vier ingediende vergunningaanvragen in het kader van de ontwikkeling door het consortium Aramis van CO₂-transportinfrastructuur voor de opslag van CO₂ in lege offshore gasvelden. Een van de aanvragen gaat over een omgevingsvergunning op grond van de Omgevingswet voor het oprichten van een CO₂-distributieplatform. Verder gaan de aanvragen over drie vergunningen op grond van het Mijnbouwbesluit voor het aanleggen van in totaal drie verbindingsleidingen naar de injectieplatforms L04-A, K12-FA-2 en L10-R.

Aangezien de aangevraagde activiteiten zijn beoogd in de Noordzee, het beheergebied van Rijkswaterstaat Zee en Delta (RWS ZD), wordt door dit organisatieonderdeel van Rijkswaterstaat advies uitgebracht.

In dit advies zal eerst worden ingegaan op de aanvraag voor het oprichten van het distributieplatform en daarna op de aanvragen voor de aanleg van de drie verbindingsleidingen naar de injectieplatforms.

Distributieplatform

Rijkswaterstaat Zee en Delta heeft op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat al een advies van 16 mei 2024 uitgebracht over hetzelfde distributieplatform, maar dan in het kader van de aanvraag om een vergunning op grond van het Mijnbouwbesluit. In dat advies heeft Rijkswaterstaat Zee en Delta positief geadviseerd over het distributieplatform ten aanzien van de locatie daarvan in relatie tot de aanvaringskansen met de scheepvaart en milieuschade. Ten aanzien van de nu ingediende vergunningaanvraag op grond van de Omgevingswet voor het distributieplatform heeft Rijkswaterstaat Zee en Delta geen aanvullende opmerkingen.

Verbindingsleidingen

Vanuit het oogpunt van nautische veiligheid heeft RWS ZD geen bezwaren tegen de aangevraagde tracés voor de drie verbindingsleidingen. Gelet op afwezigheid in

**Rijkswaterstaat Zee en
Delta**

Datum
2 augustus 2024

verband met de vakantieperiode is het RWS ZD helaas niet gelukt om vanuit het oogpunt van bodembeheer de tracés van de verbindingssleidingen te controleren.

Met vriendelijke groet,

5.1.2.e

5.1.2.e

Rijkswaterstaat Zee en Delta



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

L10 CCS Phase 1 Project (Phase 1)

FEED Engineering

Transient Analysis Model & Report

Spurline (GP-075)

		5.1.2.e		5.1.2.e		5.1.2.e	
01	Issued for Design	5.1.2.e	16-09-24	5.1.2.e	16-09-24	5.1.2.e	16-09-24
00	Issued for Review	5.1.2.e	28-03-24	5.1.2.e	28-03-24	5.1.2.e	28-03-24
REV	ISSUE OR REVISION DESCRIPTION	ORIG BY	DATE	CHKD BY	DATE	APPD BY	DATE

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Revision Change Notices

Rev	Location of Change	Brief Description of Change
01	Throughout	Client comments incorporated
01	Throughout	Design basis changed and pipeline size confirmed to be 16" [1]

Classification Definitions

Classification Level	Definition
Unclassified	Information which may be made public without consequences for the entity or Neptune Energy
Internal	Information intended to remain within Neptune Energy. Permission from a direct manager is required to disclose it outside the Group.
Restricted	Information which, if disclosed outside the appropriate perimeter, may have a serious impact on the entity or a serious impact on the Group. Access is limited to specific individuals or groups.
Confidential	Information which, if disclosed to people other than those specifically designated to receive it, would have a major impact on the entity or a major impact on the Group. In such cases, very strict rules apply to the information chain.

Contractor Details

Contractor Logo	Petrofac 
Contractor Name	Petrofac Facilities Management Ltd
Contractor Document Number*	
Contractor Revision*	

*where CONTRACTOR aligns to COMPANY Document Numbering convention there is no requirement to complete this information

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Contents

1	INTRODUCTION	8
1.1	PROJECT OVERVIEW	8
1.2	DOCUMENT PURPOSE	9
2	EXECUTIVE SUMMARY	10
3	BASIS OF DESIGN	12
3.1	METHODOLOGY	12
3.2	UNITS	12
3.3	SOFTWARE	12
3.4	LIMITATIONS	12
3.5	BATTERY LIMITS	13
3.6	OLGA MODEL	13
3.7	ENVIRONMENTAL CONDITIONS	14
3.8	ARRIVAL/DISCHARGE CONDITIONS	14
3.9	MATERIAL PROPERTIES	14
3.10	WALL DETAILS	15
3.11	FLUID DATA	15
3.12	INJECTION PROFILE	16
3.13	BATHYMETRY	17
3.14	CASE MATRIX	19
3.15	TRANSIENT SIMULATION METHODOLOGY	19
3.15.1	PIGGING	19
3.15.2	PACKING	20
3.15.3	VALVE CLOSURE	21
3.15.4	SHUTDOWN	22
3.15.5	RESTART	22
3.15.6	DEPRESSURISATION	23
4	FLUID MODELLING	26
4.1	COMPOSITIONS	26
4.2	PHASE ENVELOPES	27
5	RESULTS	30
5.1	PIGGING	30
5.2	PACKING	32
5.3	VALVE CLOSURE	33
5.4	SHUTDOWN CASES	37
5.5	RESTART CASES	43
5.6	DEPRESSURISATION	45
5.6.1	ORIFICE SIZING	45
5.6.2	FULL DEPRESSURISATION	46
6	REFERENCES	56

LIST OF FIGURES

FIGURE 1-1 - L10 AREA FIELD LOCATION	8
FIGURE 3-1 – SPURLINE AS MODELLED IN OLGA	13
FIGURE 3-2 – L10 CCS INJECTION PROFILE	17
FIGURE 3-3 – L10 SPURLINE BATHYMETRY	17
FIGURE 3-4 – PIPE BREAKDOWN AT D-HUBN END	18
FIGURE 3-5 – PIPE BREAKDOWN AT D-HUBN END	18



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

FIGURE 3-6 – METHODOLOGY FOR FULL DEPRESSURISATION SIMULATIONS.....	24
FIGURE 4-1 – PHASE ENVELOPES.....	28
FIGURE 4-2 – PURE CO ₂ - WATER CURVES.....	28
FIGURE 4-3 – MAX IMPURITIES - WATER CURVES.....	29
FIGURE 5-1 – PIG SPEEDS AT 5.5 MPTA MASS FLOW RATE	31
FIGURE 5-2 – PIG SPEEDS AT 2 MPTA MASS FLOW RATE	31
FIGURE 5-3 – PRESSURE AT SPURLINE INLET DURING LINE PACKING EVENT.....	33
FIGURE 5-4 – PURE CO ₂ – PRESSURE AT SPURLINE OUTLET DURING VALVE CLOSURE EVENT	34
FIGURE 5-5 – MAX IMPURITIES – PRESSURE AT SPURLINE OUTLET DURING VALVE CLOSURE EVENT.....	35
FIGURE 5-6 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER VALVE FULLY CLOSED AT L10-R: PURE CO ₂ – MIN AMBIENT.....	35
FIGURE 5-7 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER VALVE FULLY CLOSED AT L10-R: PURE CO ₂ – MAX AMBIENT.....	36
FIGURE 5-8 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER VALVE FULLY CLOSED AT L10-R: MAX IMPURITIES – MIN AMBIENT.....	36
FIGURE 5-9 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER VALVE FULLY CLOSED AT L10-R: MAX IMPURITIES – MAX AMBIENT.....	37
FIGURE 5-10 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: PURE CO ₂ – MIN AMBIENT.....	39
FIGURE 5-11 – TEMPERATURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: PURE CO ₂ – MIN AMBIENT.....	39
FIGURE 5-12 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: PURE CO ₂ – MAX AMBIENT.....	40
FIGURE 5-13 – TEMPERATURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: PURE CO ₂ – MAX AMBIENT.....	40
FIGURE 5-14 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: MAX IMPURITIES – MIN AMBIENT.....	41
FIGURE 5-15 – TEMPERATURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: MAX IMPURITIES – MIN AMBIENT.....	41
FIGURE 5-16 – PRESSURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: MAX IMPURITIES – MAX AMBIENT.....	42
FIGURE 5-17 – TEMPERATURE ALONG THE SYSTEM AT VARIOUS TIMEPOINTS AFTER SHUTDOWN: MAX IMPURITIES – MAX AMBIENT	42
FIGURE 5-18 – TEMPERATURE AT THE SPURLINE INLET DURING RESTART – NORMAL OPERATING PRESSURE CASES (140 BARG AT D-HUBN)	43
FIGURE 5-19 – TEMPERATURE AT THE SPURLINE INLET DURING RESTART – LOW PRESSURE CASES (85 BARG AT L10-R)	44
FIGURE 5-20 – PRESSURE AT THE SPURLINE OUTLET DURING RESTART – NORMAL OPERATING PRESSURE CASES (140 BARG AT D-HUBN).....	44
FIGURE 5-21 – PRESSURE AT THE SPURLINE OUTLET DURING RESTART – LOW PRESSURE CASES (85 BARG AT L10-R)	45
FIGURE 5-22 – PEAK MASS FLOW RATE THROUGH VARYING ORIFICE SIZES – PURE CO ₂ MIN AMBIENT	46
FIGURE 5-23 – MINIMUM FLUID TEMPERATURE AND PRESSURE DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MIN AMBIENT.....	48
FIGURE 5-24 – LIQUID VOLUME AND LIQUID MASS DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MIN AMBIENT.....	49
FIGURE 5-25 – DEPRESSURISATION RATE AND D/S ORIFICE TEMPERATURE DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MIN AMBIENT.....	49
FIGURE 5-26 – MINIMUM FLUID TEMPERATURE AND PRESSURE DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MAX AMBIENT.....	50
FIGURE 5-27 – LIQUID VOLUME AND LIQUID MASS DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MAX AMBIENT	50
FIGURE 5-28 – DEPRESSURISATION RATE AND D/S ORIFICE TEMPERATURE DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂ MAX AMBIENT.....	51
FIGURE 5-29 – MINIMUM FLUID TEMPERATURE AND PRESSURE DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MIN AMBIENT.....	51

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

FIGURE 5-30 – LIQUID VOLUME AND LIQUID MASS DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MIN AMBIENT.....	52
FIGURE 5-31 – DEPRESSURISATION RATE AND D/S ORIFICE TEMPERATURE DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MIN AMBIENT.....	52
FIGURE 5-32 – MINIMUM FLUID TEMPERATURE AND PRESSURE DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MAX AMBIENT.....	53
FIGURE 5-33 – LIQUID VOLUME AND LIQUID MASS DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MAX AMBIENT	53
FIGURE 5-34 – DEPRESSURISATION RATE AND D/S ORIFICE TEMPERATURE DURING DEPRESSURISATION – MAX IMPURITIES MAX AMBIENT.....	54
FIGURE 5-35 – PRESSURE TEMPERATURE PATH DURING DEPRESSURISATION – PURE CO ₂	54
FIGURE 5-36 – PRESSURE TEMPERATURE PATH DURING DEPRESSURISATION – MAXIMUM IMPURITIES	55

LIST OF TABLES

TABLE 2-1 – SUMMARY OF FULL BLOWDOWN RESULTS	11
TABLE 3-1 – L10 SPURLINE LIMITATIONS.....	13
TABLE 3-2 – L10 SPURLINE BATTERY LIMITS	13
TABLE 3-3 – ENVIRONMENTAL CONDITIONS: TEMPERATURES.....	14
TABLE 3-4 – ENVIRONMENTAL CONDITIONS: CURRENT SPEED.....	14
TABLE 3-5 – MATERIAL PROPERTIES.....	15
TABLE 3-6 – WALL LAYER DETAILS.....	15
TABLE 3-7 – CO ₂ COMPOSITION SPECIFICATION	16
TABLE 3-8 – L10 SPURLINE TRANSIENT CASE MATRIX.....	19
TABLE 3-9 – PIGGING CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	20
TABLE 3-10 – PACKING CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	20
TABLE 3-11 – VALVE CLOSURE CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	22
TABLE 3-12 – SHUTDOWN CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	22
TABLE 3-13 – RESTART CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	23
TABLE 3-14 – DEPRESSURISATION CASES – ADDITIONAL OLGA INPUT PARAMETERS.....	24
TABLE 4-1 – L10 FLUID IMPURITIES.....	26
TABLE 4-2 – L10 FLUID COMPOSITIONS.....	27
TABLE 5-1 – PIG CASES – RESULTS.....	30
TABLE 5-2 – PACKING CASES – RESULTS.....	32
TABLE 5-3 – VALVE CLOSURE CASES – RESULTS.....	34
TABLE 5-4 – SHUTDOWN CASES – RESULTS FOR THE SPURLINE.....	38
TABLE 5-5 – SHUTDOWN CASES – RESULTS FOR THE PLATFORMS.....	38
TABLE 5-6 – FULL DEPRESSURISATION CASES – SUMMARY OF RESULTS	47

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Holds

No.	Section	Hold

Terminology

Terminology	Definition
Company, NEP	Neptune Energy
Contractor, PEC	Petrofac Facilities Management Ltd. as the organisation responsible for the FEED phase of the Project
Vendor	The organisation to be awarded a purchase order/contract for supply of materials, equipment or service required for EPC Contract.
Sub Vendor	Party or organisation who supplies equipment or material or services through the Vendor.
Buyer	Party or organisation awarding a purchase order or contract for good or services required for the EPC Contract
EPC Contractor	Party carrying out the detailed Engineering, Procurement & Construction of the facility.
Subcontractor	A firm/corporation supplying or providing part of the Work under a Subcontract to the Contractor or EPC Contractor
Work	All temporary and permanent work described in the Contract and specifications.

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Abbreviations

Abbreviations	Description
CCS	Carbon Capture & Storage
CCUS	Carbon Capture Utilisation & Storage
CO2	Carbon Dioxide
D-HUBN	Distribution Hub
EVR	Erosional velocity ratio
kt	Kilotonne
LAT	Lowest Astronomical Tide
MAOP	Maximum Allowable Operating Pressure
MTPA	Mega Tonnes per Annum
PPM	Parts Per Million
SI	International System of Units
TOP	Top of Pipe



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

1 Introduction

1.1 Project Overview

The L10 area comprises of mature gas fields on the western side of the Dutch North Sea and is centred around the L10-A complex. The L10 area is located 62.5km from Den Helder, in a water depth of approximately 26m.

The Dutch offshore industry originated in the L10 area in the 1970s. Gas production on the Dutch continental shelf began in 1975, three years after the installation of the L10-A drilling platform. The complex now consists of four bridge-linked platforms: drilling, production, riser and a compression platform. The complex includes facilities for up to 64 employees.

The L10-A also gathers gas from numerous fields in the area, including Eni operated unmanned platforms.

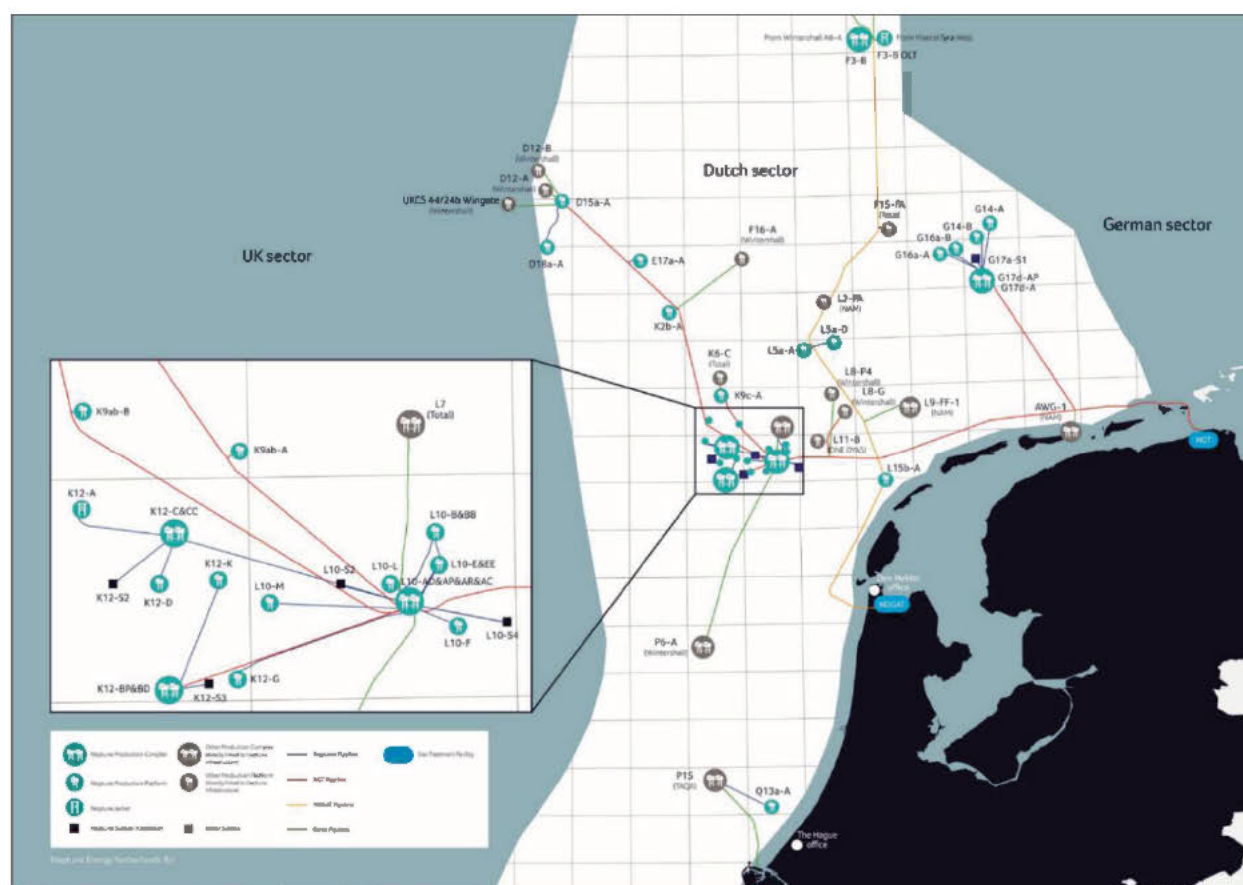


Figure 1-1 - L10 Area Field Location

During 2021, Neptune Energy (now Eni) completed an investigation of the technical and commercial feasibility of CO₂ storage in the L10 area depleted gas fields. The initial phase of the study has indicated that CO₂ storage is feasible.

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

1.2 Document Purpose

The purpose of this document is to present the following:

- Basis for the transient flow assurance work for the Spurline, including design requirements, design data, case matrix and key assumptions.
- Fluid modelling carried out to ensure the range of potential compositions is captured within the simulations.
- Results of the transient simulations carried out for the Spurline.

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

2 Executive Summary

Transient flow assurance work has been carried out for the L10 Spurline (GP-075) and associated topsides pipework, risers and spools running between D-HUBN and Platform L10-R to determine the state of pipeline across a range of upset conditions.

The following transient scenarios have been investigated as part of this scope:

- Pigging
- Line packing
Valve closure
- Shutdown
- Restart
- Pipeline depressurisation.

The fluids used within the analyses were the extremes of the potential compositions as follows and for minimum and maximum ambient conditions in order to assess the potential operating range (four scenarios):

- Pure CO₂
- CO₂ with maximum inert impurities concentration of 46,700 ppm (Note this is above the maximum allowable concentration of 40,000 ppm – i.e. no scaling) but was agreed with Client on 31st January 2024.

Key findings from the work undertaken are summarised below.

All transient scenarios excluding pipeline depressurisation

- Fluids remaining within the liquid phase for the duration of the upset events.
- Pigging at the design rate (+10% margin) of 5.5 MTPA gave pig speeds within the acceptable range of 0.2-5 m/s for an inspection pig [2]. Average pig speeds were in the range of 1.8-1.9 m/s for the 4 cases with transit times of approximately 3.5 hours.
- Additionally, it was shown that a flow rate of 2 MTPA would be required to ensure the pig speed was 0.5 m/s or higher for all cases.
- Packing of the pipeline to 200 barg (design pressure) from normal operating pressure of 140 barg at D-and design rate (+10%) of 5.5 MTPA takes between 3 minutes for pure CO₂ / min ambient and just under 9 minutes for max impurities/max ambient.
 - This is assuming that a valve is closed at L10-R and that there is sufficient pressure available from D-HUBN to pack the line to this pressure (e.g. the Trunkline is packed to 200 barg and a valve inadvertently opened).
- A valve closure event (1 s/inch) at L10-R gives a peak pressure rise of 22.6 bar for the pure CO₂ minimum ambient case, of which 11.5 bar is due to the surge pressure rise due to the valve closure and the remaining due to line pack. A Joukowsky hand calculation for the same case estimated a pressure rise of 11.2 bar for the surge pressure rise. A close match between the Joukowsky hand calculations and the near instantaneous pressure rises as the valve fully closes was achieved for the remaining cases
- The settle out pressure of the Spurline during a shutdown event was between 138.5-142.1 barg for normal operating conditions of 140 barg at D-HUBN.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

- For a reduced pressure of 85 barg at L10-R, the settle our pressures within the Spurline ranged between 96.8-99.3 barg
- Restarting the flow through the Spurline (post 3-day shutdown) there are some small blips in the fluid temperature and pressure in the pipeline but quickly returns to normal operating conditions within 15 minutes.

Pipeline depressurisation

The first stage of the depressurisation work focussed on obtaining an orifice plate size which would ensure that the maximum depressurisation rate of 26,000 kg/h was not exceeded. This was dictated by the dispersion analyses carried out.

The most conservative case of Pure CO₂ and minimum ambient conditions and 180 barg was used to size the orifice (due to maximum density) and resulted in an orifice size of 0.3". This orifice size was then used to depressurise the Spurline.

The initial state of the Spurline prior to depressurisation was ambient seawater temperature (min 4°C or max 18°C) and 180 barg (the maximum allowable operating pressure).

A minimum allowable fluid temperature of -7°C was adopted to give a 5°C margin on the water dropout (occurring at a temperature of -12°C for maximum impurities and a water content of 70 ppm) to account for any uncertainties in the phase envelopes and simulations.

Full blowdown of the Spurline to ~0 barg was shown to be possible for both minimum and maximum ambient conditions for both Pure CO₂ and Maximum impurities compositions.

Table 2-1 summarises the results for the full blowdown of the Spurline, showing that it takes upwards of 35 days to fully depressurise the pipeline with a 0.3" orifice.

Minimum fluid temperatures downstream of the orifice plate were shown to be sustained until the bubble point curve is reached, whilst the depressurisation mass flows quickly subside and are <10,000 kg/h for all cases after ~1 day.

Case	Initial pipeline pressure	Final pipeline pressure	Shut-ins required	Depressurisation time	Peak depressurisation rate	Minimum observed temperature	Minimum temperature d/s of orifice plate
-	barg	barg	-	Days	kg/h	°C	°C
Pure CO ₂ – Min ambient	180	~0	0	38	26,073 ¹	-0.3	-78.7
Pure CO ₂ – Max ambient	180	~0	0	34	25,262	14.0	-78.7
Max impurities – Min ambient	180	~0	1	43 ²	25,403	-6.2	-88.6
Max impurities – Max ambient	180	~0	0	35	24,340	4.1	-88.6

¹Whilst this is slightly above the 26,000 kg/h limit, it only occurs for the first ~85 seconds of the depressurisation

²Including shut in

Table 2-1 – Summary of full blowdown results

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

3 Basis of Design

The section details the simulation basis of design for the flow assurance work. All data in the section references the System basis of design unless otherwise specified [1].

3.1 Methodology

Transient flow assurance simulations have been carried out across a range of upset events with different ambient conditions and using fluid compositions which will represent the potential extremities of operating window of the L10 Infield line. The methodology for each event type is detailed in section 3.15.

Following the previous issue of this report (Rev 00), changes to the design philosophy meant that the design capacity of the L10 Spurline was reduced from 10 MTPA to 5 MTPA (5.5 MTPA with 10% margin). Due to this, the Spurline size has been reduced to 16" (from 20").

Fluid analysis was conducted to determine the compositions and most appropriate Equation of state for the simulations. To ensure accuracy, compositional tracking and pressure enthalpy (PH) flashing were used to ensure any phase changes were captured as accurately as possible. Additionally, as per current OLGA best practices for CO2 systems [3], the OLGA friction factor flow model (i.e. not OLGA HD) has been used.

3.2 Units

The units will be International System of Units (SI).

3.3 Software

Fluid modelling was carried out in Multiflash version 7.1. Transient flow assurance modelling was carried out using OLGA version 2022.1.0.

3.4 Limitations

The limitations applied to the flow assurance work on the L10 Spurline are detailed in Table 3-1:



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Parameter	Unit	Limit
Pipeline design pressure	barg	200
Maximum allowable operating pressure (MAOP)	barg	180
Manifold pressure to stay within safe operational envelope	barg	120
Normal operating pressure at D-HUBN	barg	140
Pipeline minimum design temperature	°C	-20
Pipeline maximum design temperature	°C	50
Design flow rate	MTPA	5.0
Design flow rate +10% margin	MTPA	5.5
Assumed potential max rate including futures	MTPA	8
Maximum fluid velocity	m/s	3.9
Erosional Velocity in two-phase conditions (EVR)	-	2.5

Table 3-1 – L10 Spurline limitations

3.5 Battery Limits

The battery limits for the L10 Spurline are summarised in Table 3-2.

System	Start	End
L10 Spurline	D-HUBN Riser 6 Subsea Tie-in Flange	L10-R Permanent Pig Receiver Connection & Isolation Valve in Topsides Branch Connection

Table 3-2 – L10 Spurline battery limits

3.6 OLGA Model

The OLGA model constructed for the Spurline is shown in Figure 3-1 based on the aforementioned battery limits.

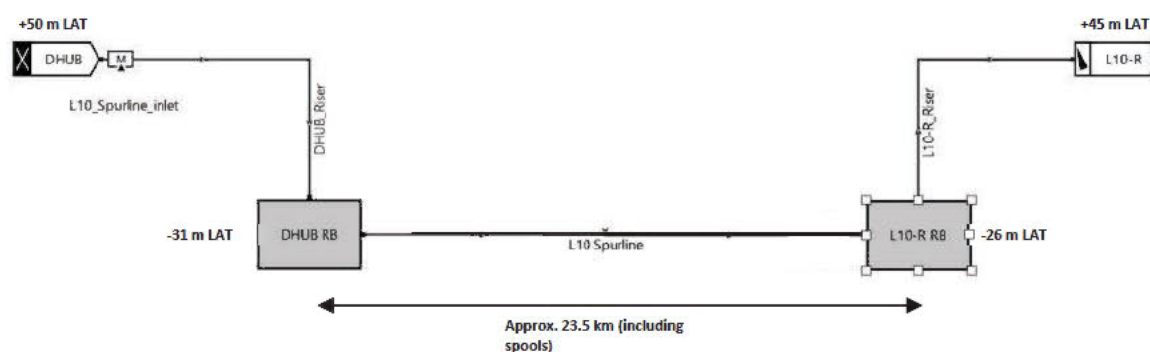


Figure 3-1 – Spurline as modelled in OLGA

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

3.7 Environmental Conditions

Table 3-3 presents the air and water temperatures for use within the Flow Assurance work. [4] [5]

Location	Minimum temperature [°C]	Maximum temperature [°C]
Air	-9	28
Sea	4	18

Table 3-3 – Environmental conditions: Temperatures

Table 3-4 presents the current speed data for use within the Flow Assurance work. The 100-yr data was assumed [4] [5].

The yearly mean wind speed of 8.18 m/s is assumed for the riser/topsides which are exposed to air, taken from Table 4.3 in [6].

Location	Elevation [m]	Current [m/s]
Surface	0	1.73
80% water depth	-5.4	1.66
50% water depth	-13.5	1.51
20% water depth	-21.6	1.29
10% water depth	-24.3	1.17
1m above seabed	-26	1.01

Table 3-4 – Environmental conditions: Current speed

3.8 Arrival/Discharge Conditions

For the purposes of carrying out transient scenarios for the Spurline, the following inlet conditions were assessed to ensure the entire operating envelope is captured.

- Inlet temperature – Ambient seawater temperature (low: 4°C, high: 18°C)
- D-HUBN topsides pressure – Two (2) conditions have been assessed, normal operating pressure at D-HUBN of 140 barg (max. velocities) and a maximum pressure of 170 barg (max. fluid densities).

3.9 Material Properties

Table 3-5 presents the material properties for use within the Flow Assurance work.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

System	Density	Thermal Conductivity	Specific Heat Capacity
Unit	kg/m ³	W/m.K	J/kg.K
Carbon Steel	7,850	45.3	461
3LPE	900	0.22	2,200
Neoprene	2,000	0.19	1,250
Sand	800	2.1	1,450

Table 3-5 – Material Properties

3.10 Wall Details

Table 3-6 presents the wall thicknesses used for the steady state simulations of the Spurline. The topsides piping and spool sections will be assumed to be carbon steel plus 3LPE coating. The riser will have 12 mm neoprene coating apart from in the splash zone (-2.3 m to +6.1 m LAT) where it will be 25 mm. However, for the purposes of the flow assurance model (to avoid modelling very short sections), the riser is assumed to have 12 mm throughout.

Wall roughness is assumed to be 0.05 mm throughout.

Line	Pipeline OD	Pipeline wall thickness	Pipeline ID	Additional layers	Burial depth TOP
Unit	mm	mm	mm	mm	mm
16" NB Pipeline	406.4	23.83	358.74	3.5 mm 3LPE	1,000
16" NB Riser	406.4	23.83	358.74	12 mm Neoprene	-
16" Topsides/Spool	406.4	23.83	358.74	3.5 mm 3LPE	-

Table 3-6 – Wall layer details

3.11 Fluid Data

The potential CO₂ composition entering the L10 system will be a blend of the two specifications presented in Table 3-7, both with a CO₂ content of >95% and can reach almost pure CO₂. It is therefore proposed to carry out simulations for both pure CO₂ and the maximum unscaled impurities to ensure the potential operating envelope is captured.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified. ☒ Restricted. ☐ Internal. ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Class	Component	Constraint	unit	Ships	Pipeline infrastructure
	CO ₂	larger than	mol%	balance	95
	H ₂ O	less than	ppmmol	30	70 ⁽¹⁾
inerts	N ₂	less than	mol%	-	2.4
	O ₂	less than	ppmmol	10	40
	H ₂	less than	ppmmol	500	7500
	Ar	less than	mol%	-	0.4
	CH ₄	less than	mol%	-	1
	CO	less than	ppmmol	1200	750
	O ₂ +N ₂ +H ₂ +Ar+CH ₄ +CO	sum less than	ppmmol	2000	40000
sulphur	NO _x	sum less than	ppmmol	1.5	2.5 ⁽⁴⁾
	SO _x	sum less than	ppmmol	10	-
	H ₂ S	less than	ppmmol	5	5
	CarbonylSulphide	less than	ppmmol	-	-(¹)
	DimethylSulphide	less than	ppmmol	-	-(¹)
	H ₂ S + COS + SO _x + DMS	sum less than	ppmmol	-	20
Volatile organic components	Amine	less than	ppmmol	10	1
	Formaldehyde	less than	ppmmol	20	-
	Acetaldehyde	less than	ppmmol	20	-(¹)
	Aldehydes	sum less than	ppmmol	-	10
	carbolylic acids & amides	sum less than	ppmmol	-	1
	phosphorus-containing compounds	sum less than	ppmmol	-	1
	NH ₃	less than	ppmmol	10	3
	Ethylene (C ₂ H ₄)	sum less than	ppmmol	-	-(¹)
	H-Cyanide (HCN)	less than	ppmmol	-	2
	Total volatile organic compounds (excl. MeOH, EtOH, aldehydes)	sum less than	ppmmol	10	10
	Methanol	less than	ppmmol	40	620
	Ethanol	less than	ppmmol	20	20
Heavies	glycols (TEG)	sum less than		-	Follow dew-point specification
	C ₂₊ (aliphatic hydrocarbons)	sum less than	ppmmol	-	1200
	Aromatic Hydrocarbons	sum less than	ppmmol	-	0.1
Met als	Hg	less than	ppbmol	30	-
	Cadmium + Thalium	sum less than	ppbmol	30	-
Dew-point	Dew point (any liquid phase)	sum less than	°C (@ 20 bar)	-	-10 ⁽²⁾
Solids	Full removal cut-off diameter	Less than	micron	1 ⁽³⁾	1 ⁽³⁾

Table 3-7 – CO₂ Composition Specification

3.12 Injection Profile

The L10 injection profile is presented in Figure 3-2. This shows a plateau of 5 MTPA, for the first 15 years before slowly decaying over the following 35 years. For flow assurance purposes, the design rate of 5.5 MTPA is considered, and a rate of 8 MTPA to account for future flow.



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

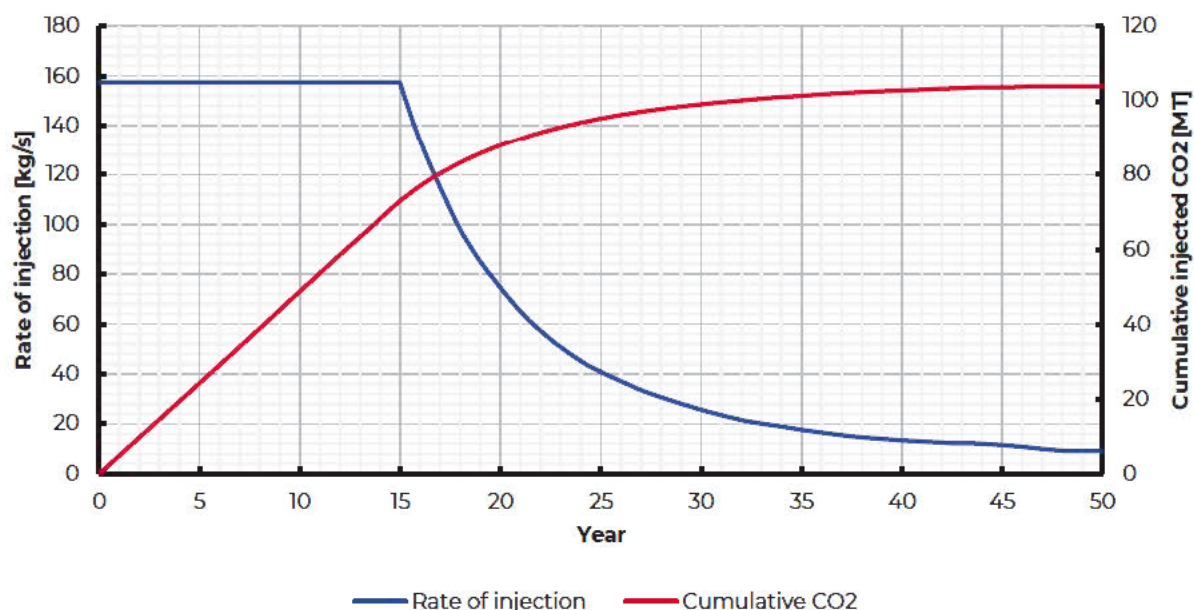


Figure 3-2 – L10 CCS Injection profile

3.13 Bathymetry

Figure 3-3 presents the Spurline bathymetry relative to LAT. The seabed profile is almost flat ranging between depths of -31 m LAT at D-HUBN and -26 m LAT at L10-R.

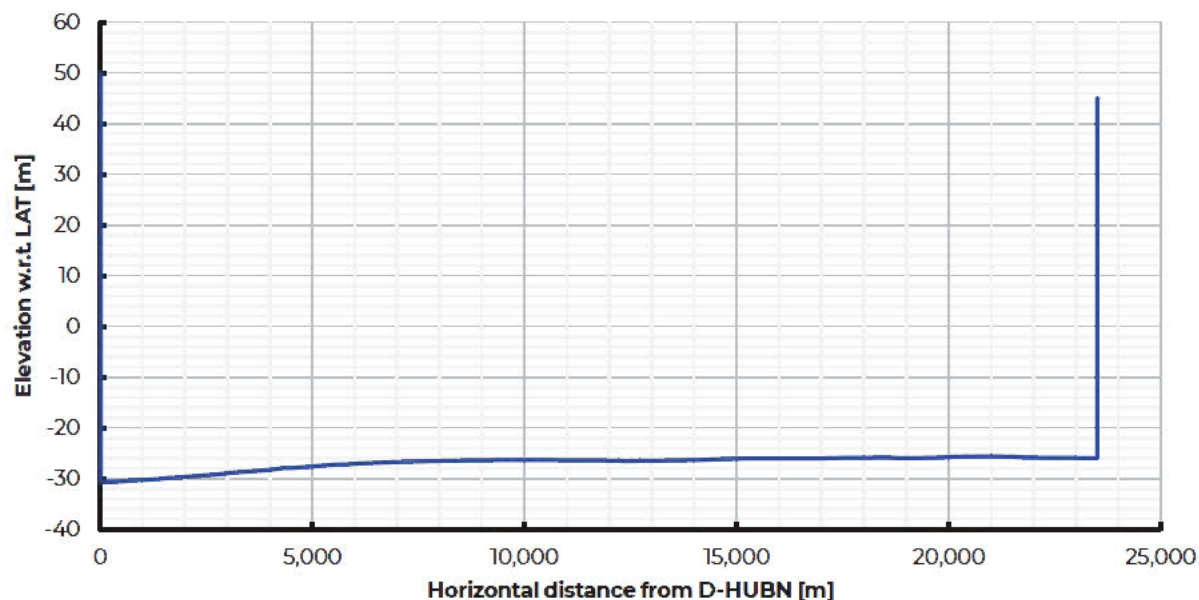


Figure 3-3 – L10 Spurline Bathymetry

Figure 3-4 and Figure 3-5 present the pipe breakdown at the D-HUBN end and L10-R end respectively.



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

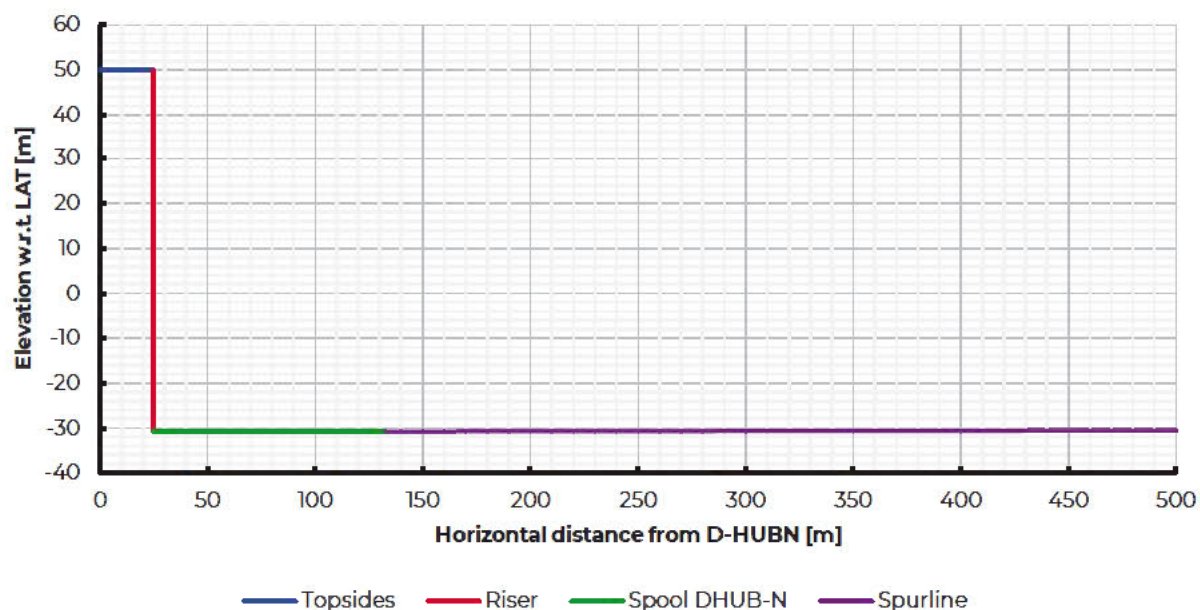


Figure 3-4 – Pipe breakdown at D-HUBN end

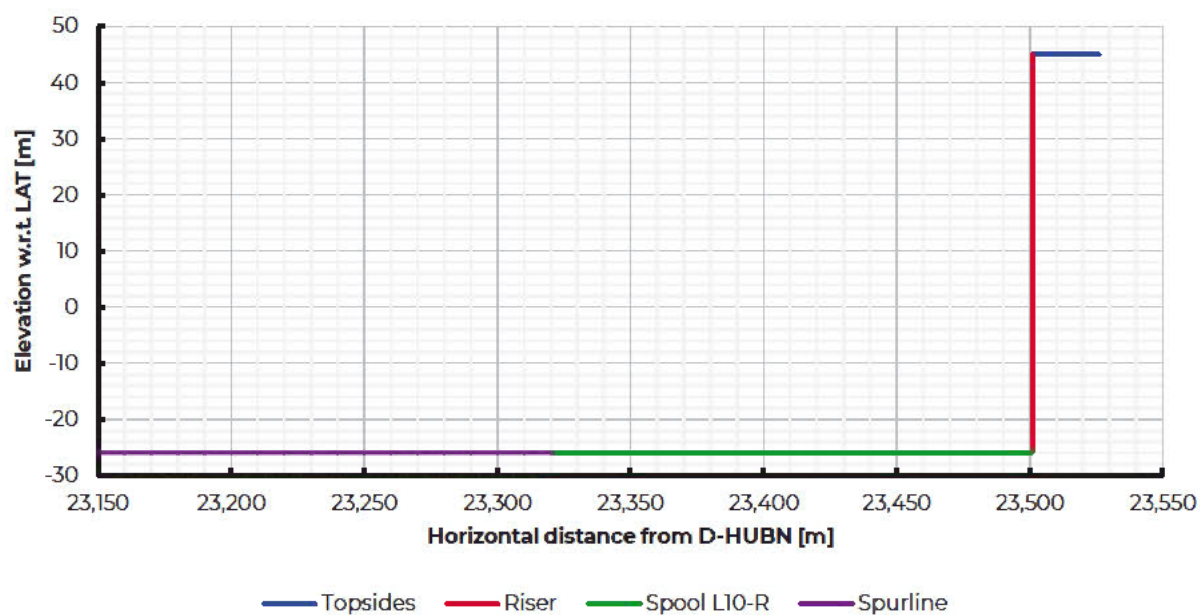


Figure 3-5 – Pipe breakdown at D-HUBN end

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

3.14 Case Matrix

The case matrix for the L10 Spurline transient simulations is presented in Table 3-8.

Case type	Ambient conditions	Fluid	D-HUBN pressure [barg]
Pigging	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	140
Packing	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	140
Valve closure	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	140
Shutdown	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	140 85 at L10-R
Restart	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	140
Depressurisation	Min/Max	Pure CO ₂ /Max impurities	180 ¹

¹Initial Spurline pressure set to 180 barg to give maximum initial flow rate.

Table 3-8 – L10 Spurline transient case matrix

3.15 Transient Simulation Methodology

3.15.1 Pigging

To carry out the pigging simulations, a pig was launched from the D-HUBN topsides and received at the L10-R topsides. Two flow rates were assessed, the design rate (+10% margin) of 5.5 MTPA and a lower flow rate of 2 MTPA for each of the four (4) composition/ambient conditions.

Further to the simulation input data detailed in section 3, the following input parameters were appropriate for the pigging simulations. Where information was not available on actual pig data, OLGA defaults were used.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	5
Minimum allowable timestep	s	1e-5
Initial timestep	s	1e-3
Pig leakage factor	-	0
Pig static force	N	1,000
Wall friction	Ns/m	1,000
Linear friction	Ns/m	10
Quadratic friction	Ns ² /m ²	0
Pig mass ¹	kg	362
Acceptable pig speed ¹	m/s	0.2-5
Pig working pressure range ¹	bar	20-220

¹Pig data taken from potential inspection pig [2]

Table 3-9 – Pigging cases – Additional OLGA input parameters

3.15.2 Packing

The Spurline was packed at constant flow rate of 5.5 MPTA (design rate +10%) to determine time to reach the pipeline design pressure of 200 barg from normal operating pressures. Simulation assumes that 200 barg is available from D-HUBN (e.g a scenario whereby the trunkline is packed to 200 barg and a valve to the Spurline is inadvertently opened).

Table 3-10 details the additional OLGA inputs for the packing cases.

Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	5
Minimum allowable timestep	s	1e-5
Initial timestep	s	1e-3

Table 3-10 – Packing cases – Additional OLGA input parameters

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

3.15.3 Valve Closure

To carry out the valve closure simulations, the L10-R topsides valve was closed at a rate of 1s/inch (16 seconds) to determine the pressure rise in the pipeline due to change in fluid momentum during normal operating pressures and the design flow rate (+10% margin) of 5.5 MTPA.

In addition, the pressure surge using the Joukowsky method was also carried out for reference, to compare with the initial steep pressure rise at the point of the valve fully closing. The Joukowsky equation for maximum pressure rise is defined as follows:

$$\Delta P = \rho c v_0$$

Where:

- ΔP is the maximum surge pressure (Pa)
- ρ is the fluid density (kg/m^3)
- c is the speed of sound of the fluid
- v_0 is the steady state fluid velocity (m/s)

The speed of sound and density values were taken from Mutlflash at the outlet conditions (L10-R topsides).

OLGA is an appropriate tool for carrying out pressure surge calculations when the following is ensured:

- The pipeline discretisation density (the number of sub segments where calculations are carried out) is increased compared to normal simulation requirements
- The simulation timesteps are controlled such that they are less than the minimum segment length divided by the fluid speed of sound (this is achieved by using the DTcontrol option)
- The fluid is sufficiently defined around the pressures of interest (This study uses compositional tracking so this is a given)

However, the computational expense of running in OLGA, given the above criteria mean that it is an inefficient method if there was a large matrix to carry out. However, for this study it was deemed acceptable due to the small number of cases, rather than rebuilding the model in an alternative software.

Further to the simulation input data detailed in section 3, the following input parameters were appropriate for the valve closure simulations. Note, as mentioned, the simulation model discretisation was significantly increased for this simulation, which is necessary for accurate surge predictions.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	0.01
Minimum allowable timestep	s	1e-5
Initial timestep	s	1e-3
DT control	-	SoundCFL
Valve closure time	s	16
Maximum pipe segment length	m	10
Carbon steel modulus of elasticity	GPa	210

Table 3-11 – Valve closure cases – Additional OLGA input parameters

3.15.4 Shutdown

To carry out the shutdown simulation cases, the pipeline was shut-in and left to reach ambient temperatures, to determine shut-in conditions for min and max ambient cases at normal operating pressures. The Spurline was shut-in by closing the topsides valves and ramping down flow to 0 MTPA over 60 seconds (i.e. less aggressive than valve closure simulations).

In addition to the normal pressure conditions (140 barg discharge from D-HUBN), the shutdown simulations were also carried out for realistic minimum pressure conditions (i.e. before trips) of 85 barg at L10-R topsides.

Table 3-12 details the additional OLGA inputs for the shutdown cases.

Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	1 (60 seconds once shut in)
Minimum allowable timestep	s	1e-3
Initial timestep	s	1e-3
Valve closure time	s	16
Flow rate ramp down time	s	20
Shutdown time	Days	3

Table 3-12 – Shutdown cases – Additional OLGA input parameters

3.15.5 Restart

Restart simulation cases were continued from the appropriate shut down cases. The flow was ramped up to the design rate (+10% margin) of 5.5 MTPA. The simulations were conducted for min and max ambient cases at normal operating pressures and in addition to the normal pressure conditions (140 barg discharge from D-HUBN), the restart simulations were also carried out for realistic minimum pressure conditions (i.e. before trips) of 85 barg at L10-R topsides.

Table 3-13 details the additional OLGA inputs for the restart cases.

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	1
Minimum allowable timestep	s	1e-3
Initial timestep	s	1e-3
Valve opening time	s	20
Flow rate ramp up time	s	20

Table 3-13 – Restart cases – Additional OLGA input parameters

3.15.6 Depressurisation

3.15.6.1 Orifice Sizing

Prior to full depressurisation simulations being carried out, the orifice size was required to be determined which would restrict the mass flow rate to the vent line considering a worst case fully packed Spurline at 180 barg. Gas dispersion work carried out for L10 demonstrated that there is a limit of 26,000 kg/h through the vent line equivalent to approximately 150 m/s through a 6" line.

The leak model in OLGA was employed to carry out the simulations with a back pressure of 0 barg downstream of the leak. No vent line was modelled due to the very small timestep which would occur due to the high velocities within the vent line.

The peak flow rate occurs at the very start of the simulation when the pressure difference across the orifice is the largest so the simulations were only run for ~ 1 hour.

3.15.6.2 Full Depressurisation

Full depressurisation simulations were carried out using the leak model in OLGA. It would have been too computationally expensive to include the vent piping as noted above. Additionally, the geometry was simplified to a flat pipeline profile (simulation complications arose at the D-HUBN end with liquid draining towards D-HUBN, becoming trapped and not flashing off with the geometry set up as shown in Figure 3-3). The model also only consisted of the pipeline (no topsides) so that no small pipe segments were present in the model (allowing larger timesteps and also less computation points).

A back pressure of 0 barg was again utilised which provides a worst case for the predicted downstream fluid temperatures (TLKEAK variable in OLGA) as OLGA carries out an isenthalpic flash calculation across the orifice and pressure differential is a key parameter in the temperature loss.

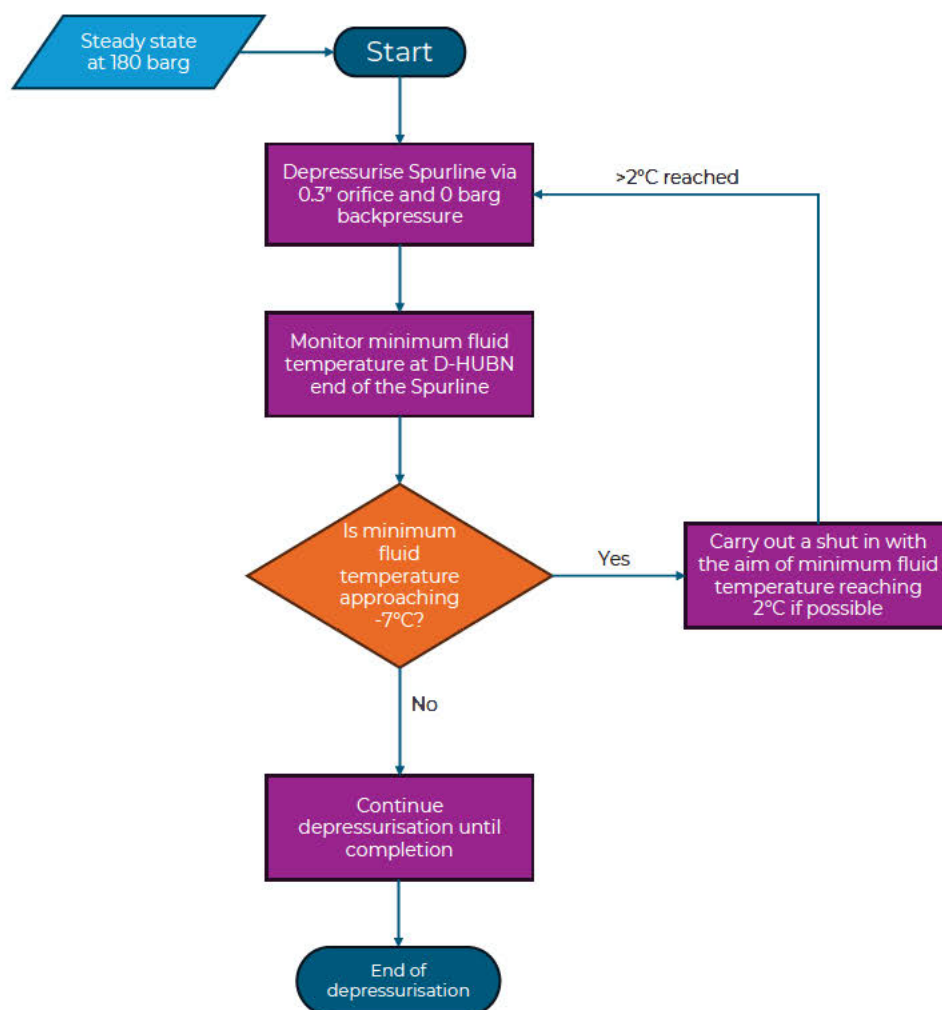
Table 3-14 details the additional OLGA inputs for carrying out the depressurisation simulations.



Parameter	Unit	Values
Maximum allowable timestep	s	1 (5 after 3 days, 30 during final gas off)
Minimum allowable timestep	s	1e-5
Initial timestep	s	1e-3
Leak model downstream pressure	barg	0
Leak model orifice size	Inch	0.3
Minimum allowable fluid temperature	°C	-7

Table 3-14 – Depressurisation cases – Additional OLGA input parameters

The depressurisation calculations were carried out with the following methodology (2°C was chosen to be an achievable warm up temperature even in winter ambient conditions of (4°C), it is an aim rather than a fixed target value:

**Figure 3-6 – Methodology for full depressurisation simulations**

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

It is noted that this is a fairly manual process and wouldn't translate well to operation. In reality, operations would probably like to have this automated with the use of a control valve or otherwise such that the valve opening is related to the fluid temperature at the D-HUBN riser base. The fluid temperatures in this location will be the lowest as it has the lowest elevation (see Figure 3-3) and thus the liquid drains to this location during depressurisation and the act of the liquid flashing off (into gas) will produce the lowest fluid temperatures.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

4 Fluid Modelling

As determined in the fluid modelling work presented in the steady state report (L10-R_PS-151-0004_01) it was determined that the Peng Robinson and Span and Wagner Equations of State were to be used for the maximum impurities and pure CO₂ fluids respectively.

In addition to CO₂, only impurities which contribute to changes in the fluid phase envelope and/or are components of interest were considered. These are as follows:

- Inerts: N₂, H₂, Ar, CH₄ & CO
- C2 (Ethane)
- H₂O & Methanol

4.1 Compositions

The maximum impurities will elicit the largest opening of the phase envelope. Therefore, for each component, the maximum level of each impurity was determined based on the constraints listed in Table 3-7.

As discussed during a meeting with Client on 31st January 2024 (Process Simulation TQ-0022), that for the steady state simulations, no scaling of the impurities will be done and therefore it should be noted that the sum of the inert components assessed is above the max allowable concentration of 40,000 ppm.

Component	Maximum concentration [ppm]
N ₂	24,000
H ₂	7,500
Ar	4,000
CH ₄	10,000
CO	1,200
Sum Inerts	46,700
C2	1,200
H ₂ O	70
Methanol	620

Table 4-1 – L10 Fluid impurities

Table 4-2 presents the two compositions which will were used for the steady state flow assurance work.



Component	Pure CO ₂	Max impurities
[]	Mol %	Mol %
CO ₂	100.000	95.141
N ₂		2.400
H ₂		0.750
Ar		0.400
CH ₄		1.000
CO		0.120
C ₂		0.120
H ₂ O		0.007
Methanol		0.062
Total	100.000	100.000

Table 4-2 – L10 Fluid compositions

4.2 Phase Envelopes

Figure 4-1 presents the fluid phase envelopes for the two compositions to be assessed. The phase envelopes were generated using the Peng Robinson and GERG 2008 equation of state for max impurities and pure CO₂ respectively.

Figure 4-2 and Figure 4-3 detail the water dropout curves have been plotted for pure CO₂ and max impurities respectively (note, a small amount of water was added to the Pure CO₂ composition to enable plotting). These were carried out using the following equations of state models:

- GERG 2008
- EOS-CG
- Peng Robinson

This demonstrates that water drop out isn't observed until -12°C, at pressures of approx. 25 bara and below for the max impurities case, and approximately -26°C for pure CO₂ at 15 bara and below.

The avoidance of acid dropout is also required when impurities are present. It is currently understood that acid dropout can occur at temperatures below 0°C. As acids are only formed with the presence of water, the upper limit of -12°C for water dropout will be used as the temperature at which acid could form with the impurities present.

For the study, a 5°C margin on the water dropout curves (As discussed with Neptune/ENI in April and aligning with comment 157465) has been used as the basis to avoid water dropout (and thus acid formation). The higher predicted water dropout temperature of -12°C has been used for both compositions, giving a **minimum fluid temperature limit of -7°C** for the Spurline.



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

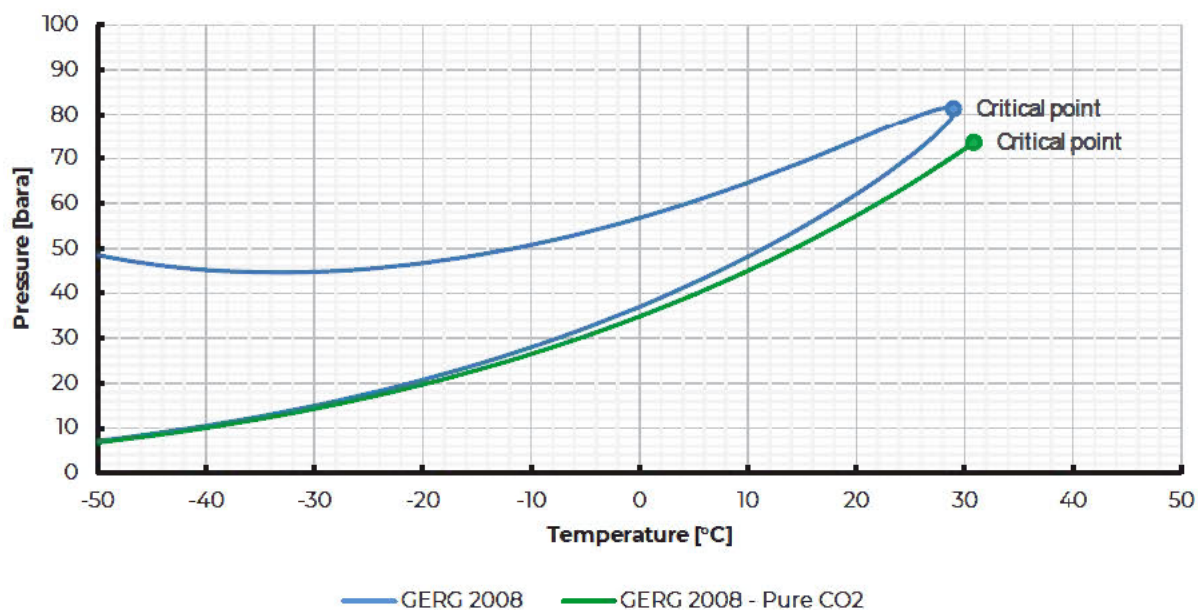


Figure 4-1 – Phase envelopes

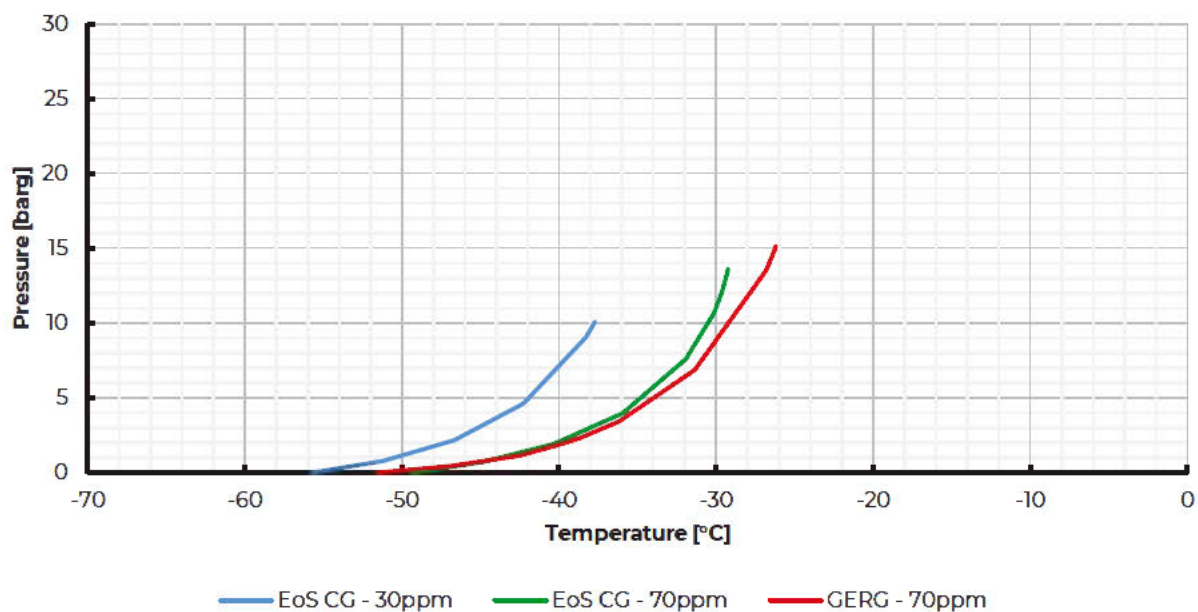


Figure 4-2 – Pure CO2 - Water curves



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

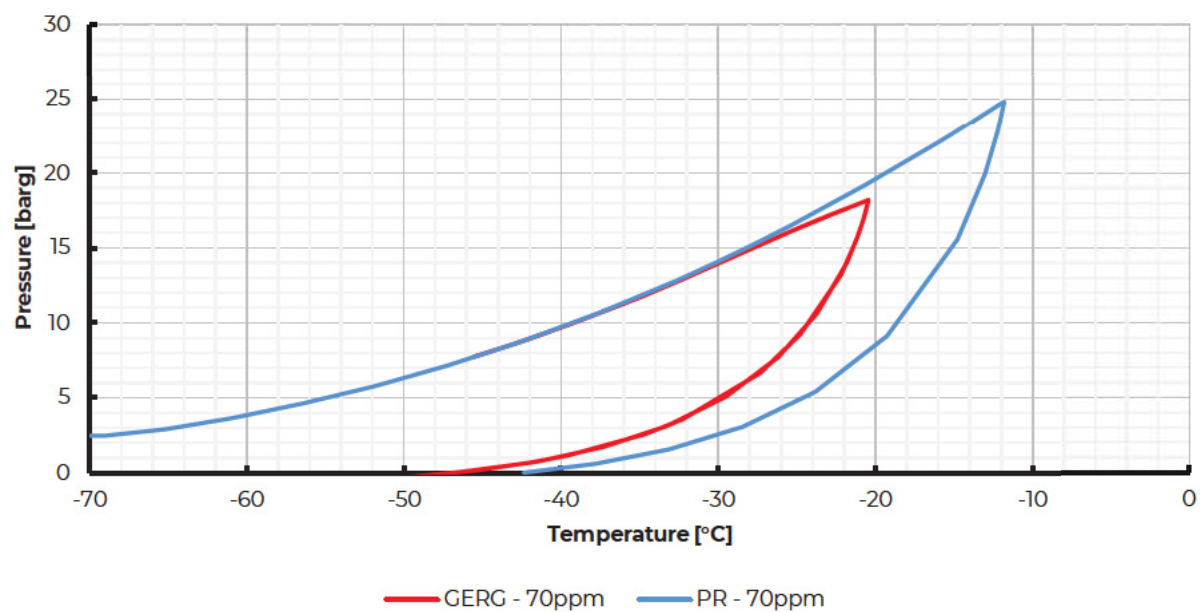


Figure 4-3 – Max impurities - Water curves



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

5 Results

This section details the results of the transient flow assurance simulations carried out as per the case matrix detailed in Table 3-8.

5.1 Pigging

Pigging simulations were carried out at the design rate (+10%) of 5.5 MTPA and a lower flow rate of 2 MTPA, for both Max impurities and Pure CO₂ for min and max ambient temperatures.

Table 5-1 details the results from the pigging simulations. The average and max pig speeds for all cases is between the required 0.2-5 m/s. The pig transit times when flowing at the design rate (+10%) of 5.5 MTPA is between 3.1-3.7 hours and at a lower flow rate of 2 MTPA it is between 8.6-10.2 hours. The pure CO₂ min ambient condition case takes the longest and the Max impurities max ambient case has the shortest pig duration.

Pig pressure differentials are higher at the lower pig speeds as OLGA predicts more contact between the pipe wall and the pig at the lower speeds. Note, the wall friction inputs were the OLGA default values.

Figure 5-1 and Figure 5-2 show the pig speeds throughout its transit through the Spurline for 5.5 MTPA and 2 MTPA flow rates respectively. As the fluid is single phase and the elevation profile is virtually flat, the pig speed remains very stable throughout with slight variances observed at the initial launch and down the D-HUBN riser.

Fluids remain within the liquid phase region for the duration of the event for all cases.

Case	Flow rate	Composition	Ambient conditions	D-HUBN pressure	Max pig speed	Average pig speed	Pig transit time	Average pig dP
-	MTPA	-	-	barg	m/s	m/s	Hours	Pa
1	5.5	Pure CO ₂	Min	140	1.86	1.77	3.7	182
2	5.5	Pure CO ₂	Max	140	2.03	1.91	3.4	196
3	5.5	Max impurities	Min	140	2.00	1.89	3.5	194
4	5.5	Max impurities	Max	140	2.22	2.11	3.1	216
5	2	Pure CO ₂	Min	140	0.75	0.64	10.2	3,625
6	2	Pure CO ₂	Max	140	0.79	0.69	9.5	3,151
7	2	Max impurities	Min	140	0.78	0.69	9.6	3,193
8	2	Max impurities	Max	140	0.86	0.76	8.6	2,455

Table 5-1 – Pig cases – Results



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

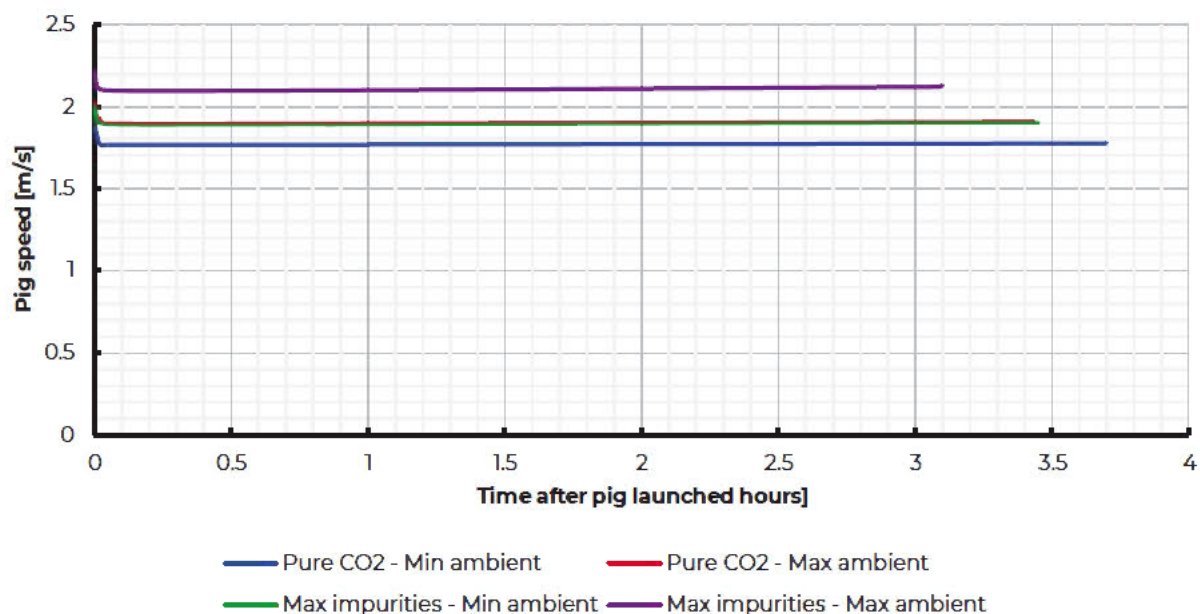


Figure 5-1 – Pig speeds at 5.5 MPTA mass flow rate

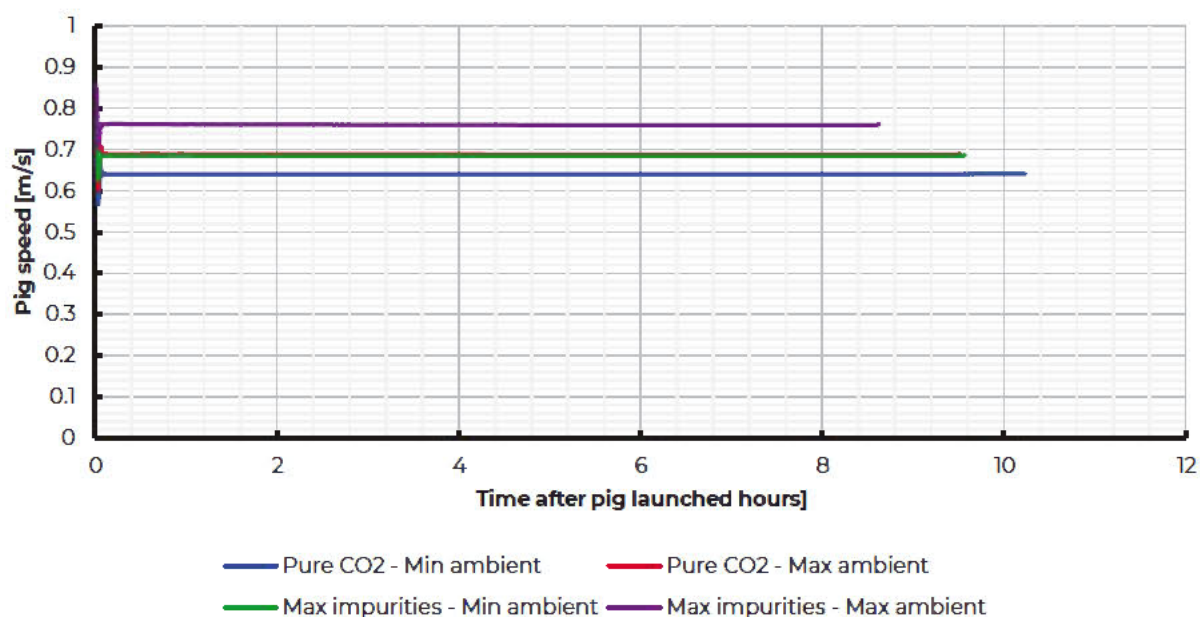


Figure 5-2 – Pig speeds at 2 MPTA mass flow rate

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

5.2 Packing

Packing simulations were carried out assuming the normal operating pressure of 140 barg at D-HUBN and the design flow rate (+10%) of 5.5 MTPA. The simulations were carried out for min and max ambient temperatures and for Max impurities and Pure CO₂. The flow rate of 5.5 MTPA was maintained against the topsides valve at L10-R being shut to determine the time to reach the pipeline design pressure of 200 barg. This is an extremely conservative case and very unlikely to happen due to the high pressure trips in place for the trunkline.

Table 5-2 details the results from the packing simulations. The results show that it takes just 3 minutes for the pipeline to pack when there is Pure CO₂ at minimum ambient conditions and almost 9 minutes with Max impurities with max ambient conditions.

For all cases, the pressure at D-HUBN topsides was approximately 193 barg when the Spurline reaches 200 barg at the D-HUBN end (i.e. subsea).

Fluids remain within the liquid phase region for the duration of the event for all cases.

Composition	Ambient conditions	Initial pressure at D-HUBN	Time for Spurline to reach 200 barg	Pressure at D-HUBN when Spurline reaches 200 barg
-	-	barg	mins	barg
Pure CO ₂	Min	140	3.0	192.5
Pure CO ₂	Max	140	4.3	193.0
Max impurities	Min	140	5.9	193.5
Max impurities	Max	140	8.6	193.7

Table 5-2 – Packing cases – Results

Figure 5-3 presents the pressure rise at the Spurline inlet (D-HUBN end) once the valve at L10-R topsides is closed assuming the initial pressure to be the normal operating pressure at 140 barg at D-HUBN.

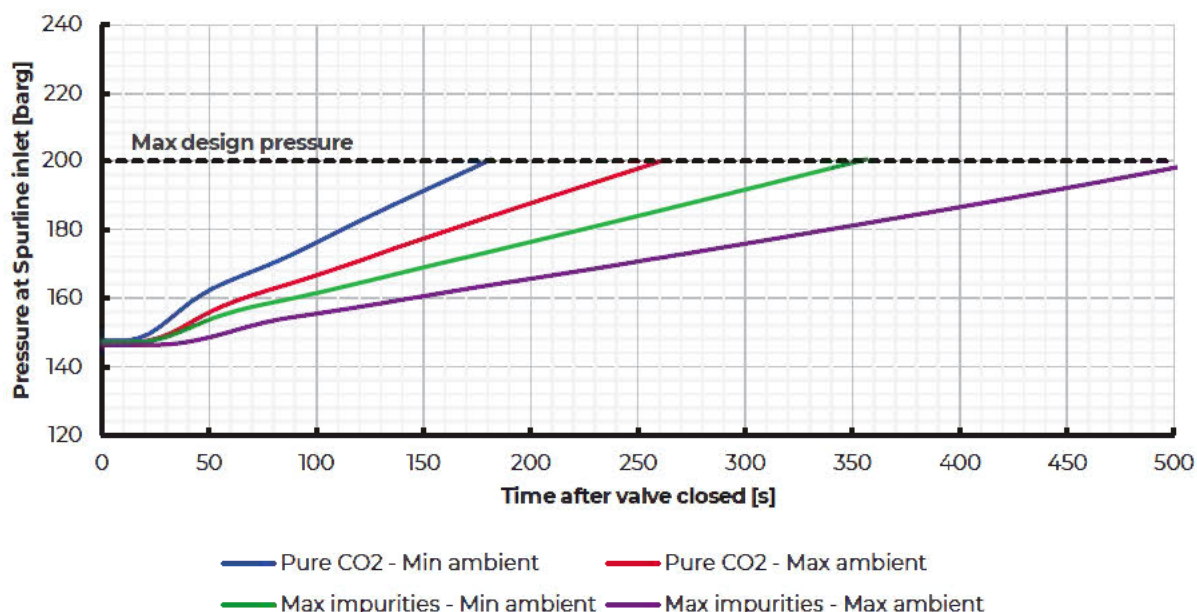


Figure 5-3 – Pressure at Spurline inlet during line packing event

5.3 Valve Closure

Valve closure simulations were carried out to determine potential pressure rises in the system during a valve closure at L10-R topsides, stopping all flow. The valves were shut over 16 seconds (1 second/inch). Simulations were performed for min and max ambient conditions and for both Max impurities and Pure CO₂ compositions. All cases were conducted using the maximum design rate (+10% margin) of 5.5 MTPA and a 140 barg discharge pressure from D-HUBN.

Table 5-3 details the results the simulations with a 16 second valve closure at L10-R topsides. The peak increases occur for the min ambient Pure CO₂ cases with a peak pressure rise of 22.6 bar at the Spurline outlet. For each case, the peak pressure at L10-R topsides were approximately 6 bar lower (due to elevation) than that at the Spurline.

The peak pressure for the pure CO₂ minimum ambient case is 156.9 barg, which is >40 bar lower than the design pressure for the pipeline (200 barg).

A close match between the Joukowsky hand calculations and the initial steep pressure rise observed in the OLGA simulations was achieved. This steep initial pressure rise as the valve fully closes is illustrated in Figure 5-4 for the pure CO₂ minimum ambient case, where the remaining pressure increase is attributed to line packing effects.

Figure 5-5 shows the pressure at the Spurline outlet for the maximum impurities case. As it can be observed, the pressure fluctuations reduce much quicker than for the pure CO₂ cases as the fluid is more compressible.

Figure 5-6, Figure 5-7, Figure 5-8 and Figure 5-9 show the pressure profile along the system at various timepoints during the valve closure event, after the valve is fully closed (i.e. valve fully closed at T=0). The chart shows how the pressure wave travels back towards D-HUBN.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Fluids remain within the liquid phase region for the duration of the event for all cases.

Case	Steady state pressure @ Spurline outlet	Joukowski surge pressure rise at the Spurline outlet	Joukowski hand calculation	Peak pressure @ Spurline outlet	Overall peak pressure increase at Spurline outlet
Unit	barg	bar	bar	barg	bar
Pure CO ₂ – Min ambient	134.3	11.5	11.2	156.9	22.6
Pure CO ₂ – Max ambient	132.8	9.6	9.4	154.2	21.4
Max impurities – Min ambient	132.9	9.5	9.1	150.9	18.0
Max impurities – Max ambient	130.7	8.5	8.3	148.5	17.8

Table 5-3 – Valve closure cases – Results

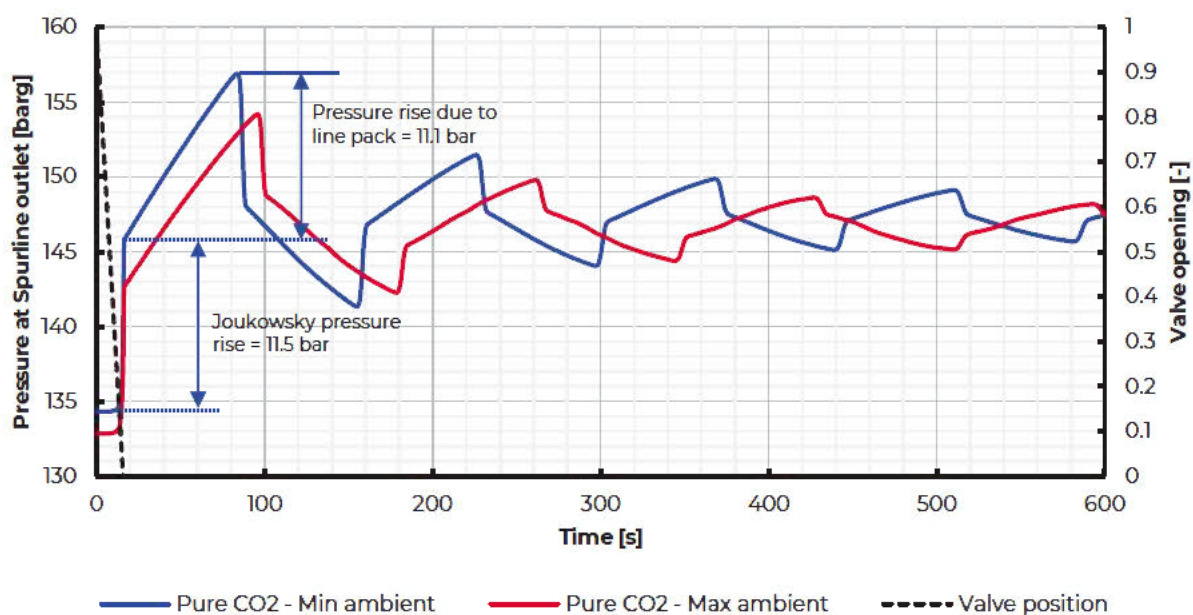


Figure 5-4 – Pure CO₂ – Pressure at Spurline outlet during valve closure event



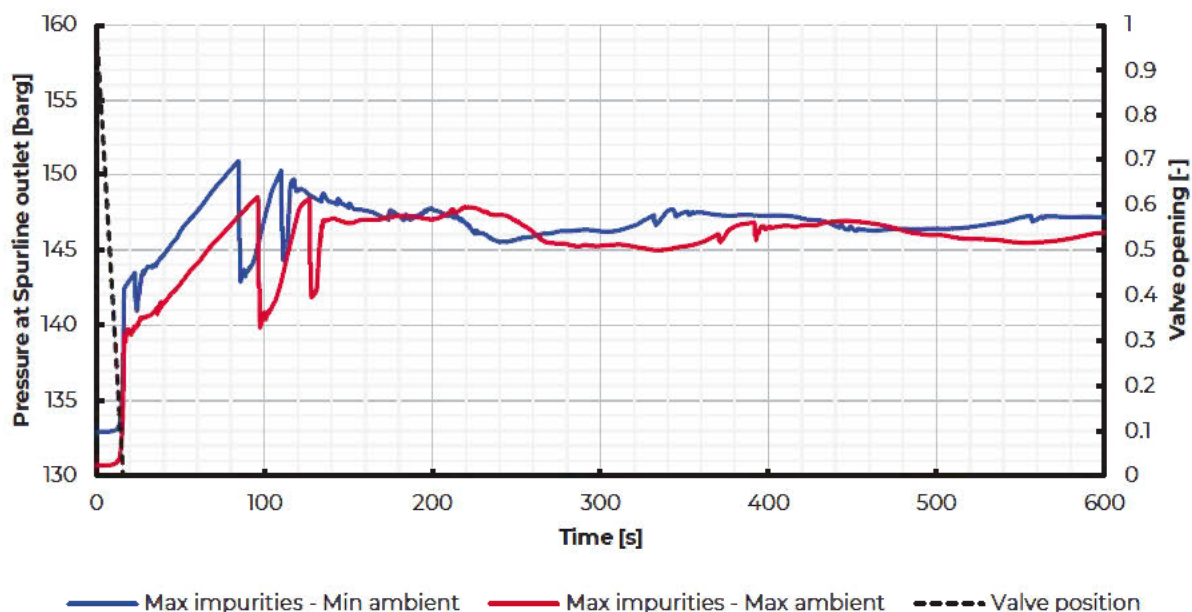
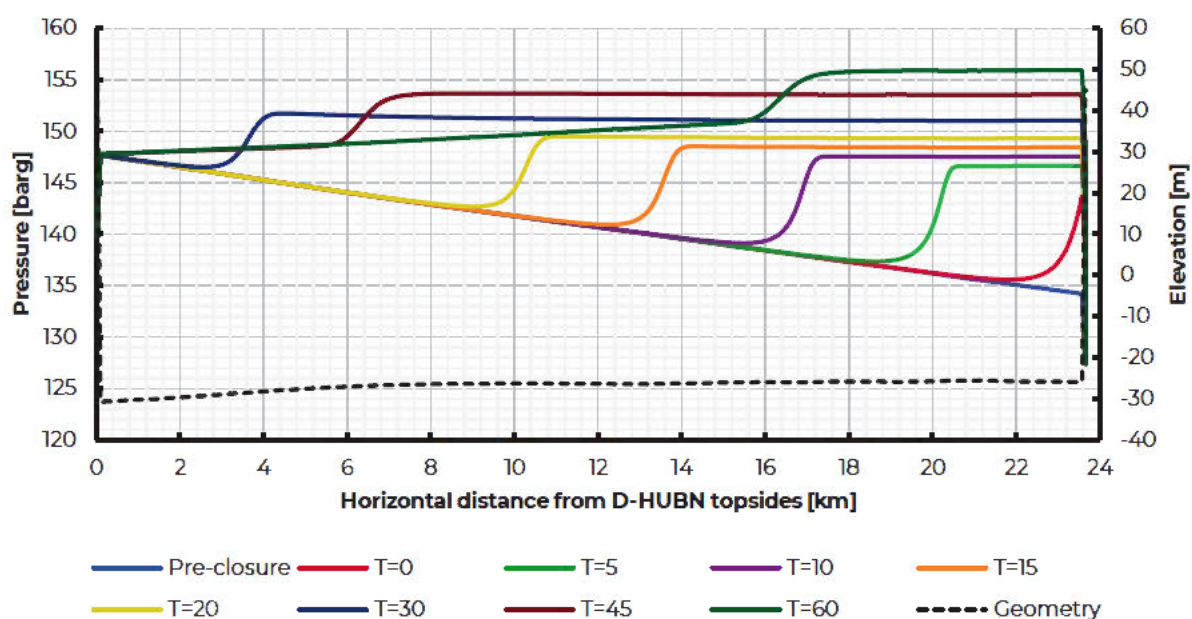
Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

**Figure 5-5 – Max impurities – Pressure at Spurline outlet during valve closure event****Figure 5-6 – Pressure along the system at various timepoints after valve fully closed at L10-R: Pure CO₂ – Min ambient**



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

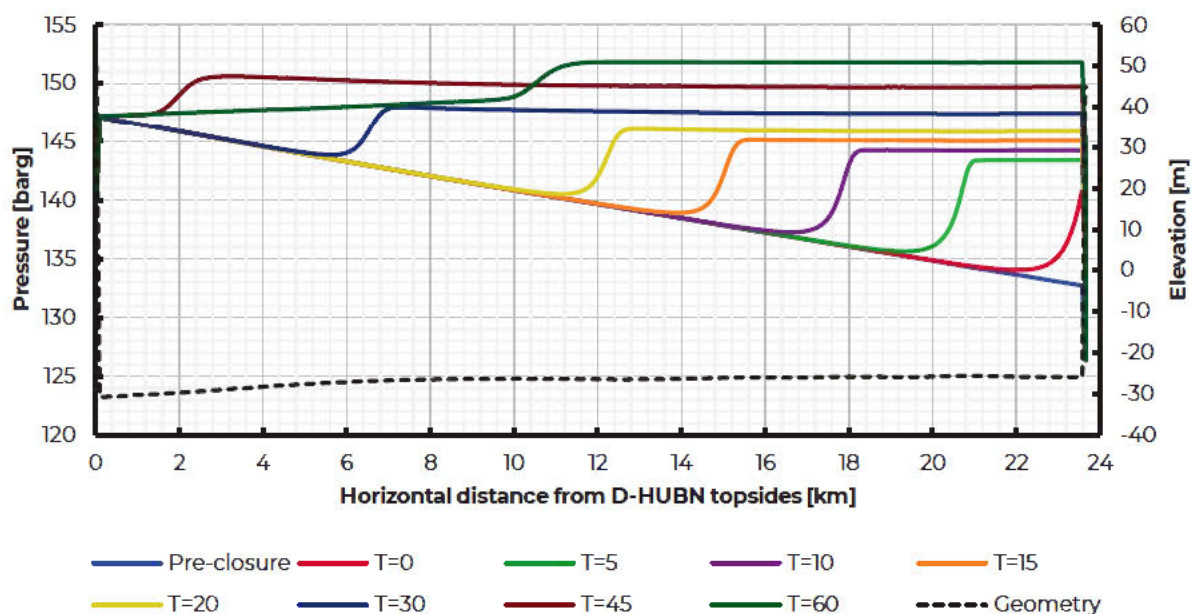


Figure 5-7 – Pressure along the system at various timepoints after valve fully closed at L10-R: Pure CO₂ – Max ambient

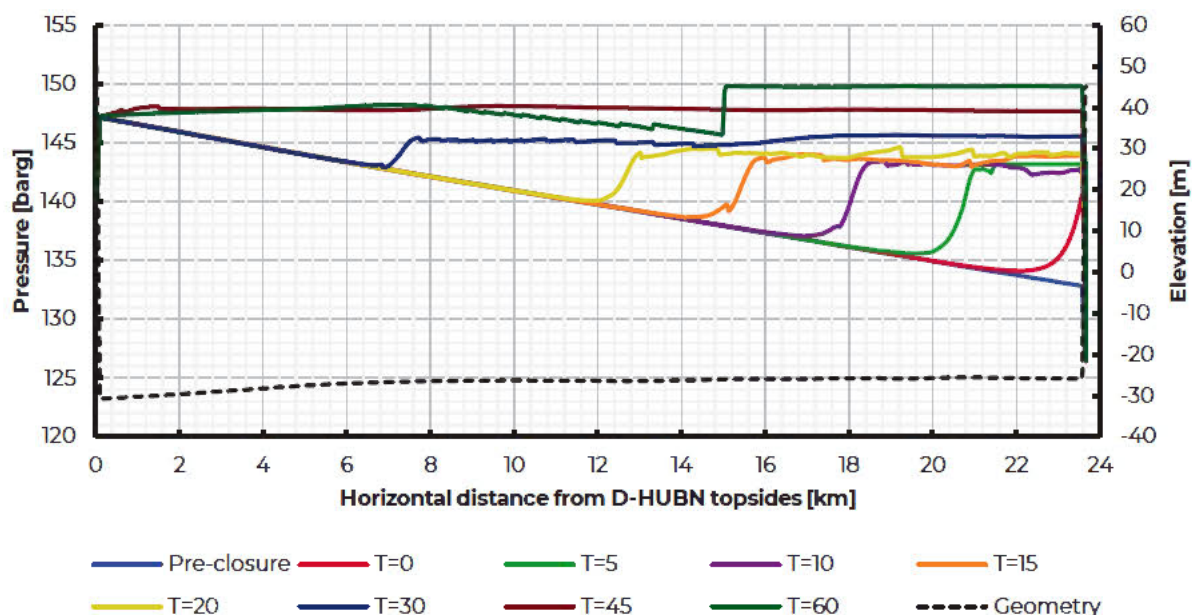


Figure 5-8 – Pressure along the system at various timepoints after valve fully closed at L10-R: Max impurities – Min ambient

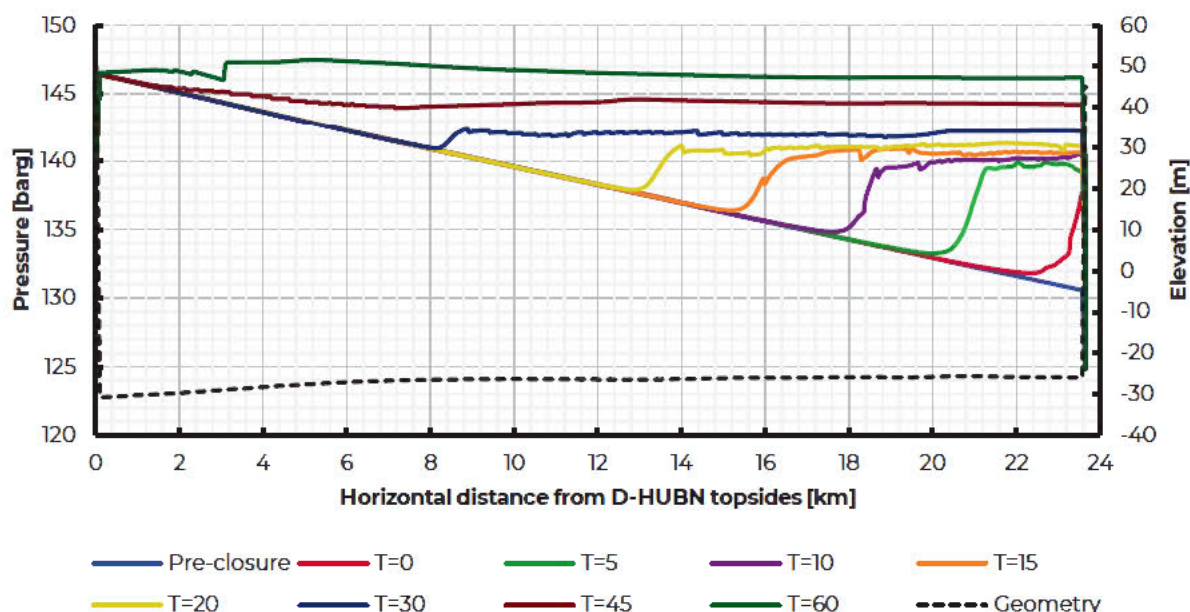


Figure 5-9 – Pressure along the system at various timepoints after valve fully closed at L10-R: Max impurities – Max ambient

5.4 Shutdown Cases

The shutdown simulations were performed by shutting in the pipeline for 3 days to determine the settle out conditions. The simulations were performed at both min and max ambient conditions, pure CO₂ and max impurities and for both normal operating pressure of 140 barg discharge from D-HUBN and for a minimum pressure of 85 barg at L10-R. All simulations had an initial flow rate of the design flow rate (+10% margin) of 5.5 MTPA prior to shutdown.

Table 5-4 details the shutdown results for the Spurline showing that the pipeline settles out between 138-142 barg for normal operating conditions and between 96-99 barg for minimum pressure conditions after 3 days. Similarly, Table 5-5 shows the results for the two platforms. The settle out pressure for the platforms between 91-95 barg which takes the fluid well above the bubble point curve (see Figure 4-1).

The fluid temperatures all reach ambient within a few days. In winter, this means the fluid will potentially get down to -9°C, however due to the high pressures, the fluid is still inwell into the liquid phase region. For -9°C, the bubble point curves are at 27.3 bara and 54.3 bara for Pure CO₂ and Max impurities respectively, similarly, at 28°C, the bubble point curves are at 69.0 bara and 80.6 bara for Pure CO₂ and Max impurities respectively (see Figure 4-1).

Figure 5-10 to Figure 5-17 show the pressure and temperature profiles during the shutdown.

The results show that even at the lower operating pressure, during a shut in there is no risk of the fluids flashing as they remain within the liquid phase region for the duration of the event for all cases.



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Composition	Pressure case	Ambient temperatures	Initial pressure		Settle out pressure after 3 days		Fluid temperature after 3 days	
			Spurline inlet	Spurline outlet	Spurline inlet	Spurline outlet	Spurline inlet	Spurline outlet
-	-	-	barg	barg	barg	barg	°C	°C
Pure CO ₂	Normal operating	Min	147.6	134.3	142.1	141.6	4.0	4.0
Pure CO ₂	Normal operating	Max	147.0	132.8	141.5	141.1	18.1	17.8
Max impurities	Normal operating	Min	147.1	133.0	139.4	139.0	4.1	3.9
Max impurities	Normal operating	Max	146.3	130.7	138.9	138.5	18.1	17.8
Pure CO ₂	Low pressure	Min	105.4	91.8	98.8	98.4	4.1	3.9
Pure CO ₂	Low pressure	Max	106.0	91.2	99.7	99.3	18.1	17.8
Max impurities	Low pressure	Min	106.0	91.2	97.2	96.8	4.1	3.8
Max impurities	Low pressure	Max	107.4	90.4	99.1	98.8	18.1	17.7

Table 5-4 – Shutdown cases – Results for the Spurline

Composition	Pressure case	Ambient temperatures	Initial pressure		Settle out pressure after 3 days		Fluid temperature after 3 days	
			D-HUBN	L10-R	D-HUBN	L10-R	D-HUBN	L10-R
-	-	-	barg	barg	barg	barg	°C	°C
Pure CO ₂	Normal operating	Min	140.0	128.5	135.4	135.8	-9.0	-9.0
Pure CO ₂	Normal operating	Max	140.0	127.4	135.6	135.9	28.0	28.0
Max impurities	Normal operating	Min	140.0	127.5	133.0	133.4	-9.0	-9.0
Max impurities	Normal operating	Max	140.0	125.8	133.7	134.0	28.0	28.0
Pure CO ₂	Low pressure	Min	99.1	85.0	92.2	92.6	-9.0	-9.0
Pure CO ₂	Low pressure	Max	100.2	85.0	94.1	94.4	28.0	28.0
Max impurities	Low pressure	Min	100.2	85.0	91.1	91.5	-9.0	-9.0
Max impurities	Low pressure	Max	102.5	85.0	94.6	94.9	28.0	28.0

Table 5-5 – Shutdown cases – Results for the Platforms



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

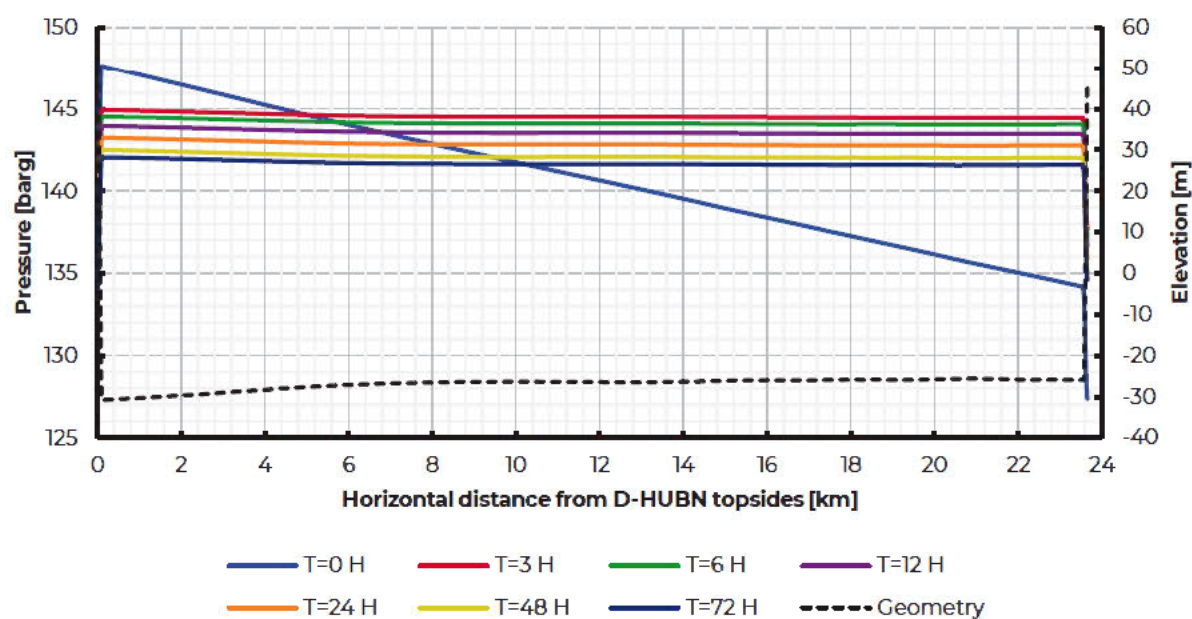


Figure 5-10 – Pressure along the system at various timepoints after shutdown: Pure CO₂ – Min ambient

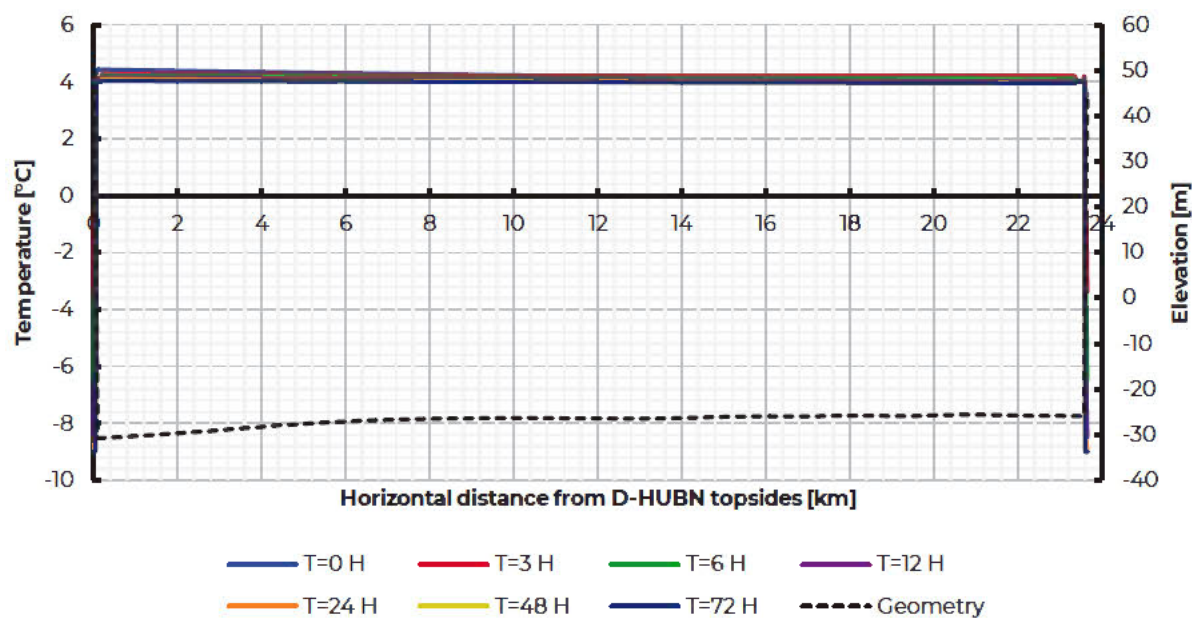


Figure 5-11 – Temperature along the system at various timepoints after shutdown: Pure CO₂ – Min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

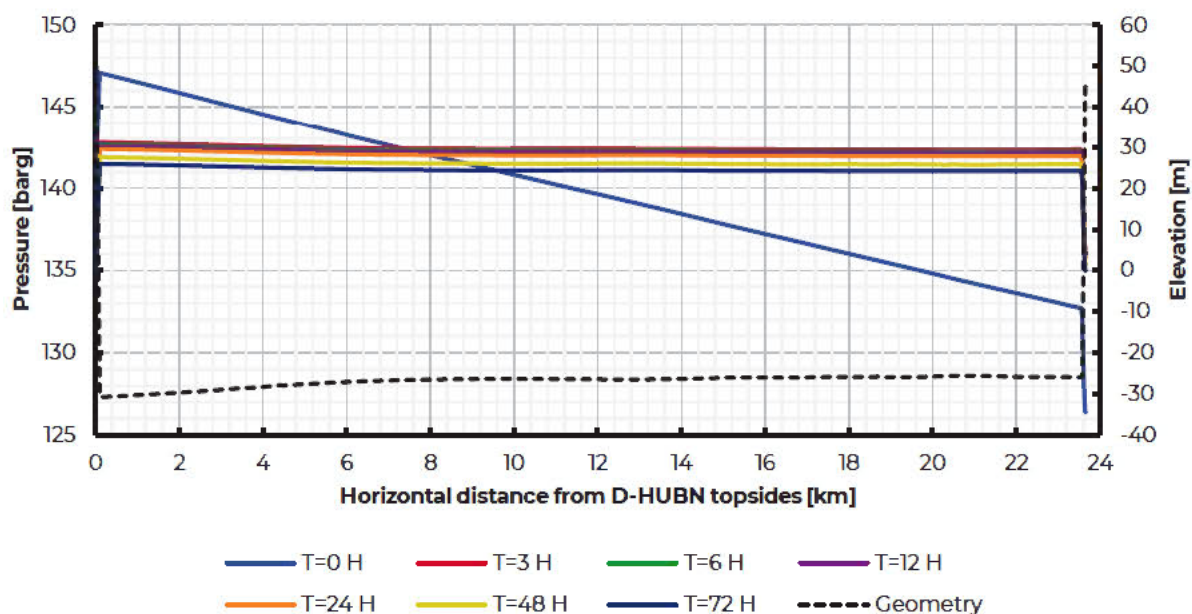


Figure 5-12 – Pressure along the system at various timepoints after shutdown: Pure CO₂ – Max ambient

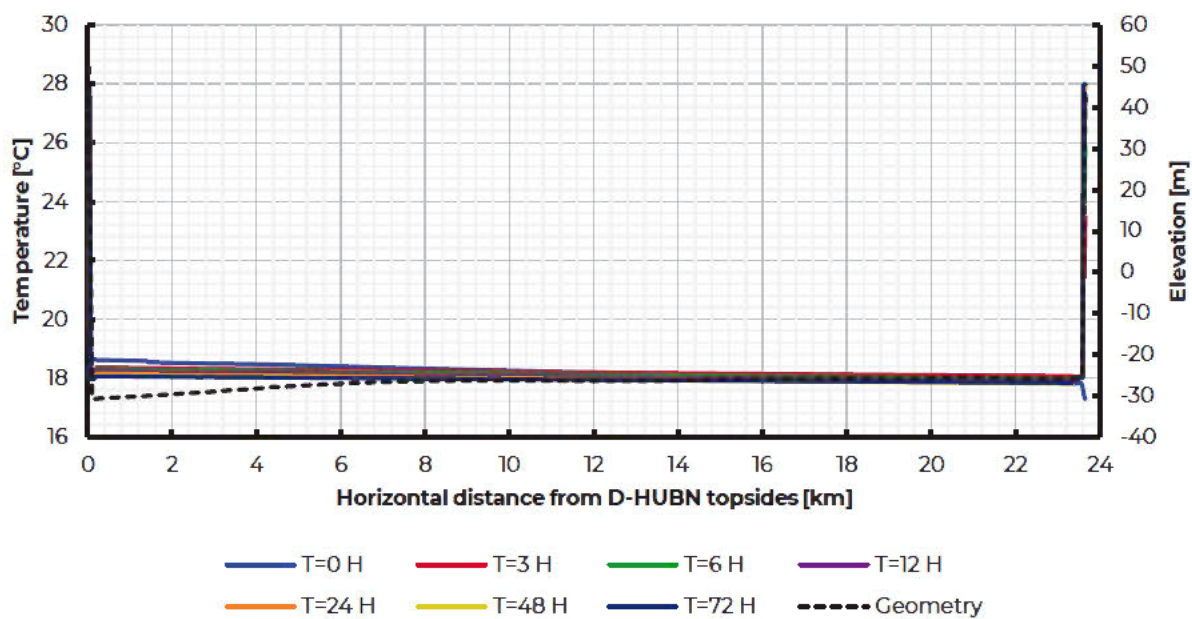


Figure 5-13 – Temperature along the system at various timepoints after shutdown: Pure CO₂ – Max ambient

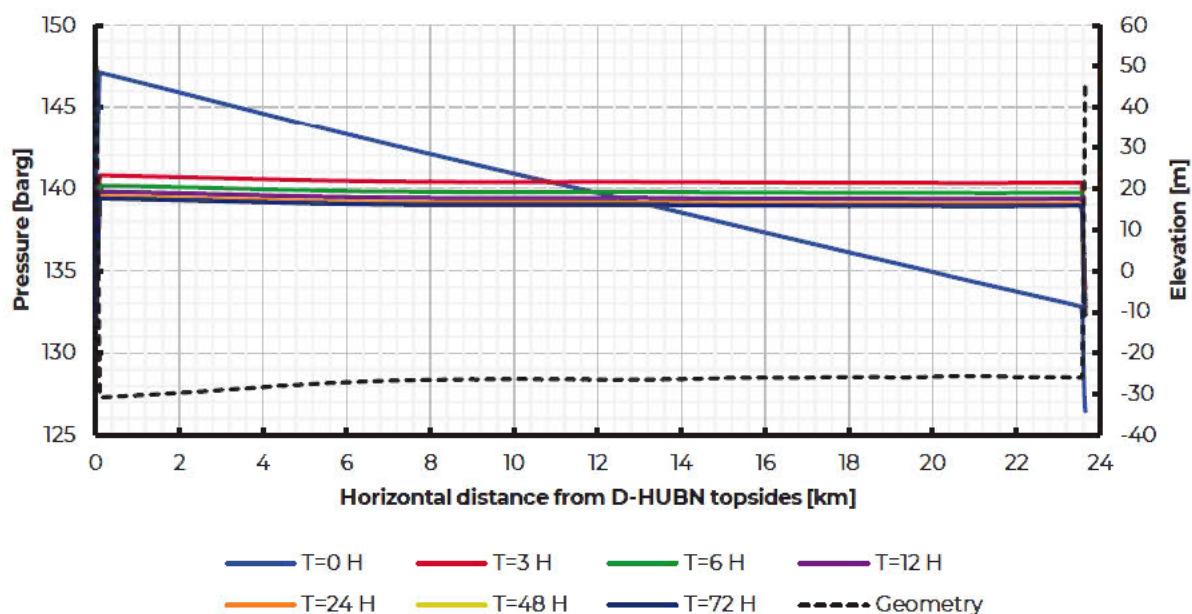


Figure 5-14 – Pressure along the system at various timepoints after shutdown: Max impurities – Min ambient

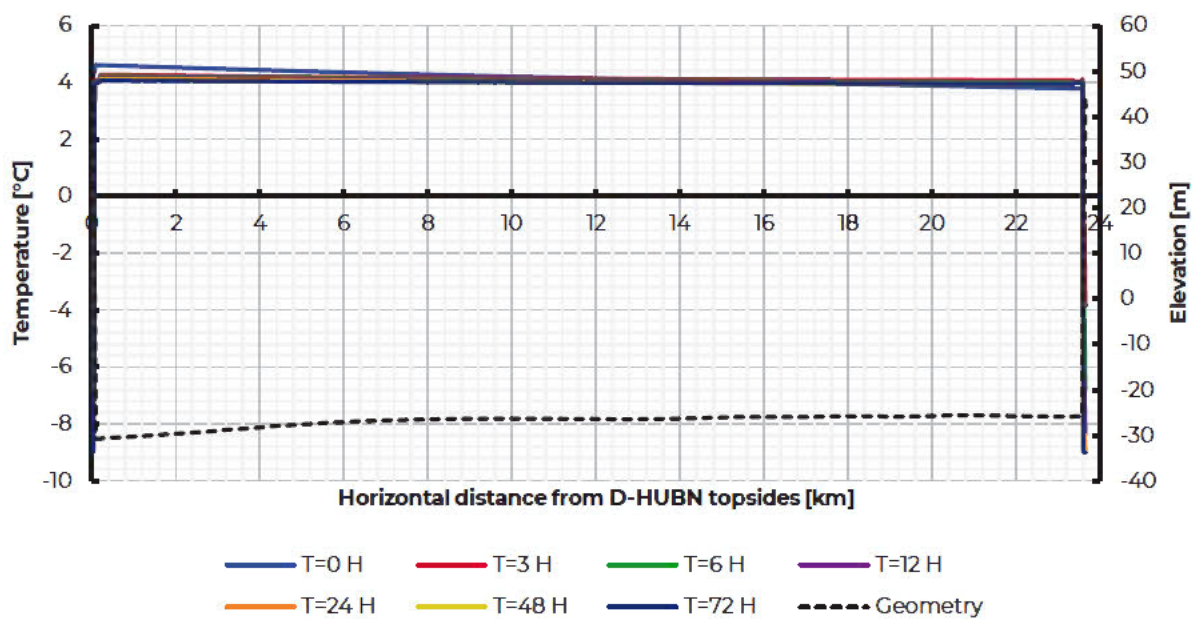


Figure 5-15 – Temperature along the system at various timepoints after shutdown: Max impurities – Min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

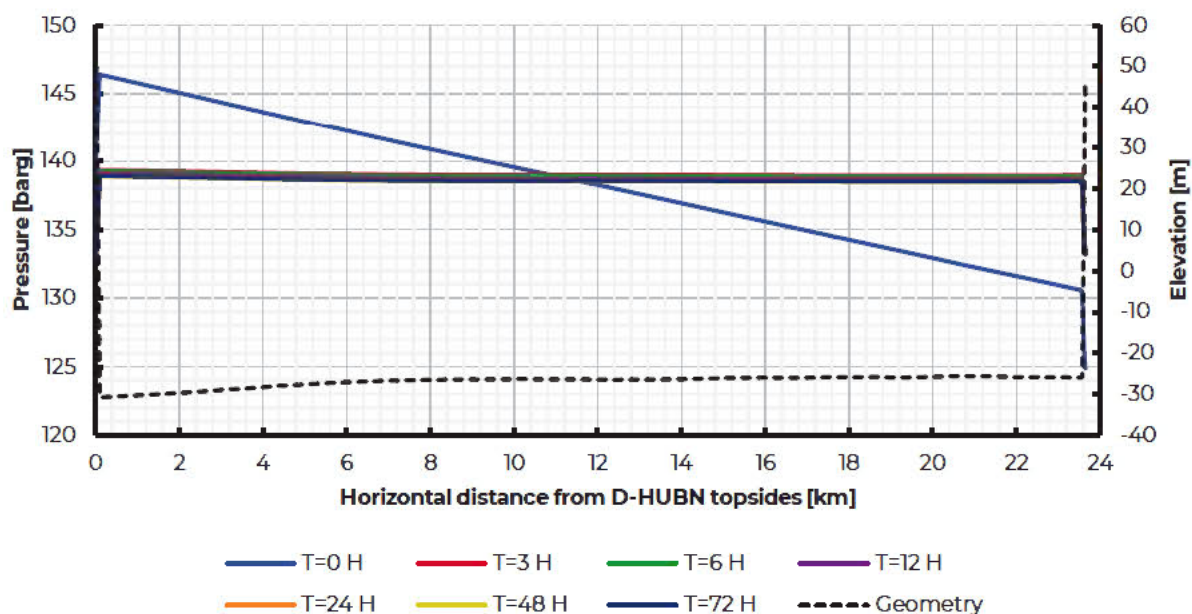


Figure 5-16 – Pressure along the system at various timepoints after shutdown: Max impurities – Max ambient

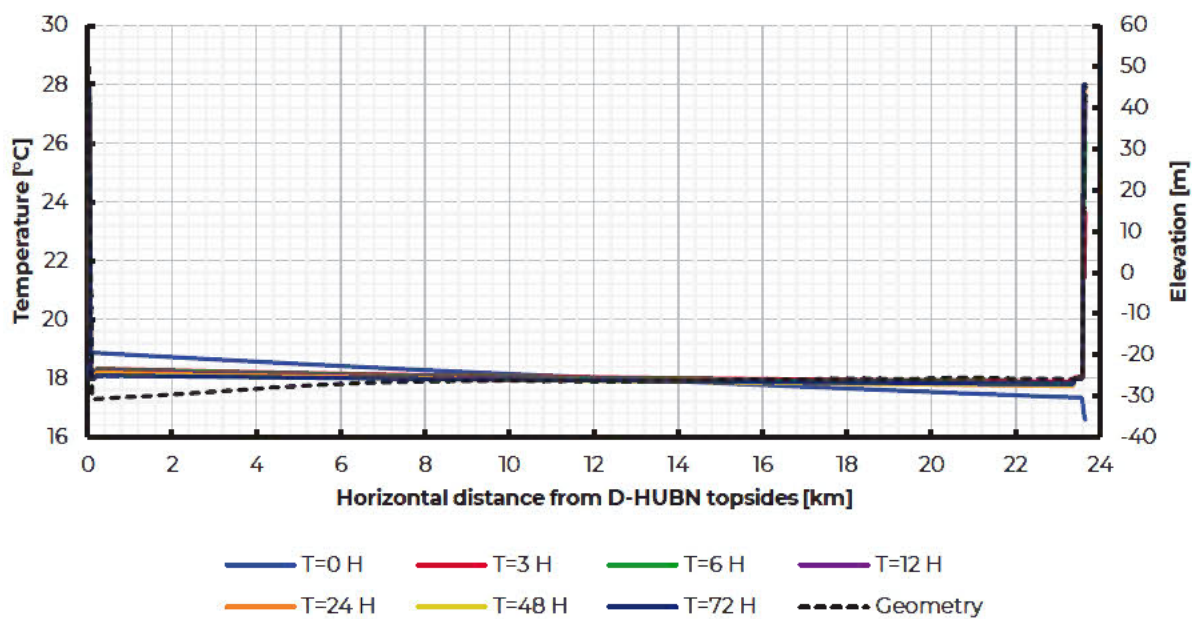


Figure 5-17 – Temperature along the system at various timepoints after shutdown: Max impurities – Max ambient



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

5.5 Restart Cases

Restart cases were carried out by restarting the flow after the appropriate shut down case (section 5.4). The simulations were carried out for minimum and maximum ambient conditions, Max impurities and Pure CO₂ for normal operating pressure of 140 barg at D-HUBN and for a low pressure case where the pressure at L10-R topsides was 85 barg.

Figure 5-18 and Figure 5-19 show the fluid temperature at the Spurline inlet during restart for the normal and low pressure cases respectively. Other than a small blip in the temperatures, due to the (topside hot/cold) fluids entering the line, there is no change in temperature. The fluid temperature entering the pipeline stabilises within 10 minutes.

Figure 5-20 and Figure 5-21 show the pressure at the Spurlinet outlet during restart for the normal and low pressure cases respectively. The pressures quickly return to normal with a bit of fluctuation within the first 5 minutes after the flow is restarted.

Pressures and temperatures within the system return to pre shutdown conditions within 15 minutes of restart and the fluid remain within the liquid phase region for the duration of the event for all cases.

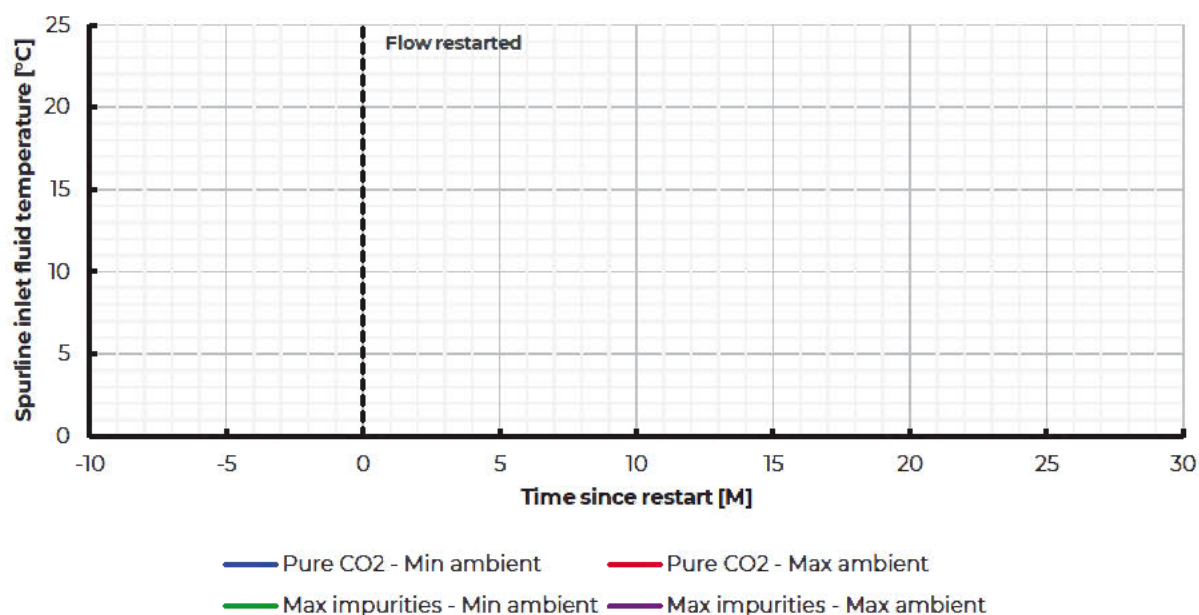


Figure 5-18 – Temperature at the Spurline inlet during restart – Normal operating pressure cases (140 barg at D-HUBN)



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

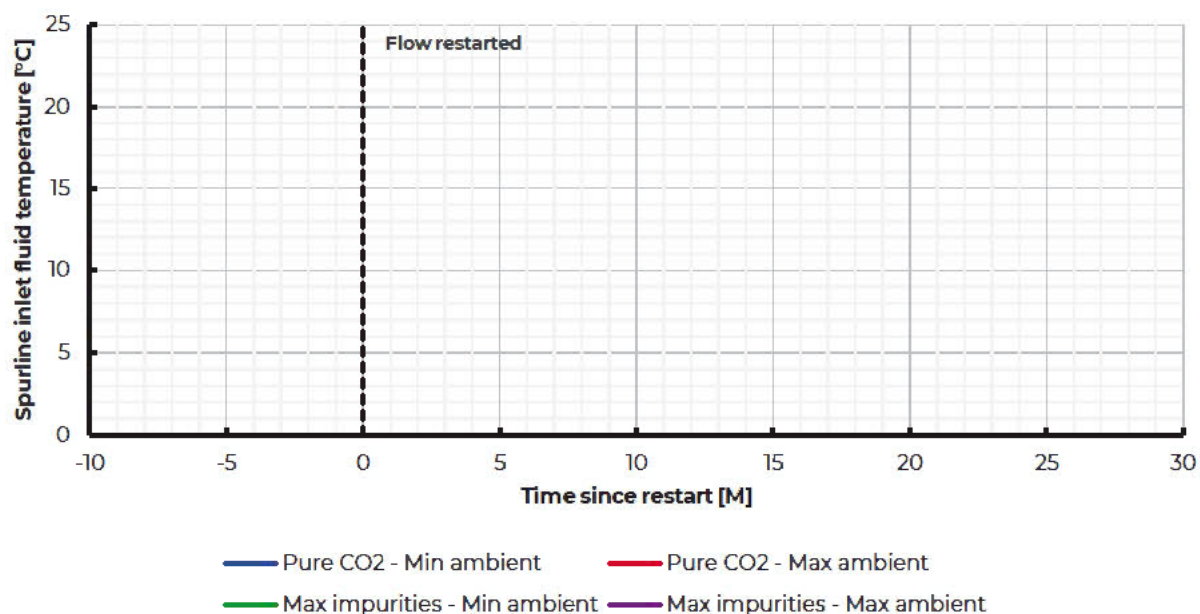


Figure 5-19 – Temperature at the Spurline inlet during restart – Low pressure cases (85 barg at L10-R)

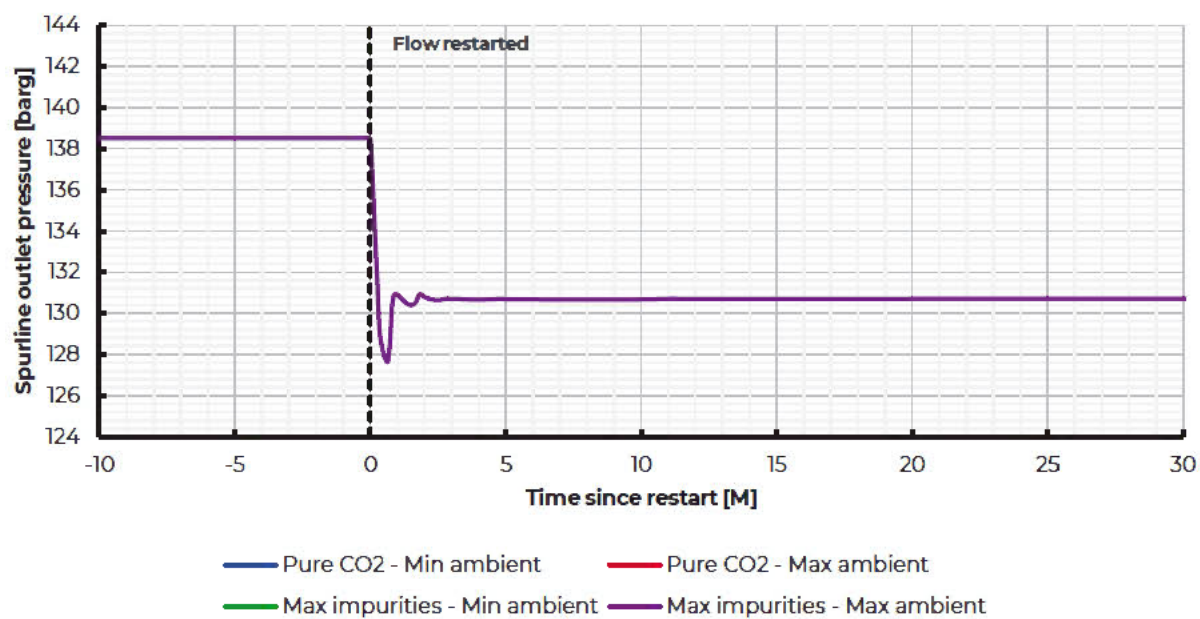


Figure 5-20 – Pressure at the Spurline outlet during restart – Normal operating pressure cases (140 barg at D-HUBN)

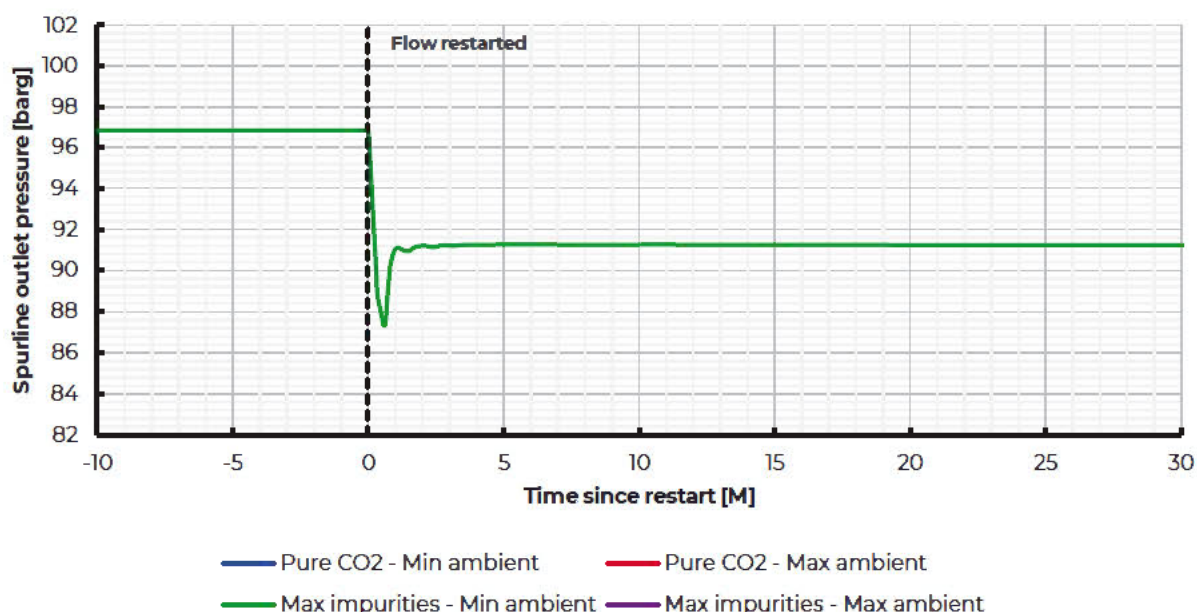


Figure 5-21 – Pressure at the Spurline outlet during restart – Low pressure cases (85 barg at L10-R)

5.6 Depressurisation

The first stage of the depressurisation work focused on choosing an orifice size for which to garner mass flow rates of fluids which will be expelled to the environment. A larger orifice size will enable a quicker depressurisation of the pipeline, but with the drawback of increased mass flows.

The second set of simulations focused on carrying out a full depressurisation, to ambient conditions using the chosen orifice size. These simulations were uncontrolled and were manually stopped to ensure temperatures in the pipeline did not fall below -7°C. The choice of -7°C was to ensure there is sufficient margin on the water dropout curve, (approx. 25 bara and -12°C) to encompass any uncertainties in the phase envelopes and simulations.

For all the depressurisation simulations, the starting conditions in the pipeline were assumed to be shut in at a maximum operating pressure of 180 barg and ambient temperature. Note, the pressure at the platforms (D-HUBN and L10-R) is approx. 175 barg at the start of the simulations.

5.6.1 Orifice Sizing

Prior to full depressurisation simulations being carried out, the orifice size was required to be determined which would restrict the mass flow rate to the vent line. Gas dispersion work carried out for L10 demonstrated that there is a limit of 26,000 kg/h through the vent line equivalent to ~150 m/s through a 6" line.

Orifice sizing calculations were carried out using the Pure CO₂ minimum ambient conditions as this provides the highest density condition. The simulations were conducted using a



pipeline pressurised to 180 barg (max operating pressure) and at minimum ambient temperatures.

Figure 5-22 presents the peak mass flow rate through varying orifice sizes. It shows that a 0.3" orifice is acceptable for staying within the limit of 26,000 kg/h through the vent line. The peak flow rate occurs at the very start of the simulation when the pressure difference across the orifice is the largest.

For these simulations, the pipeline fluids remained in the liquid phase region and a 0.3" orifice was taken forwards for the full depressurisation simulations.

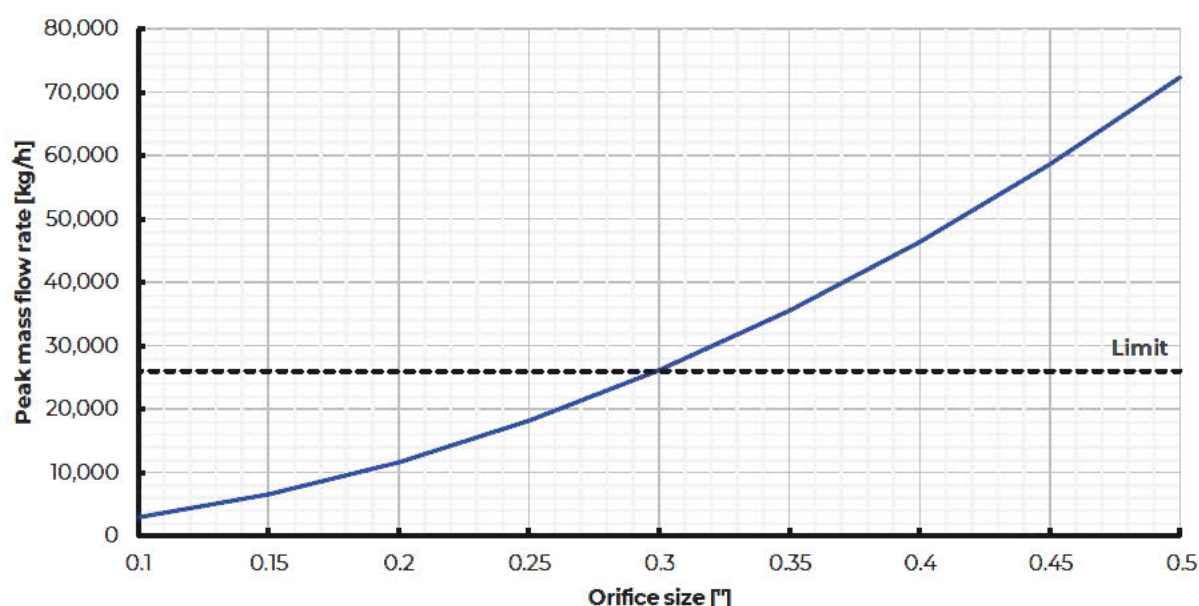


Figure 5-22 – Peak mass flow rate through varying orifice sizes – Pure CO₂ min ambient

5.6.2 Full Depressurisation

Full depressurisation cases were carried out using the methodology laid out in section 3.15.6.2.

Table 5-6 summarises the results from the full depressurisation simulations.

The results indicate that using a 0.3" orifice, the depressurisation can be carried out during maximum ambient conditions, such that no shut ins are required and both compositions taking 34-35 days to fully depressurise the pipeline down to ~0 barg.

For Pure CO₂ the depressurisation can also be completed in minimum ambient conditions without the requirement of shutting in the pipeline. The depressurisation takes longer 38 days, vs. 34 days for maximum ambient conditions and the minimum fluid temperature observed is much lower at -0.3°C.

For the maximum impurities minimum ambient case, a shut in of ~3 days is required in order to avoid the fluid temperature falling below -7°C and the depressurisation is completed in 43 days with a minimum fluid temperature of -6.2°C



Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

Graphs for the minimum fluid temperature and pressure in the spurline, liquid volume and mass, and for depressurisation rate and minimum temperature downstream of the orifice are shown in the following figures:

- Figure 5-23, Figure 5-24 and Figure 5-25 show the plots for Pure CO₂ for minimum ambient conditions
- Figure 5-26, Figure 5-27, Figure 5-28 show the plots for Pure CO₂ for maximum ambient conditions
- Figure 5-29, Figure 5-30 and Figure 5-31 show the plots for Maximum impurities for minimum ambient conditions
- Figure 5-32, Figure 5-33 and Figure 5-34 show the plots for Maximum impurities for maximum ambient conditions

Finally, Figure 5-35 and Figure 5-36 present the pressure temperature paths during the depressurisation for Pure CO₂ and maximum impurities respectively. It is clear that the paths are very similar between the maximum and minimum ambient temperatures, just offset by ~14°C. This suggests that with no shut in, the minimum ambient depressurisation of max impurities would result in a minimum temperature of approximately -10°C.

Case	Initial pipeline pressure	Final pipeline pressure	Shut-ins required	Depressurisation time	Peak depressurisation rate	Minimum observed temperature	Minimum temperature d/s of orifice plate
-	barg	barg	-	Days	kg/h	°C	°C
Pure CO ₂ – Min ambient	180	~0	0	38	26,073 ¹	-0.3	-78.7
Pure CO ₂ – Max ambient	180	~0	0	34	25,262	14.0	-78.7
Max impurities – Min ambient	180	~0	1	43 ²	25,403	-6.2	-88.6
Max impurities – Max ambient	180	~0	0	35	24,340	4.1	-88.6

¹Whilst this is slightly above the 26,000 kg/h limit, it only occurs for the first ~85 seconds of the depressurisation

²Including shut in

Table 5-6 – Full depressurisation cases – Summary of results

As mentioned, for the maximum impurities and minimum ambient conditions case, the pipeline is required to be shut in to avoid the minimum fluid temperature dropping below -7°C. The shut in period allows the liquid temperature to rise, whilst also flashing off in the process, raising the pipeline pressure, as can be seen in Figure 5-32 and Figure 5-33.

The shut in period was stopped and the depressurisation restarted when the fluid temperature went above 2°C. Upon restart the fluid temperature downstream of the orifice quickly drops (from what would likely be ambient temperature given the timescales) to a slightly lower temperature than prior to shut in due to the slight re-pressurisation of the pipeline. Only a single shut in was required for the max impurities and minimum ambient conditions. However, it may be in reality, that more than one shut in is required to fully flash all the liquid off to avoid the minimum temperatures.



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

As mentioned in 3.15.6.2, an alternative methodology could be to control the rate of depressurisation (via a control valve or otherwise) at L10-R topsides, based on the riser base temperature at D-HUBN, adjusting the valve opening (and thus throttling the rate of depressurisation) so the temperature doesn't drop below -7°C . It is expected that the total time would be similar to the methodology carried out for this study as the same amount of heat added would be required to ensure that -7°C is not exceeded.

For the fluid temperature downstream of the orifice plate, the results in Table 5-6 show very low temperatures (-89°C), however, this is assuming that downstream of the orifice is at ambient pressure (0 barg). Whilst this might be the case at the point of opening, there will then be some pressure loss within the vent piping (especially as velocities will be in the region of 150 m/s) which has not been included in the OLGA model and hence the low temperatures presented are a worst case.

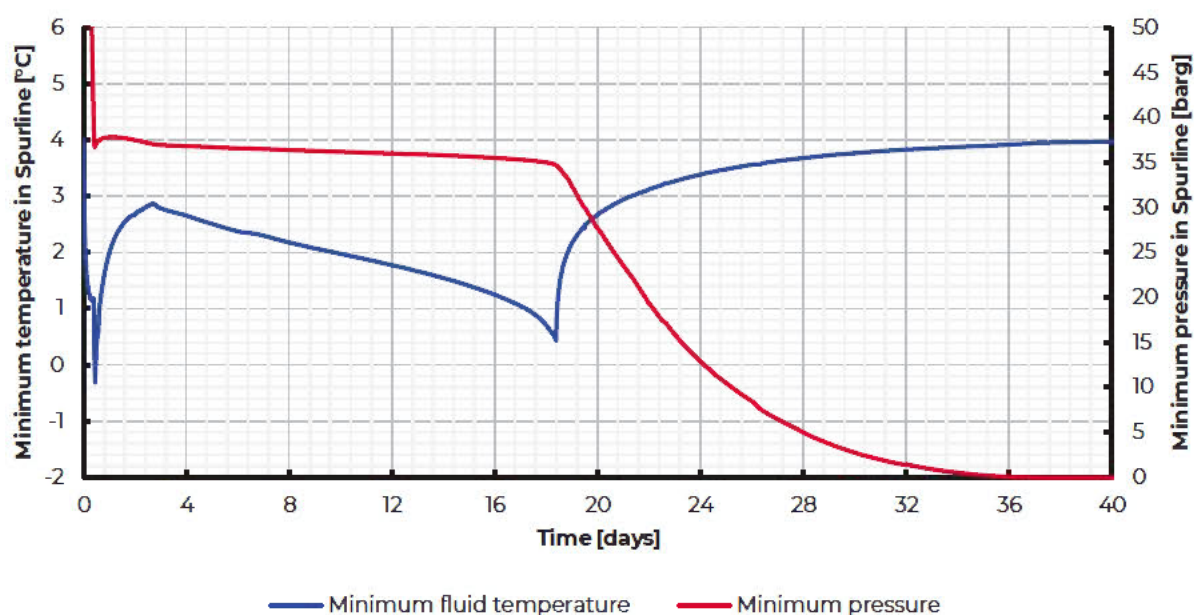


Figure 5-23 – Minimum fluid temperature and pressure during depressurisation – Pure CO_2 min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

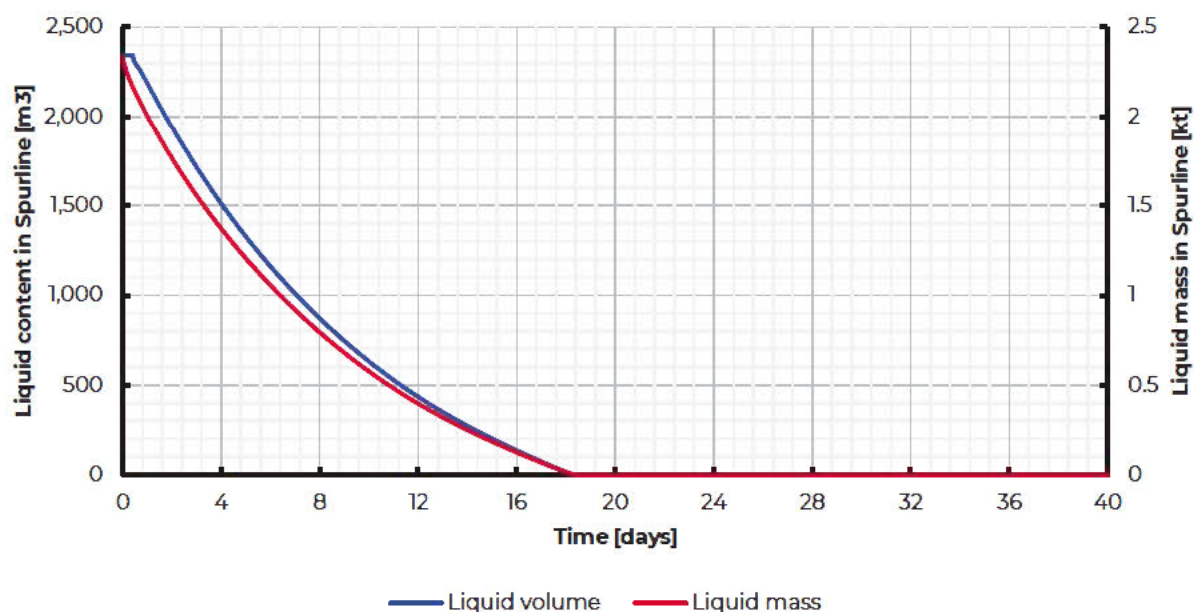


Figure 5-24 – Liquid volume and liquid mass during depressurisation – Pure CO₂ min ambient

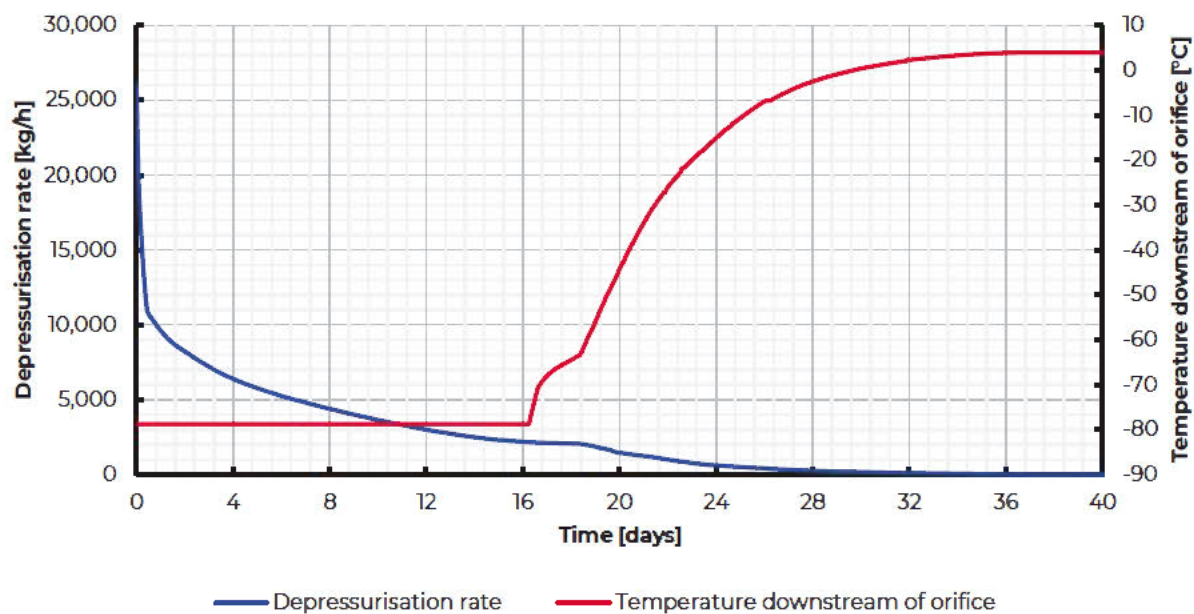


Figure 5-25 – Depressurisation rate and d/s orifice temperature during depressurisation – Pure CO₂ min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

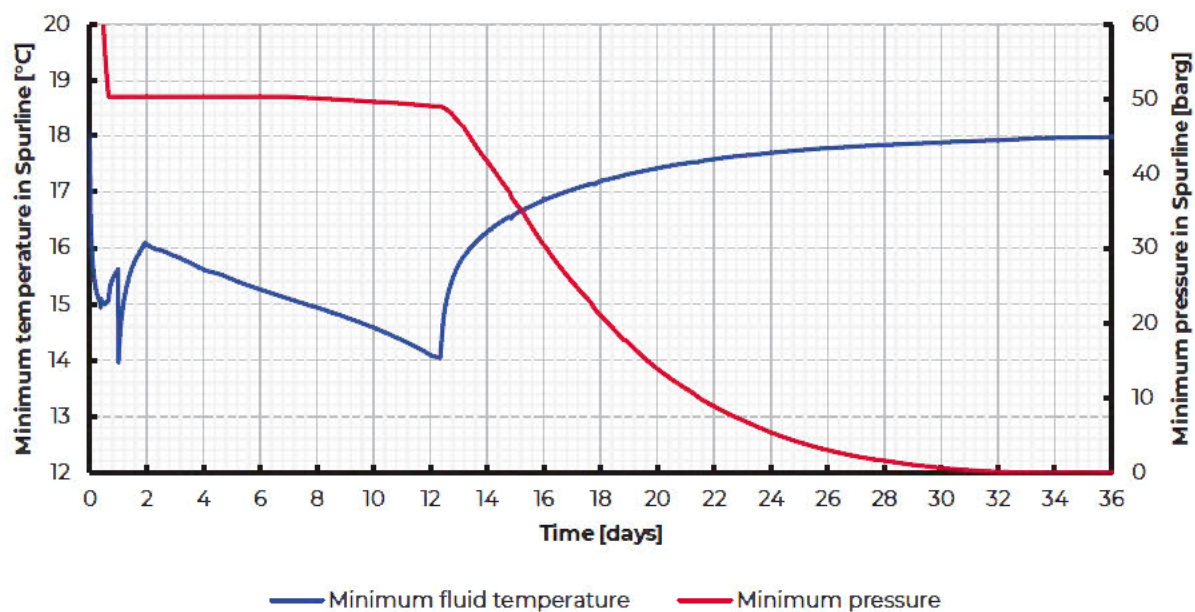


Figure 5-26 – Minimum fluid temperature and pressure during depressurisation – Pure CO₂ max ambient

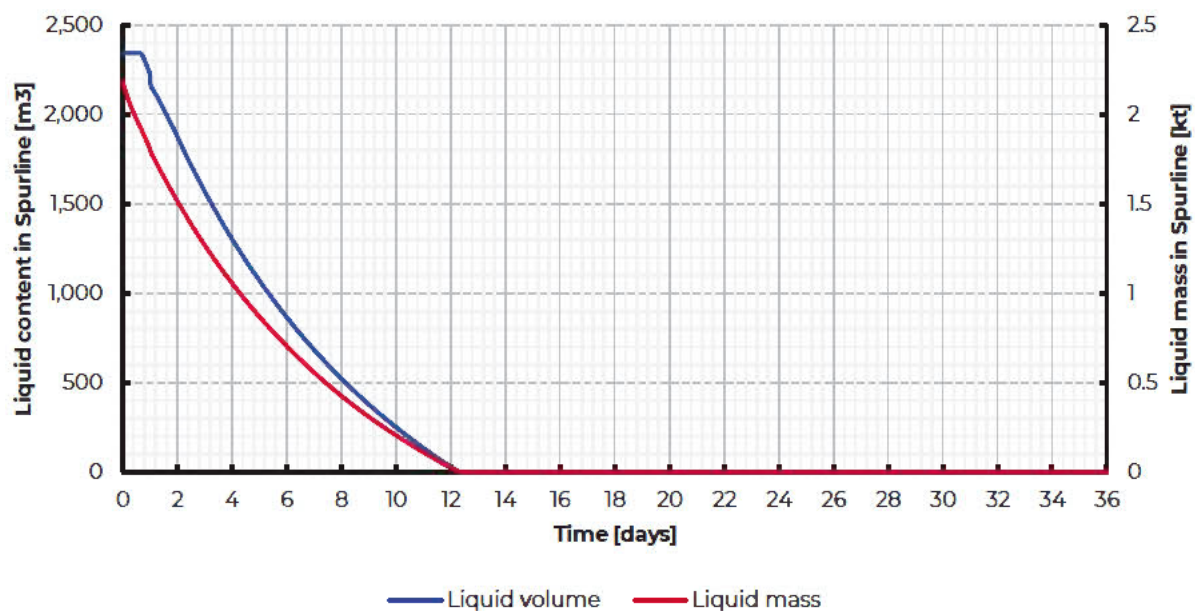


Figure 5-27 – Liquid volume and liquid mass during depressurisation – Pure CO₂ max ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

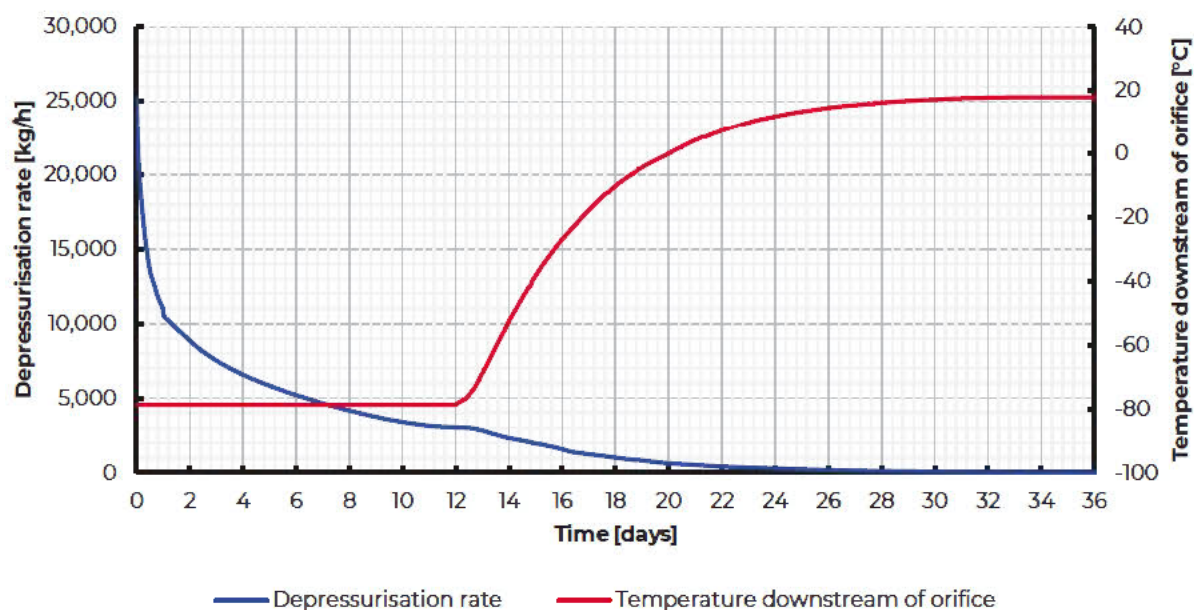


Figure 5-28 – Depressurisation rate and d/s orifice temperature during depressurisation – Pure CO₂ max ambient

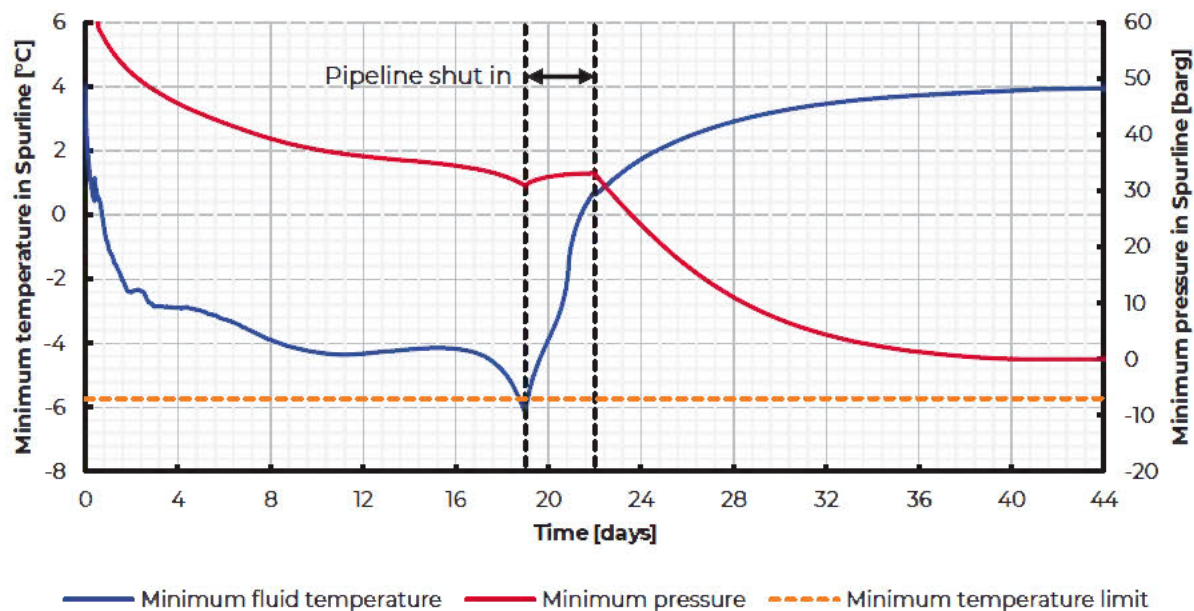


Figure 5-29 – Minimum fluid temperature and pressure during depressurisation – Max impurities min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

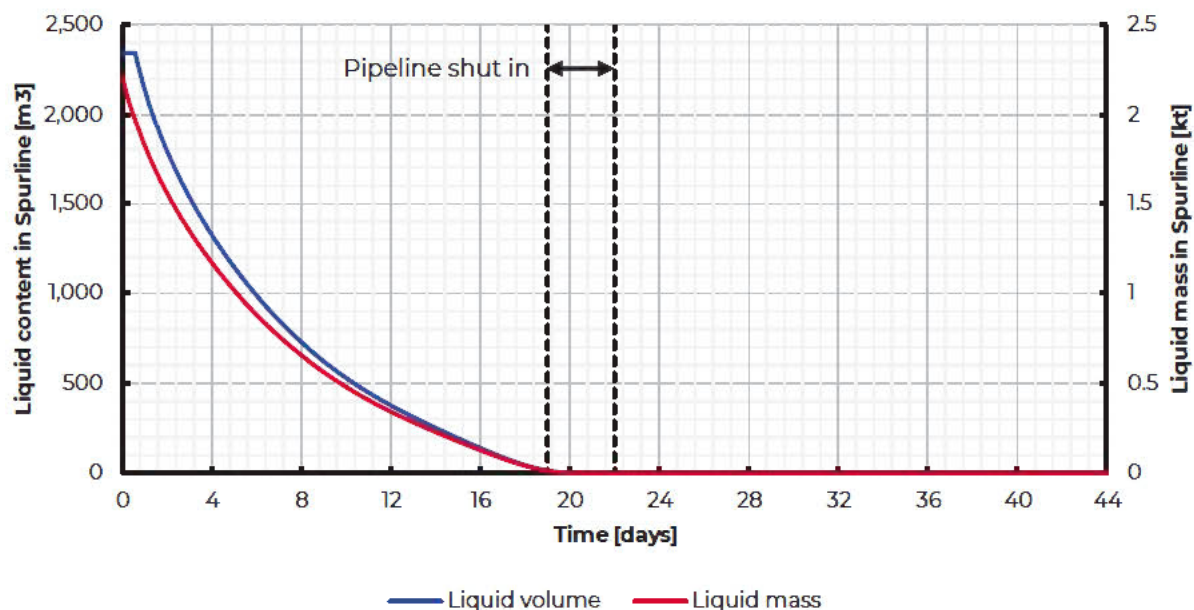


Figure 5-30 – Liquid volume and liquid mass during depressurisation – Max impurities min ambient

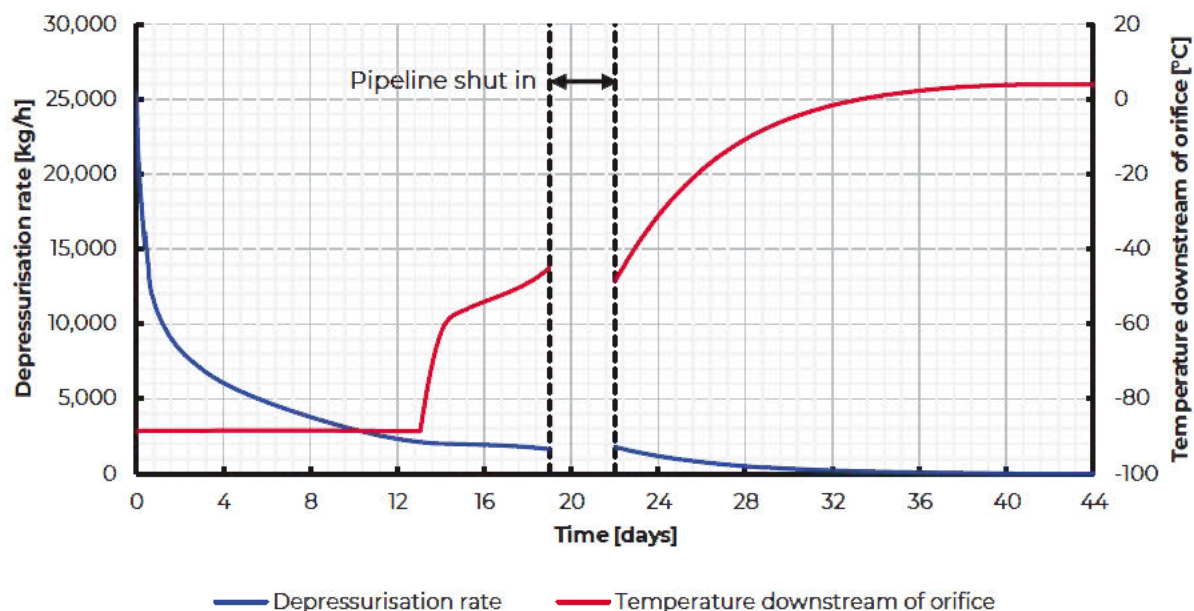


Figure 5-31 – Depressurisation rate and d/s orifice temeprature during depressurisation – Max impurities min ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

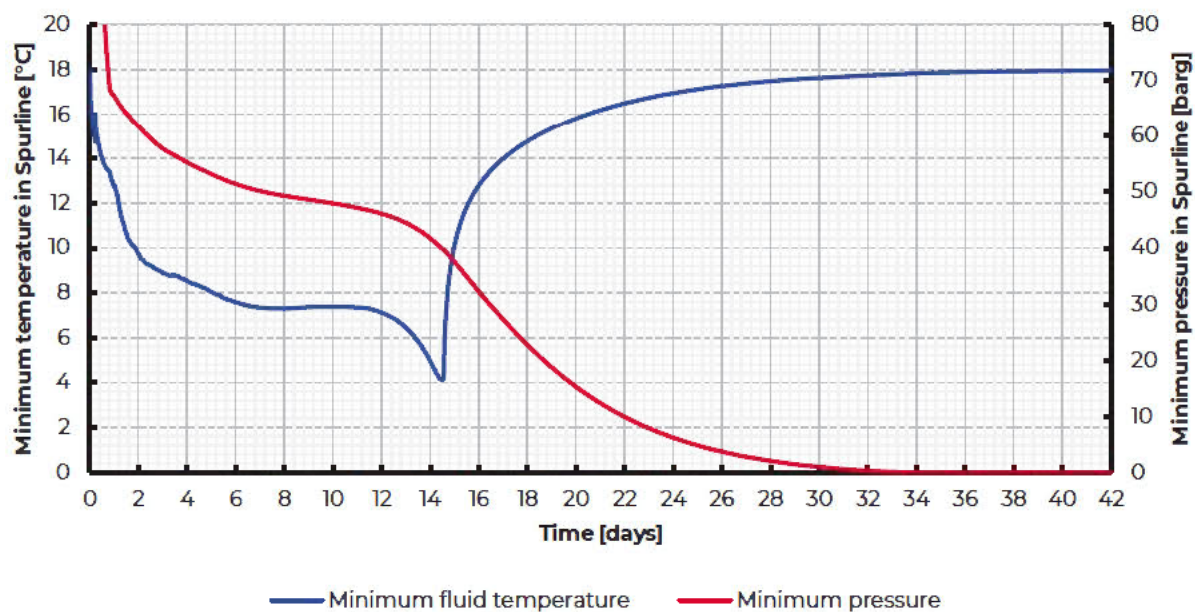


Figure 5-32 – Minimum fluid temperature and pressure during depressurisation – Max impurities max ambient

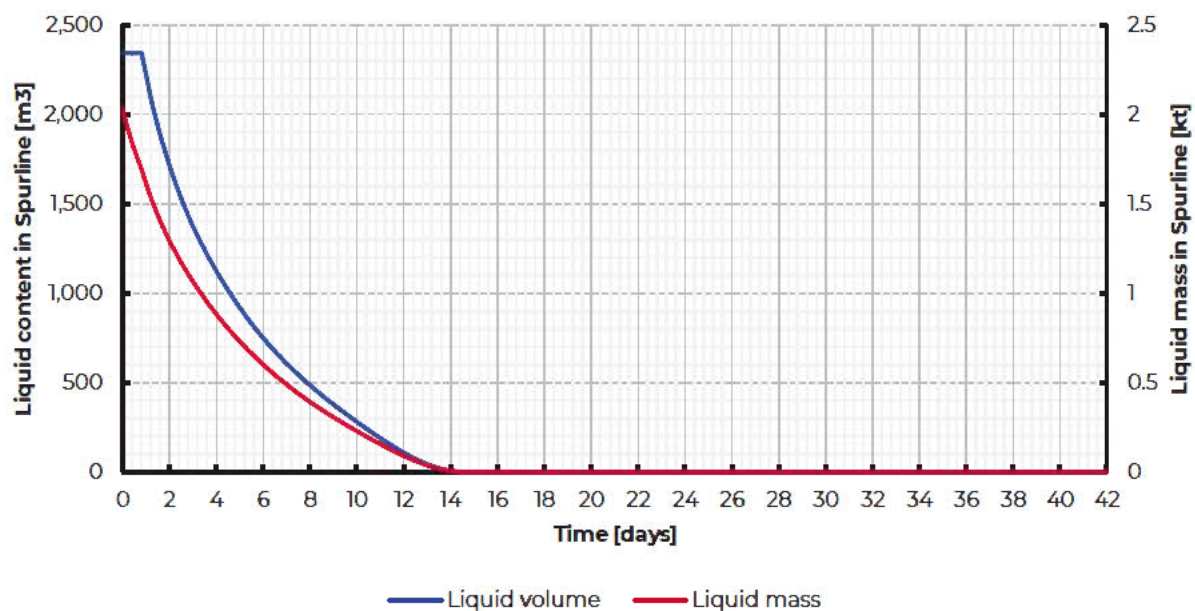


Figure 5-33 – Liquid volume and liquid mass during depressurisation – Max impurities max ambient



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision

01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

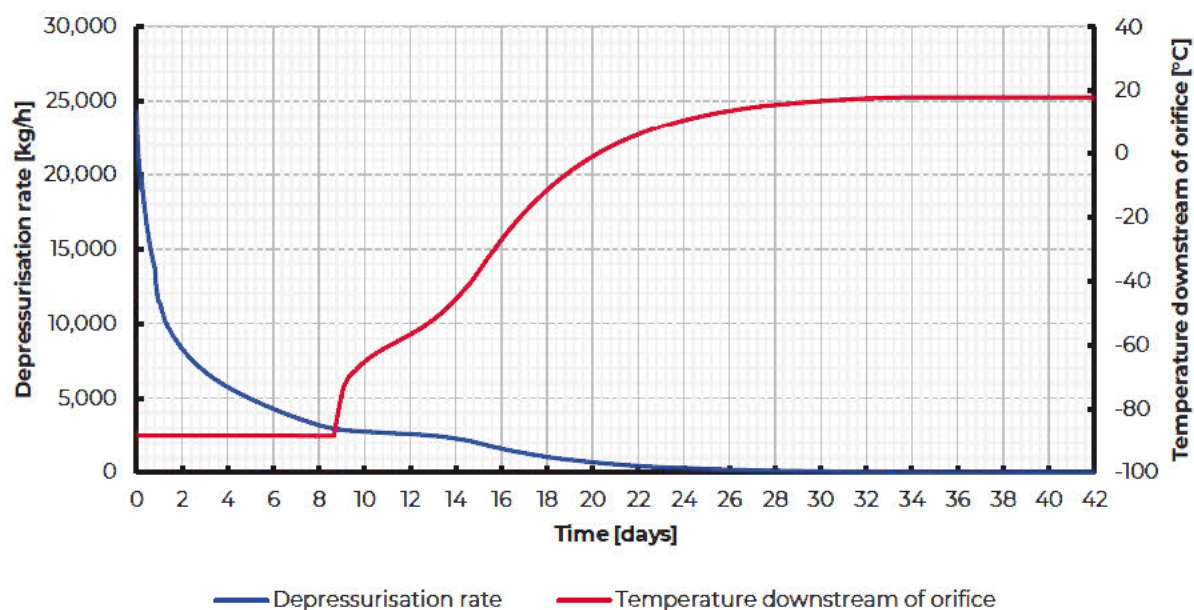


Figure 5-34 – Depressurisation rate and d/s orifice temeprature during depressurisation – Max impurities max ambient

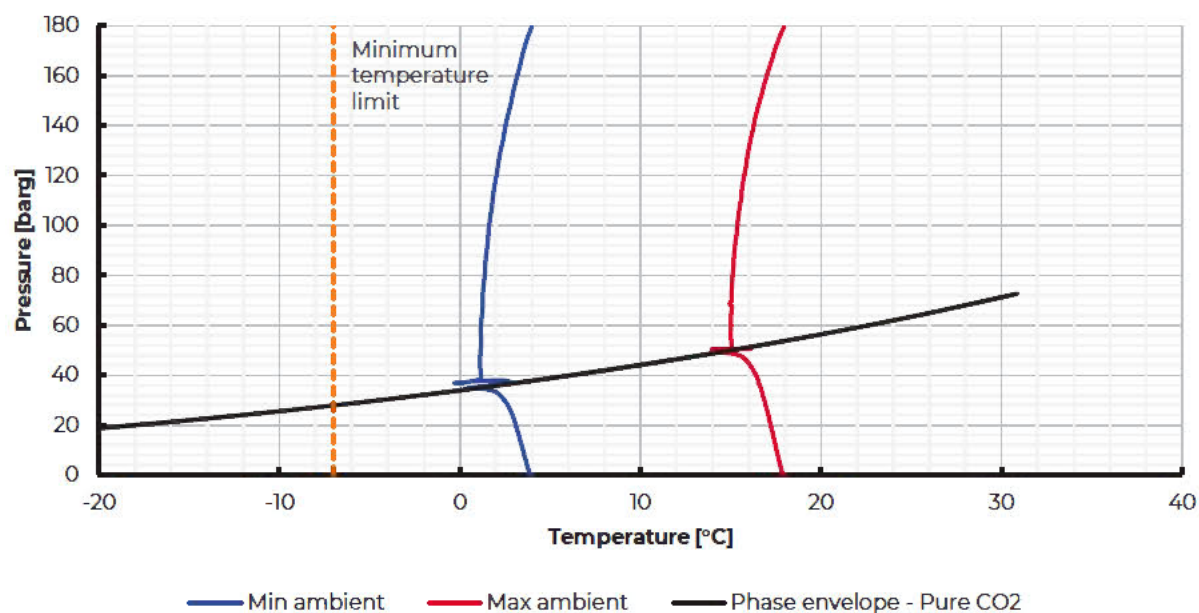


Figure 5-35 – Pressure temperature path during depressurisation – Pure CO₂



Doc no. L10-R_PS-151-0005

Revision 01

Classification: ☐Unclassified, ☒Restricted, ☐Internal, ☐Confidential

Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)

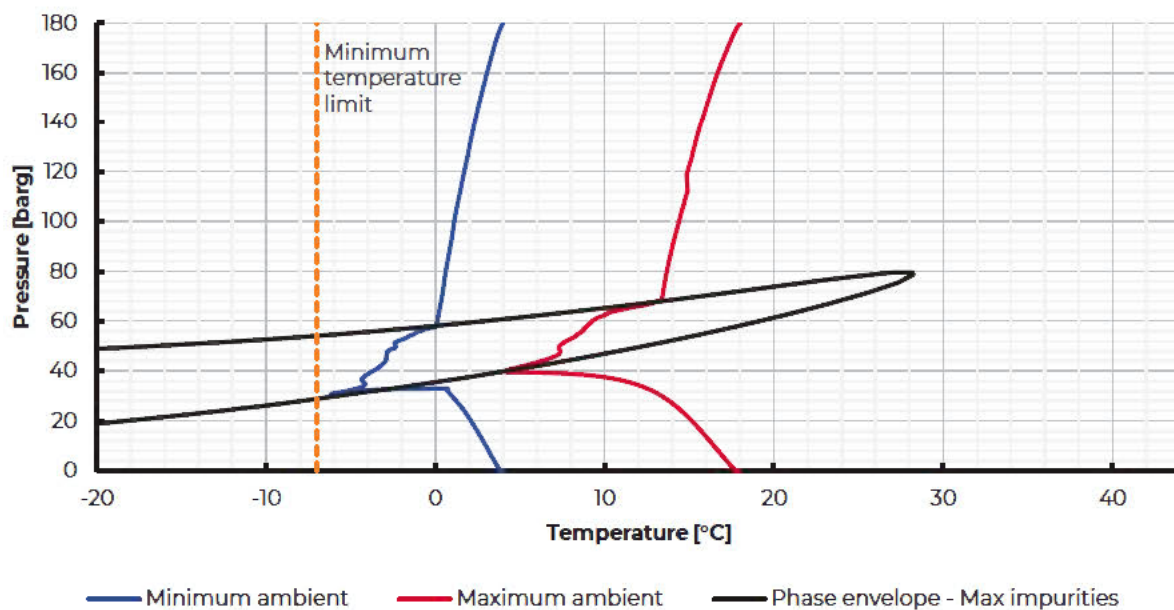


Figure 5-36 – Pressure temperature path during depressurisation – Maximum impurities

	Doc no.	L10-R_PS-151-0005	Revision	01
	Classification: ☐ Unclassified, ☒ Restricted, ☐ Internal, ☐ Confidential			
	Transient Analysis Model & Report – Spurline (GP-075)			

6 References

- [1] *L10 CCS Project, System Basis of Design, Document Number L10-A_PM-007-0004 Rev 02, Neptune Energy.*
- [2] Baker Hughes, «16inch MFL with mapping Tool Data Sheet».
- [3] SLB, «OLGA Best Practices - Modeling and simulation of CO2 systems_Rev02,» 19 December 2022.
- [4] *K9 – Metocean Criteria, Volume 1 - Design Criteria, Document Number C916 - R 1025-23 Rev 1D, PhysE Ltd.*
- [5] *L10 - Metocean Criteria, Volume 1 – Design Criteria, Document Number C910 - R 1021-23 Rev 1D, PhysE Ltd..*
- [6] *L10 - Metocean Criteria, Volume 2 – Operational presentations, Document Number C910 - R 1021-23 Rev 1D, PhysE Ltd..*
- [7] L. & L. D. & S. D. & D. T. & L. D. & M. R. & V. M. & W. D. Huang, «Highlights of the 2009 SEG summer research workshop on ""CO2 sequestration geophysics.,» *The Leading Edge*, 2009.
- [8] A. F. Assurance, «Aramis FEED - Update on Flow Assurance Steady State,» 11th July 2024.



Staatstoezicht op de Mijnen
Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

> Retouradres Postbus 24037 2490 AA Den Haag

De minister van Klimaat en Groene Groei
Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Directie Energie en Omgeving
t.a.v. 5.1.2.e

per e-mail: mijnbouwvergunningen@minezk.nl, h.vorsteveld@minezk.nl

Datum 30 juli 2024
Betreft Advies m.b.t. de aanleg van de verbindingsleiding van het CO2-distributieplatform naar het CO2-in-jectieplatform L10-R van Eni Netherlands CCUS B.V.

Geachte 5.1.2.e

Op 5 juli 2024 heeft u namens de minister van Klimaat en Groene Groei (hierna: KGG) aan de Inspecteur-generaal der Mijnen (Staatstoezicht op de Mijnen, hierna: SodM) gevraagd advies uit te brengen op de aanvraag van Eni Netherlands CCUS B.V. (hierna: Eni) voor de verbindingsleiding vanaf het CO2-distributieplatform naar het CO2-in-jectieplatform L10-R op grond van artikel 94 en 106 van het Mijnbouwbesluit.

Aanvraag bij EZK

Eni heeft op 1 juli 2024 op grond van artikel 94 van het Mijnbouwbesluit een aanvraag ingediend voor de aanleg van een pijpleiding tussen het CO2-distributieplatform en het L10-R platform in de Noordzee. Bij SodM is het verzoek tot advies geregistreerd onder kenmerk ADV-8643.

Procedure

Om een pijpleiding te mogen aanleggen is in het kader van het Mijnbouwbesluit door Eni op 1 juli 2024 een vergunningsaanvraag ingediend. Deze vergunning wordt afgegeven door de Minister van Klimaat en Groene Groei.

Deze vergunningsaanvraag heb ik beoordeeld op de technische specificaties en wijze waarop de aanvrager voornemens is de pijpleiding aan te leggen. Met de toegestuurde gegevens wordt voldaan aan artikel 1.7.1 en 1.7.2 van de Mijnbouwregeling.

Advies SodM

Ik heb beoordeeld dat de aanvraag voldoende informatie bevat om in behandeling te nemen. Ik adviseer u met het opstellen van de vergunning rekening te houden

Staatstoezicht op de Mijnen

Bezoekadres

Henri Faasdreef 312
2492 JP Den Haag

Postadres

Postbus 24037
2490 AA Den Haag

T 070 379 8400 (algemeen)
F 070 379 8455 (algemeen)

sodm@minez.nl
www.sodm.nl

Behandeld door

5 1 2 e

T 06 5 1 2 e

Ons kenmerk

ADV-8643

Uw kenmerk

V-69192

Bijlage(n)

-

met onderstaande voorwaarden. Graag zie ik de conceptvergunning voor het uitvoeren van de handhaving uitvoeringstoets (HUT) tegemoet.

Voorwaarden

1. De beheerder als bedoeld in artikel 92, onderdeel d, van het Mijnbouwbesluit, meldt 24 uur voorafgaande aan de datum van aanvang van de daadwerkelijke uitvoering van de aanlegwerkzaamheden de tijdsduur, locatie, gebied en traject, betrokken schepen en 24 uren contactpersonen aan de Inspecteur-generaal der mijnen en de directeur Kustwacht.
2. Voor een betere coördinatie door de Kustwacht, dienen de betrokken schepen zich dan ook daadwerkelijk voor aanvang en bij beëindiging van de werkzaamheden te melden bij het kustwachtcentrum te Den Helder.
3. De pijpleiding wordt ingegraven in gebieden met een verhoogd risico, deze gebieden zijn vastgesteld volgens de risico gestuurde methode van de NEN 3656.
4. De minimale gronddekking bij het ingraven van de pijpleiding wordt vastgesteld aan de hand van de norm in de NEN 3656.
5. Bij gebruik van stortsteen of grind voor gronddekking geldt als maximum korreldiameter voor de afsluitende bovenlaag $D_{90}=85$ mm. Waarbij rekening wordt gehouden met de afwijkende adviezen van de Kustwacht, de Dienst voor de Hydrografie en Rijkswaterstaat Zee & Delta.
6. Er dient een (wacht)schip aanwezig te zijn in de periode tussen het leggen en begraven van de pijpleiding of tijdens het plaatsen van de betonnen matrassen waarbij sprake is van gevaar voor derden (bijvoorbeeld visserij).
7. Alle gegevens (geografische coördinaten, KP punten, diepteligging, diameter, materiaal, eigenaar, enz.) van de pijpleiding dienen uiterlijk drie maanden na aanleg, digitaal aan Staatstoezicht op de Mijnen, de Dienst voor de Hydrografie en Rijkswaterstaat Zee & Delta te worden toegestuurd.
8. Wijzigingen in de ligging van de pijpleiding tijdens de gebruikersfase dienen in verband met veiligheid toegestuurd te worden aan Staatstoezicht op de Mijnen, de Dienst voor de Hydrografie en Rijkswaterstaat Zee & Delta te worden toegestuurd.

Constatering

De mijnbouwregeling artikel 1.7.1 1^e lid onder d zegt dat de resultaten van het onderzoek van het voorgenomen traject over een strook van 600 meter uitgevoerd moet worden waarvan de as van de strook samenvalt met het gekozen traject. In de aanvraag geeft Eni aan dat het tracéonderzoek voor de zeeleiding en

de spurlines in één keer wordt gedaan, daarbij heeft Aramis aangegeven dat het tracé onderzoek van de zeebodem ter plaatse van het leidingtracé op de belangrijkste secties van de geplande route uitgevoerd zal worden met een breedte van meer dan 600 meter.

Op de overige delen van het tracé zal een schip gebruikt worden wat in één beweging een strook met een breedte van 480 meter zal onderzoeken. Ik adviseer om in het besluit te motiveren waarom niet aan deze bepaling voldaan kan worden en waar noodzakelijk aanvullende voorschriften op te nemen.

Ik ga ervan uit dat uw adviesvraag hiermee is beantwoord.
Vanzelfsprekend ben ik bereid dit advies nader toe te lichten.

Met vriendelijke groet,

De Inspecteur-generaal der Mijnen,
Namens deze:

5.1.2.e



5.1.2.e

5.1.2.e