



**Toelichting aanvraag pijpleidingvergunning
op grond van artikel 94 Mijnbouwbesluit**

B10 pijpleiding

Document Number	B10-0009-RGL-APL-PTG-0000-10004-00				
Originator	10.2.e				
Approver	10.2.e				
Other (As Required)	10.2.e				
Revision Record					
Rev.	Description	Date	By	Checked	Approved
H01	For use	28-12-2021	10.2.e		

Inhoudsopgave

1	Algemeen	3
2	Indieningsvereisten op basis van artikel 1.7.1. Mijnbouwregeling	3
2.1	Het tijdvak waarvoor de vergunning wordt aangevraagd	3
2.2	Het traject van de pijpleiding	3
2.3	Aanleg van de pijpleiding en bijbehorende ingraafdiepte	4
2.4	De resultaten van het onderzoek van het voorgenomen traject.....	4
2.5	Voorontwerp	5
3	Overige onderwerpen zoals besproken in het vooroverleg	5
3.1	Bereikbaarheid en bescherming riser.....	5
3.2	Integriteitsborging	6
3.3	Voorzieningen voor het afsluiten en inblokken in geval van een calamiteit.....	6
3.4	Onderhoudsplan	6
3.4.1	Integratie in PIMS	6
3.4.2	ROV/Duikinspecties	7
3.4.3	Akoestische inspecties.....	7
3.4.4	Kathodische bescherming.....	7
3.4.5	Topside inspecties	8
3.4.6	Monsternamen.....	8
Appendix 1	Referenties.....	9

1 Algemeen

In dit document vormt onderdeel van de vergunningsaanvraag voor de pijpleiding van het B10 satelliet platform naar het A12-CPP platform op grond van artikel 94 Mijnbouwbesluit.

In dit document worden de gegevens verstrekt, zoals beschreven in artikel 1.7.1 Mijnbouwregeling, en de onderwerpen zoals besproken in het vooroverleg, d.d. 28 oktober 2021, waarvan de notulen bij deze aanvraag zijn gevoegd.

2 Indieningsvereisten op basis van artikel 1.7.1. Mijnbouwregeling

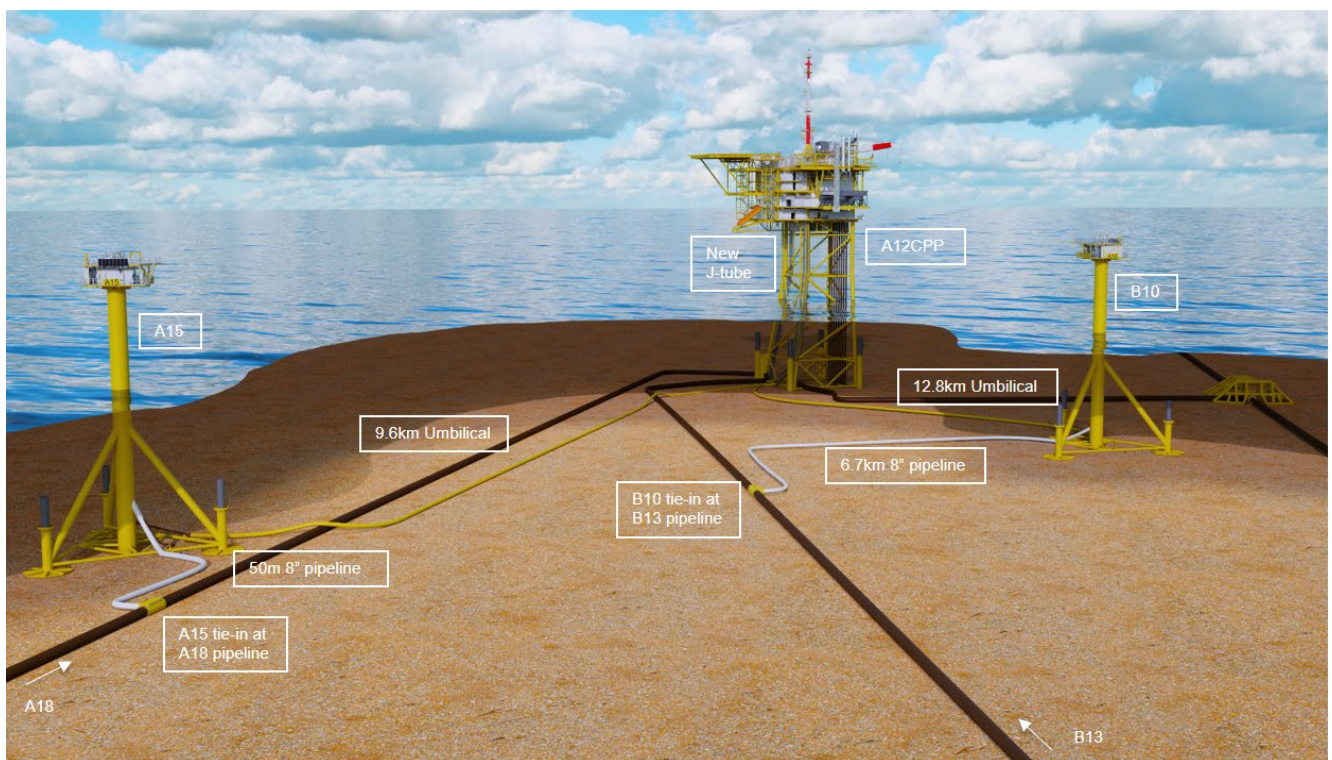
2.1 Het tijdvak waarvoor de vergunning wordt aangevraagd

Het ministerie van LNV heeft reeds een Natuurbeschermingsvergunning (Wnb) verleend waar zowel het toekomstige platform als de pijpleidingen zijn getoetst (referentie: DGNVLG / 20250803, d.d. 12-10-2020). In deze vergunning zijn de volgende termijnen opgenomen.

- De uitvoeringsfase voor de aanleg van de pijpleiding dient uiterlijk 31 december 2024 te zijn voltooid;
- De productiefase is vergund tot uiterlijk 31 december 2039.

2.2 Het traject van de pijpleiding

De volgende afbeelding geeft een 3D impressie van de scope van het 'AB Stage 2+' project. Waarbij A15 en B10 twee nieuw op te richten platforms zijn in het A/B veld. Deze platforms zullen middels een umbilical verbonden worden met het bestaande A12-CPP platform. Het geproduceerde gas van B10 wordt aangesloten middels een nieuw aan te leggen pijpleiding van 6,7 kilometer, aangesloten op de bestaande pijpleiding die van B13 naar A12-CPP loopt.



Figuur 1: 3D impressie van het AB Stage 2+ project met daarop de A15 en B10 veldontwikkelingen inclusief de verschillende pijpleidingen en kabels

Voor een gedetailleerde kaart van het gehele veld met daarop het traject van de verschillende pijpleidingen en kabels, wordt verwezen naar de overall field lay-out. [1]

2.3 Aanleg van de pijpleiding en bijbehorende ingraafdiepte

Op dit moment vindt de aanbesteding voor het installeren van de B10 pijpleiding plaats, hierin worden de gangbare installatiemethodes in beschouwing genomen, waaronder een S-lay en een reel-lay methode. De uiteindelijke installatiemethode zal bekend zijn wanneer het aanbestedingstraject is afgerond.

Onderdeel van de installatie is het ingraven van de pijpleiding tot een initiële diepte van 0,8 meter. Conform het rapport 'Pipeline Risk Assessment [6 – p. 27], is voor de leiding vanaf B10 bij een ingraafdiepte van 0,2 meter (het minimumvereiste voor een leiding <16") de kans op lekkage, als gevolg van schade aangebracht door derden, kleiner dan 1×10^{-6} .

De pijpleiding zal aan beide uiteinden worden aangesloten aan enerzijds het B10 platform en anderzijds de B13 pijpleiding middel verschillende aansluitstukken. Deze aansluitstukken bestaan uit in totaal vijf korte secties die vanaf een constructieschip met behulp van duikers geïnstalleerd zullen worden. Nadat de leiding is aangesloten zullen de aansluitstukken worden afgestort met een laag stenen met een minimale dikte van 0,8 meter. Deze stenen laag biedt bescherming tegen vallende objecten en andere externe belastingen. Voor meer details wordt verwezen naar de approach tekeningen. [3] [4]

2.4 De resultaten van het onderzoek van het voorgenomen traject

Als onderdeel van de projectvoorbereidingen is in 2018 en 2019 een uitgebreid geofysisch en geotechnisch bodemonderzoek uitgevoerd door Fugro. De resultaten van deze onderzoeken zijn het uitgangspunt geweest voor het ontwerp van de pijpleiding.

Tijdens dit bodemonderzoek zijn onder andere de volgende gegevens en eigenschappen verkregen:

1. Het profiel van de zeebodem;
2. De aanwezige obstakels;
3. De ligging van bestaande pijpleidingen en kabels;
4. De grond-mechanische eigenschappen;
5. De stratigrafie van de zeebodem, en
6. De analyse en kwaliteit van de bodemonsters en sonderingen.

Een overzicht van deze gegevens en het gekozen traject is te zien op de alignment sheets. [7] [8] [9]

2.5 Voorontwerp

Voor beide pijpleidingen, A15 en B10, is een gezamenlijk voorontwerp gemaakt voorontwerp (basis of design). [10] Voor de B10 pijpleiding en aansluitstukken is een gedetailleerd ontwerp opgemaakt. [11] [13]

De volgende tabel geeft een samenvatting van de eigenschappen van de pijpleiding:

Tabel 1: Pijpleiding eigenschappen

Eigenschap	Eenheid	Beschrijving
Product	Mol%	Nat aardgas (99.58% Methaan, 0.012% Ethaan, 0.005% 2-Methylpropan, 0.001% Helium, 0.368 Stikstof, 0.034% CO ₂)
Buitendiameter	Inch/(mm)	8" (219.1)
Wand dikte	mm	12.7
Materiaal	-	L415NE (API 5L X-60)
Ontwerpdruk	barg	135
Ontwerptemperatuur	°C	-20/+50
Ontwerp levensduur	jaar	15
Operationale druk	barg	Afnemend van 30 tot 7 barg
Operationele temperatuur	°C	3 – 25
Verwachte levensduur	jaar	6-8 (B10)

Het volledig ontwerp van de pijpleiding, de aansluitstukken en riser is beoordeelt door een onafhankelijke derde partij, namelijk Bureau Veritas. Voor het rapport met daarin de bevindingen en een goedkeur op het ontwerp wordt verwezen naar het Report of Design Appraisal for Pipelines. [19]

3 Overige onderwerpen zoals besproken in het vooroverleg

3.1 Bereikbaarheid en bescherming riser

De riser van het B10 platform bevindt zich in de zogenaamde monopile. In de gehele monopile constructie zal de riser voorzien zijn van een 12 mm dikke corrosiebestendige neopreen coating zoals aangegeven op de ontwerptekening. [15]

Op basis van de ervaringen met de toepassing van deze coating in de splash zone op andere Petrogas platforms, waaronder A12, B13 en A18, mag worden verwacht dat deze coating de riser zal beschermen tegen externe corrosie gedurende de gehele productiefase. Alhoewel er om die reden geen visuele inspectie in de monopile is voorzien, worden er wel voorzieningen aangebracht die toegang tot de monopile, door middel van rope access, mogelijk maken in het geval van een calamiteit, zoals te zien is op de ontwerptekeningen. [16] [17] Deze tekeningen zijn van toepassing voor beide platforms omdat A15 en B10 identiek gebouwd zullen worden.

3.2 Integriteitsborging

Om zeker te stellen dat de pijpleiding gedurende de bedrijfsfase geschikt blijft voor het doel waarvoor het is ontworpen, is er een corrosietoeslag van 3 mm toegepast, zoals aangegeven in het detailontwerp rapport. [11, p. 5] [13, p. 9]

De productsamenstelling en de bedrijfsvoering op A15 en B10 komen overeen met die op A18 en B13. De A18 en B13 pijpleidingen zijn met behulp van intelligent pig runs geïnspecteerd. De resultaten van deze inspecties zullen derhalve representatief zijn voor die van de leidingen vanaf B10 en A15. Bovendien worden de vloeistoffen, die worden opgevangen op A12 bij het periodieke spheren en/of piggen van de leidingen van B13, respectievelijk A18, geanalyseerd om het ijzer- en mangaangehalte te bepalen. Deze resultaten worden getrend om zo tijdig te kunnen acteren als de waarden significant afwijken van de situatie voorafgaand aan de in bedrijf name van B10 en A15.

Daarnaast moet worden opgemerkt dat de leidingen vanaf B10 en A15 op een significant lagere druk zullen opereren (~20 – 30 barg) dan waar ze voor ontworpen zijn (135 barg). Dit geldt ook voor de leidingen vanaf B13 en A18. Dit betekent dat er in feite een veel hogere wanddikte tolerantie is die men eigenlijk bij de corrosietoeslag van 3mm kan optellen.

De leiding vanaf B10 naar de B13-A12 leiding zal niet voorzien worden van een vaste pig lanceer/ontvang installatie. De tie-in van de leiding van B10 op de B13-A12 leiding zal worden voorzien van een zogenaamde 'barred plug'.

Indien de resultaten van de intelligent pig run van de leiding tussen B13 en A12 of die tussen A18 en A12 daar aanleiding toe geven, kan ten behoeve van een inwendige inspectie op B10 het productie manifold worden gebruikt als tijdelijke pig lanceer- en ontvanginstallatie. De leiding vanaf B10 naar de B13-A12 leiding kan inwendig worden geïnspecteerd door vanaf B10 een intelligent pig naar de side-tap locatie te sturen, voortgestuwd door de gasdruk vanaf B10; eenmaal daar aangekomen kan de pig worden teruggestuurd met behulp van de gasdruk in de B13-A12 leiding door op B10 het gas af te blazen. Het inwendig inspecteren van de leiding is in principe tijdens de bedrijfsfase niet voorzien.

3.3 Voorzieningen voor het afsluiten en inblokken in geval van een calamiteit

Ter plaatse van de tie-in op de B13-A12 leiding zullen handafsluiters met een double block and bleed voorziening worden geplaatst. Gebruik van deze afsluiters is in principe alleen voorzien tijdens installatie en buitenbedrijfstelling. De productie zal, in geval van een calamiteit, op afstand, vanaf het A12-CPP platform, kunnen worden ingesloten zodat in het geval van lekkage de gastoevoer kan worden gestopt. Deze afsluiters zijn van het type fail-close zoals aangegeven op de procestekeningen welke identiek zijn voor zowel A15 als B10. [18]

3.4 Onderhoudsplan

3.4.1 Integratie in PIMS

In het Pipeline Integrity Management System (PIMS) zullen criteria worden opgenomen ten aanzien van maximaal toelaatbare free span lengte en begraafdiepte van de leiding vanaf B10. Conform het 'Detailed Design Report', [11 pag. 43], is de maximale toelaatbare free span tijdens de bedrijfsfase voor de leiding vanaf B10 gelijk aan 11,2 meter. De maximale hoogte van de free span, waarbij nader onderzoek moet worden gedaan of dit acceptabel is, is conform DNVGL-RP-F111 gelijk aan 0,5 meter.

De leiding zal initieel worden begraven op 0,8 meter. Conform het rapport 'Pipeline Risk Assessment', [6 pag 27], is voor de leiding vanaf B10 bij een begraafdiepte van 0,2 meter (het minimumvereiste

voor een leiding <16") de kans op lekkage als gevolg van schade aangebracht door derden kleiner dan 1×10^{-6} .

Ten einde upheaval buckling bij ingebruikstelling te voorkomen dient bij de aanleg voldaan te worden aan de minimale eisen zoals gesteld in het 'Detailed Design Report', [11, tabel 23]. Zolang er aan deze eisen voldaan wordt, is er vanuit het ontwerp geen minimale begraafdiepte voorgeschreven.

Bovenstaande minimale eisen, welke in PIMS zullen worden opgenomen, zijn in onderstaande tabel samengevat:

Tabel 2: Minimale eisen inspectie B10

Leiding	Free span		Exposure [m]	Begraafdiepte [m]
	Lengte [m]	Hoogte [m]		
B10 naar B13-A12 sidetap	11,2	0,5	75	0,74 (note 1) / 0,2

Note 1: Ter plaatse van de rockdump nabij het B10 platform

3.4.2 ROV/Duikinspecties

Binnen één jaar na in bedrijf name van het platform en bijbehorende pijpleiding zal een referentie inspectie plaatsvinden van de subsea riser met behulp van een remotely operated vehicle (ROV). Dit betreft een visuele inspectie waar de algemene staat van de riser bij het verlaten van de monopile wordt bekeken en de werking van het kathodische beschermingssysteem van de pijpleiding wordt gecontroleerd. Daarna is het de verwachting dat de eerste vijf jaar daarna er geen onderwaterinspectie met behulp van een ROV of duikers plaats zal vinden.

3.4.3 Akoestische inspecties

De pijpleiding zal worden onderworpen aan een akoestische inspectie conform het volgende schema, waarbij N het jaar van ingebruikname is.

Tabel 3: Inspectie frequentie

	N	N+1	N+2	N+3	N+4	N+5	N+6	N+8	N+9	N+10
B10 naar B13-A12 sidetap	D	A	D	A	-	D	-	-	-	A

Waarin: A = Algemene inspectie, waarbij Exposures, Free Spans, Bathymetry, Debris, Rockdump, etc. worden gerapporteerd. D = detailinspectie waarbij tevens de begraafdiepte wordt gerapporteerd.

Wanneer blijkt uit de inspectieresultaten van de eerste vier jaar dat leiding stabiel ligt en aan de vergunningsvereisten voldoet, dan zal de inspectiefrequentie worden opgerekt naar eens per twee jaar en vervolgens eens per vier jaar. Bij het vastleggen van het definitieve programma zal naar synergiën worden gezocht met andere leidingen in het gebied.

3.4.4 Kathodische bescherming

De werking van de kathodische bescherming zal middels een dropped cell trailing wire methode worden gecontroleerd, beginnende vanaf 2030 en vervolgens eens per 10 jaar, zo lang als de leiding in bedrijf is.

3.4.5 Topside inspecties

De topside riser zal jaarlijks worden onderworpen aan een visuele inspectie.

3.4.6 Monstername

Op A12 wordt thans, na het piggen/sferen van de leiding vanaf A18, respectievelijk B13, een monster genomen van het water dat hierbij wordt opgevangen. Dit monster wordt geanalyseerd op ijzer en mangaan. Deze analyses zullen worden getrend en vergeleken met de situatie voorafgaand aan de in bedrijf name van de B10 pijpleiding. Bij significantie afwijkingen zal er nader onderzoek plaatsvinden en zo nodig mitigerende maatregelen worden genomen.

Appendix 1 Referenties

- [1] Overall Field Layout drawing, AB2-0003-PPL-LAY-PTG-0000-00007-01, rev H01, 20-12-2021
- [2] Approach Drawing @A15 & Pipeline Tie-in, A15-0003-PPL-GAR-PTG-0000-00009-01, rev H02, 20-12-2021
- [3] Approach Drawing @B10, B10-0003-PPL-GAR-PTG-0000-00010-01, rev H02, 20-12-2021
- [4] Approach Drawing @B10 Pipeline at B13 Pipeline Tie-in, B10-0003-PPL-GAR-PTG-0000-00011-01, rev H02, 20-12-2021
- [5] Approach Drawing @A12CPP Umbilicals, AB2-0003-PPL-GAR-PTG-0000-00013-01, rev H02, 20-12-2021
- [6] Pipeline Risk and Dropped object assessment, B10-0009-RSK-RPT-PTG-0000-00013-00, rev H02, 15-12-2021
- [7] Pipeline - Pipeline Alignment Sheets (B10 - 6,7km) KP 0.000 to KP 2.500 Sheet 01 of 03, B10-0003-PPL-ALN-PTG-0000-00008-01, H01, 20-12-2021
- [8] Pipeline - Pipeline Alignment Sheets (B10 - 6,7km) KP 2.500 to KP 5.000 Sheet 02 of 03, B10-0003-PPL-ALN-PTG-0000-00008-02, H01, 20-12-2021
- [9] Pipeline - Pipeline Alignment Sheets (B10 - 6,7km) KP 5.000 to KP 6.667 Sheet 03 of 03, B10-0003-PPL-ALN-PTG-0000-00008-03, H01, 20-12-2021
- [10] Pipeline - Basis of Design, AB2-0003-PPL-BOD-PTG-0000-00003-00, rev H01, 22-11-2021
- [11] Pipeline - Detailed Design Report, B10-0003-PPL-RPT-PTG-0000-00005-00, rev H01, 28-09-2021
- [12] A15 Riser, Spool & Tie-in Design Report, A15-0003-PPL-RPT-PTG-0000-00015-00, Rev H01, 22-12-2021
- [13] B10 Riser, Spool & Tie-in Design Report, B10-0003-PPL-RPT-PTG-0000-00022-00, Rev H01, 22-12-2021
- [14] Pipeline Isometric - 8-PG-12006-PL11 (A15 riser), A15-0003-PPL-ISO-PTG-0000-00016-02, Rev H02, 13-12-2021
- [15] Pipeline Isometric - 8-PG-13006-PL11 (B10 riser), B10-0003-PPL-ISO-PTG-0000-00023-02, Rev H02, 13-12-2021
- [16] A15 Platform - Riser & J-Tube, A15-0000-STR-DTL-PTG-0000-10007-01, Rev H01, 21-10-2021
- [17] A15 Platform – Internals, A15-0000-STR-DTL-PTG-0000-10008-01, Rev H01, 21-10-2021
- [18] P&ID – Production manifold and export pipeline, A15-0000-PRO-PID-PTG-0000-00059-01, Rev H02, 1-11-2021
- [19] Report of Design Appraisal for Pipelines, AB2-0009-PPL-RPT-BVQ-0000-00201-00, rev02, 23-12-2021.