



Petrogas E&P Netherlands B.V.

Winningsplan A12-FA gasvoorkomen

Versie 6.0

2-Mar-26

Samenvatting

Dit document betreft een actualisatie van het winningsplan voor het A12-FA gasvoorkomen op het Nederlands Continentaal Plat, gelegen in blokdelen A12a en A12d. Petrogas E&P Netherlands B.V. (PEPN), RockRose (NL) CS1 B.V. en TAQA Offshore B.V. zijn gezamenlijk houder van winningsvergunning E/EP/5034967 in blokdeel A12a en E/EP/5034964 in blokdeel A12d. PEPN is aangewezen als de in artikel 22, vijfde lid van de Mijnbouwwet bedoelde persoon en zal derhalve optreden als uitvoerder.

PEPN is tezamen met de mede-vergunninghouders voornemens het A12-FA gasvoorkomen te produceren tot en met eind 2033, met mogelijke uitloop tot eind 2037. De voornaamste veranderingen ten opzichte van het vorige winningsplan zijn gerelateerd aan de geplande boringen van de A12-A05-S1 en A12-A10-S1 productieputten (behoudens definitieve investeringsbeslissing). Verwachtte winningsduur en cumulatieve productie blijven binnen de gestelde verwachtingen van het vorige winningsplan.

In dit document wordt ingegaan op de manier waarop het gas gewonnen wordt, de geologie, de eigenschappen van het ondergrondse gasvoorkomen en de voorspelde productiehoeveelheden.

PEPN en de mede-vergunninghouders verwachten 1.4 miljard Nm³ aardgas te winnen gedurende de periode 2026-2033 uit het A12-FA gasvoorkomen. Het uiteindelijke gemiddelde winningspercentage van alle reservoirs in het gasvoorkomen is geschat op 73% van de oorspronkelijk aanwezige gashoeveelheid. In het hoge scenario verwachten PEPN en de mede-vergunninghouders 2.1 miljard Nm³ aardgas te winnen gedurende de periode 2026-2037 uit het A12-FA gasvoorkomen.

De actualisatie van het winningsplan behoeft de instemming van de Minister van Klimaat en Groene Groei (de "Minister"). Op de voorbereiding van dit instemmingsbesluit is de uniforme openbare voorbereidingsprocedure van toepassing. Dat betekent onder andere dat belanghebbenden zienswijzen op het ontwerpbesluit van de Minister naar voren kunnen brengen. Op het definitieve besluit van de Minister is beroep mogelijk bij de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State.

Inhoud

Samenvatting	2
Inhoud	3
Formulier aanvraag wijziging winningsplan	5
1 Inleiding	7
1.1 Doel van deze actualisatie van het Winningsplan.....	7
1.2 Leeswijzer	7
2 Plaats van winning	8
2.1 Voorkomens in dit winningsplan.....	8
2.2 Overzicht ligging voorkomens en putten	8
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en afvoer	9
3 Boringen	11
3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put.....	11
3.2 Overzicht boringen in het voorkomen	12
3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en)	13
3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden	14
3.5 Putbehandelingen	14
4 Ondergrond	15
4.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten.....	15
4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen	15
4.2.1 Reservoir-formaties en afsluitende la(a)g(en).....	15
4.2.2 Structuur	16
4.2.3 Bron koolwaterstoffen	16
4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen	16
4.3 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen.....	17
4.4 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond	17
5 Ontwikkelingsvooruitzichten	18
5.1 Inleiding	18
5.2 Historische productie en productie-gedrag	18
5.3 Onzekerheden.....	18
5.4 Winningsstrategie & reservoir management	18
5.5 Vooruitzichten voor winningssnelheid (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)	19
5.6 Duur van de winning	21
5.7 Jaarlijks eigen gebruik bij winning.....	21
5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen	21
5.9 Gassamenstelling en jaarlijks meegeproduceerde stoffen	21
5.10 Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen	22
6 Bodemdaling	23
7 Bodemtrilling.....	24
8 Overige Omgevingsaspecten.....	25
8.1 Gevolgen voor milieu	25
8.2 Gevolgen voor natuur.....	26

8.3 Locatiekeuze 26

8.4 Overzicht van relevante vergunningen 27

9 Verklarende woordenlijst..... 28

10 Bijlage: Vertrouwelijk..... 29

Formulier aanvraag wijziging winningsplan

Artikel 34 lid 1 Mijnbouwwet (Mw) en artikel 24 Mijnbouwbesluit (Mb)

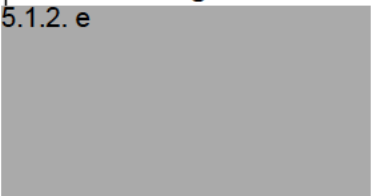
Teneinde uw aanvraag op basis van de Mijnbouwwet in behandeling te kunnen nemen, wordt u verzocht dit formulier juist en volledig in te vullen. Ondergenoemde bepalingen uit Mijnbouwwet en -regelgeving geven specifiek aan welke informatie bij de beoordeling relevant is. U wordt verzocht deze informatie – eveneens juist en zo volledig mogelijk - als onderdeel van uw aanvraag toe te voegen als bijlage(n) bij dit formulier.

Algemene gegevens	
Naam aanvrager (= uitvoerder)	Petrogas E&P Netherlands B.V.
Contactpersoon	5.1.2. e
Postadres	Laan van Zuid Hoorn 14 2289 DE Rijswijk Nederland
Telefoonnummer	5.1.2. e
Fax	
E-mail	
Soort plan	Wijziging
Soort (delf)stof	Koolwaterstoffen
Locatie	Continental Plat
Relevante bepalingen voor de beoordeling van uw aanvraag uit Mijnbouwwet en –regelgeving: - Artikelen 34 en 35 Mijnbouwwet - Artikelen 24 Mijnbouwbesluit	

Teneinde door de directie Transitie Diepe Ondergrond van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat in behandeling te worden genomen, wordt u verzocht dit formulier elektronisch in te dienen bij het dienstenloket (Antwoord voor Bedrijven) en mijnbouwvergunningen@minezk.nl.

U kunt er ook voor kiezen dit formulier - ondertekend door aanvrager – in tweevoud per post in te dienen bij:

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
T.a.v. directeur Transitie Diepe Ondergrond
Postbus 20401
2500 EK DEN HAAG

	Bedrijfs- en productiegegevens	Paragraaf
Mw 35 lid 1	Beknopte beschrijving van het winningsplan	1
Mw 35 lid 1c Mb 24 lid 1c,d	Beknopte beschrijving van wijze van winning alsmede daarmee verband houdende activiteiten	2, 3.3, 3.4, 0
Mb 24 lid 1a	Geologische beschrijving van voorkomen(s)	4.2
Mb 24 lid 1a Mb 24 lid 1b	Geologische doorsnede van voorkomen(s)	4.2
Mw 35 lid 1a Mb 24 lid 1d,e	Overzicht ligging voorkomens en putten	2.2
Mb 24 lid 1d,e,g	Situering mijnbouwwerken situatietekening /eventueel foto	2.2
Mb 24 lid 1e,f	Overzicht boringen in voorkomen(s)	3.2
Mb 24 lid 1g	Schematische voorstelling putverbuizing(en)	3.3
Mb 24 lid 1h	Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden	3.4
Mb 24 lid 2	Productieontwikkeling strategie	5.4
Mb 24 lid 2	Productiefilosofie	5.4
Mb 24 lid 2	Reservoir management	5.4
Mw 35 lid 1a,d Mb 24 lid 1a	Omvang winning (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)	5.5
Mw 35 lid 1b	Duur van de winning (per voorkomen)	5.5
Mb 24 lid 1i	Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd	5.9
Mb 24 lid 1j	Jaarlijks eigengebruik bij winning	5.7
Mb 24 lid 1j	Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakelde koolwaterstoffen	5.8
Mb 24 lid 1k	Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen	5.10
Mw 36 lid 1 sub b	Planmatig gebruik of beheer van delfstoffen, aardwarmte, andere natuurlijke rijkdommen, waaronder grondwater met het oog op de winning van drinkwater, of mogelijkheden tot het opslaan van stoffen	4.4
Mw 35 lid 1e Mb 24 lid 1l	Jaarlijkse kosten onderverdeeld in investeringen, onderhoud, bedrijfsvoering	(confidentieel)
Mb 24 lid 1a	Verwachte samenstelling van de aanwezige koolwaterstoffen	5.9
Mw 35 lid 1g	De risico's voor omwonenden, gebouwen of infrastructurele werken of de functionaliteit daarvan met een risicobeoordeling, voor zover het winnen van delfstoffen niet geschiedt in het continentaal plat	8
Ondertekening 5.1.2. e  Petrogas E&P Netherlands B.V.		Datum: 2-Mar-26 Plaats: Rijswijk

1 Inleiding

1.1 Doel van deze actualisatie van het Winningsplan

Petrogas E&P Netherlands B.V. (PEPN), RockRose (NL) CS1 B.V. en TAQA Offshore B.V. zijn gezamenlijk houder van winningsvergunning E/EP/5034967 in blokdeel A12a en E/EP/5034964 in blokdeel A12d. PEPN is aangewezen als de in artikel 22, vijfde lid van de Mijnbouwwet bedoelde persoon en zal derhalve optreden als uitvoerder.

Conform artikel 34 en 35 Mijnbouwwet (Mw) dient de winning van koolwaterstoffen te gebeuren overeenkomstig een winningsplan. In het Mijnbouwbesluit (Mb) is in artikel 24 aangegeven welke informatie het winningsplan moet bevatten.

Dit winningsplan is een actualisatie van het Winningsplan A12-FA uit 2024 (zie Tabel 1). PEPN is uitvoerder van dit gasvoorkomen en is voornemens het A12-FA gasvoorkomen te produceren tot en met eind 2033, met mogelijke uitloop tot eind 2037. De voornaamste veranderingen ten opzichte van het vorige winningsplan zijn gerelateerd aan de geplande boringen van de A12-A05-S1 en A12-A10-S1 putten (behoudens definitieve investeringsbeslissing). Verwachte winningsduur en cumulatieve productie blijven binnen de gestelde verwachtingen van het vorige winningsplan uit 2024.

Tabel 1 - Geschiedenis winningsplan A12-FA

Datum	Versie	Omschrijving
Augustus 2007	1.0	Originele winningsplan A12-FA
Februari 2016	2.0	Actualisatie winningsplan A12-FA
Juni 2018	3.0	Actualisatie winningsplan A12-FA
September 2020	4.0	Actualisatie winningsplan A12-FA
Augustus 2024	5.0	Actualisatie winningsplan A12-FA
Februari 2026	6.0	Deze actualisatie

1.2 Leeswijzer

In dit document wordt ingegaan op de manier waarop het gas gewonnen wordt, de geologie, de eigenschappen van het ondergrondse gasvoorkomen, de voorspelde productiehoeveelheden en de relevante omgevingsaspecten en vergunningen.

Vanuit het gasvoorkomen A12-FA wordt gas geproduceerd. Het gas wordt behandeld op het ‘A12 Central Processing Platform’ (hierna afgekort tot het A12-CPP), gelegen boven het A12-FA gasvoorkomen. Paragrafen 2.2 en 2.3 geven aan waar de mijnbouwlocatie, het gasvoorkomen en de producerende putten zich bevinden.

Als voorzien wordt dat de cumulatieve productie uit het gasvoorkomen A12-FA hoger zal uitkomen dan in dit winningsplan beschreven, zal dit leiden tot actualisatie van dit plan. In de huidige actualisatie, zijn de voornaamste veranderingen ten opzichte van het vorige winningsplan gerelateerd aan de geplande boringen van de A12-A05-S1 en A12-A10-S1 putten (behoudens definitieve investeringsbeslissing). Verwachte winningsduur en cumulatieve productie blijven binnen de gestelde verwachtingen van het vorige winningsplan uit 2024.

Eventuele toekomstige activiteiten op de mijnbouwlocatie of in het gasvoorkomen (bijvoorbeeld extra putten) zullen de gangbare vergunningsprocedures volgen, en kunnen ook tot actualisatie van het winningsplan leiden.

Een klein onderdeel van het winningsplan wordt apart toegezonden aan de Minister omdat dit vertrouwelijke bedrijfsgevoelige informatie bevat en openbaarmaking zou de concurrentiepositie van PEPN en de mede-vergunninghouders in gevaar kunnen brengen. Dit onderdeel is daarom niet openbaar. Het onderdeel bevat informatie over de verwachte productiekosten en investeringskosten, alsmede concurrentiegevoelige details over de gasvolumeberekeningen.

2 Plaats van winning

2.1 Voorkomens in dit winningsplan

Dit winningsplan beschrijft de productie uit het A12-FA gasvoorkomen. Dit gasvoorkomen is aangetoond door de put A12-03, geboord in 1988.

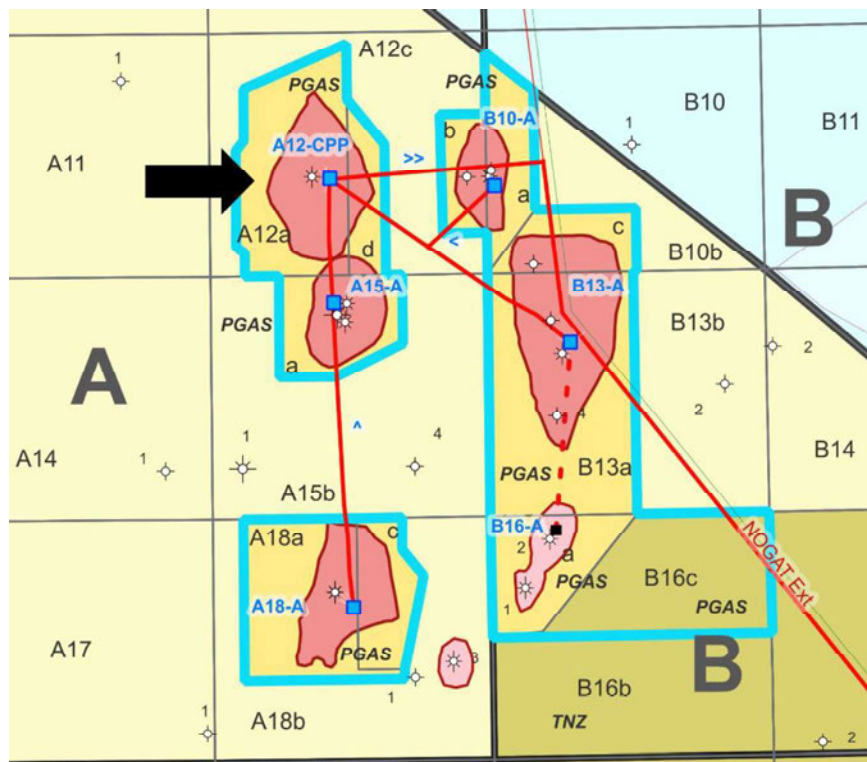
2.2 Overzicht ligging voorkomens en putten

Het A12-FA gasvoorkomen ligt in de A12a en A12d vergunningsgebieden op het Nederlands Continentaal Plat. Figuur 1 geeft de ligging aan van het A12-FA gasvoorkomen en het A12-CPP. Figuur 2 is een kaart met daarin weergegeven de huidige structuurkaart van het A12-Q6B gasreservoir. Het A12-FA voorkomen bestaat uit meerdere gasreservoirs; de doorsnede in Figuur 7 geeft een overzicht van de ligging van de productieputten in de verschillende reservoirs.

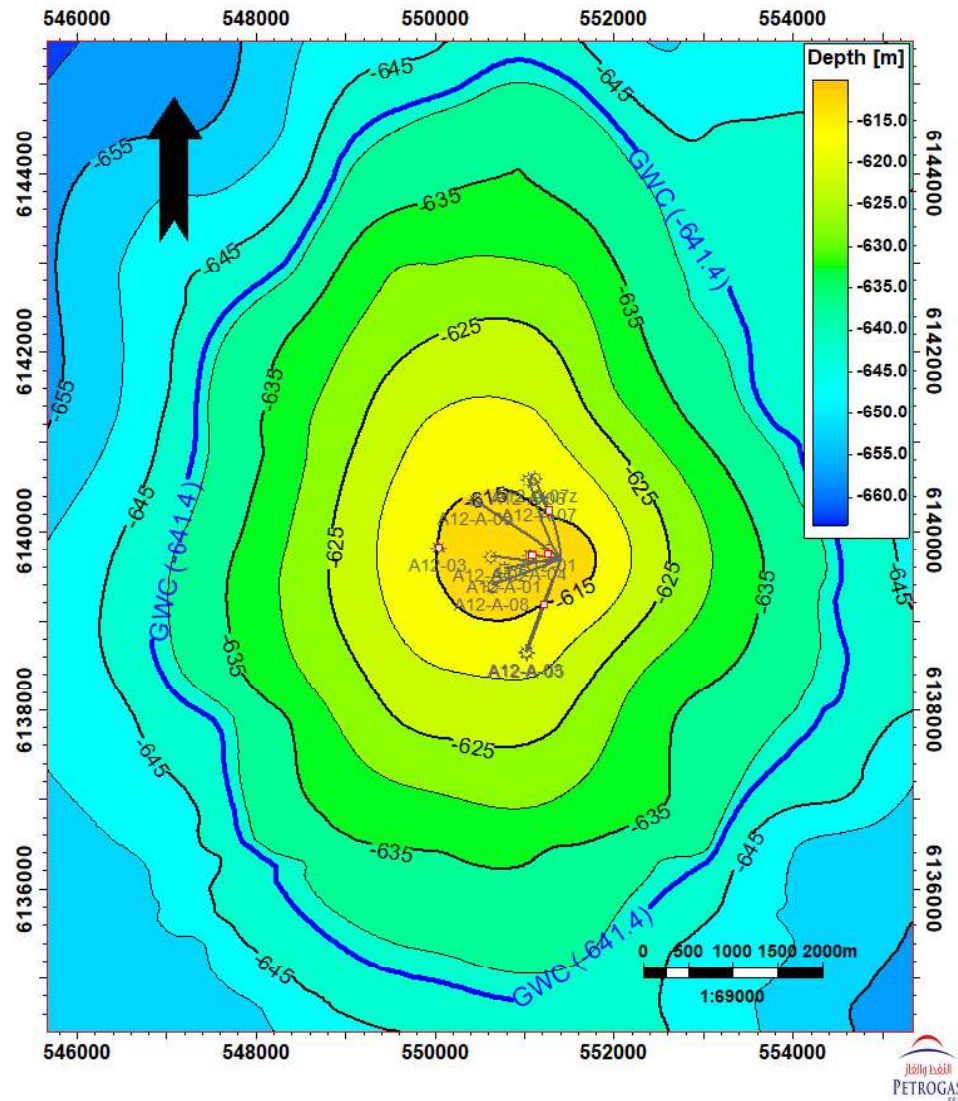
De coördinaten van het A12-CPP zijn gegeven in de onderstaande tabel.

Tabel 2 – Coördinaten van de locatie van de A12-A04 put, welke is geboord vanaf het A12-CPP en deels als evaluatieboring is gebruikt.

UTM	551398 m / 6139695 m
Sferoïde	Internationale Ellipsoïde
Datum	ED50
Projectie	UTM zone 31 N
Centrale Meridiaan	03 ^E



Figuur 1 – A12-FA gasvoorkomen (aangegeven met pijl), met grenzen van de winningsvergunningen A12a en A12d, en de exportroute via te A06-F03 pijpleiding (NOGAT ext.). (Bron: OnOffDataNL Dutch Energy Map 1-Jan-26).



Figuur 2 - Structuurkaart van de top van het A12-FA Q6B reservoir.

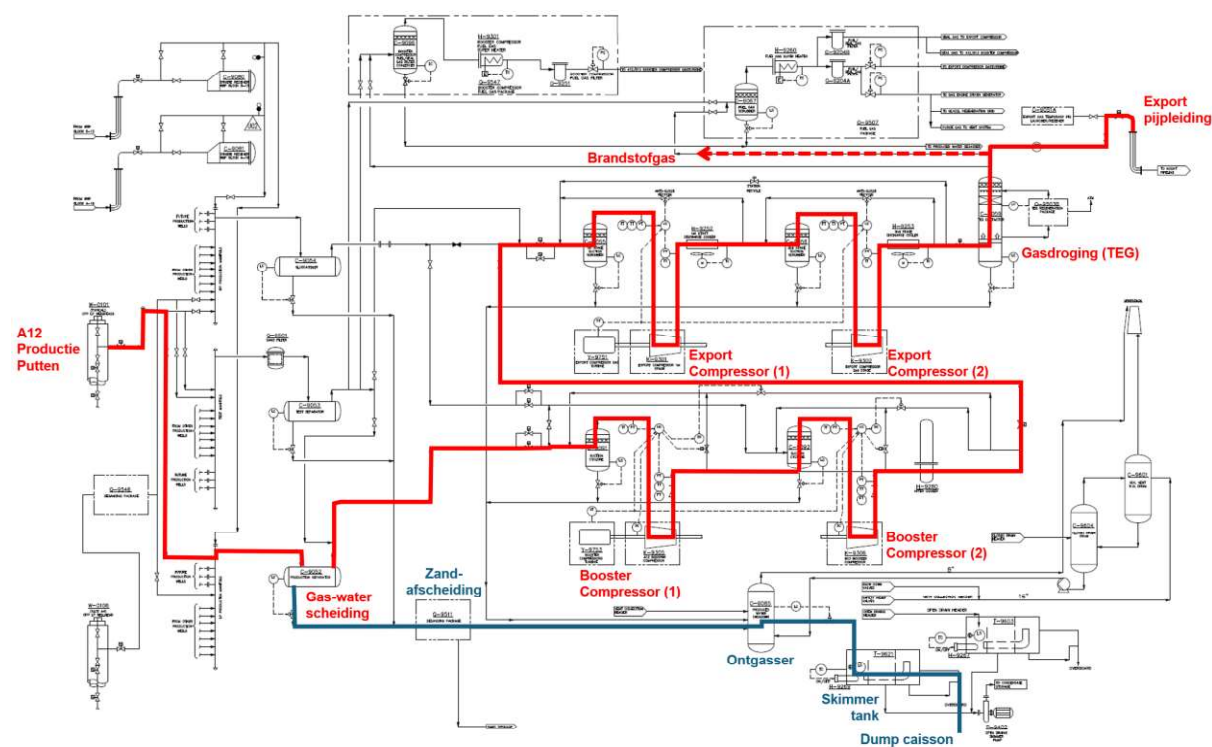
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en afvoer

Op de locatie van het A12-FA gasvoorkomen is een centrale gasbehandelingsinstallatie (A12-CPP) geplaatst waarin het geproduceerde gas wordt behandeld, en waarvandaan het gas wordt geëxporteerd. Behalve productie uit het A12-FA gasvoorkomen wordt ook het geproduceerde gas uit de nabijgelegen A15-A, B10-FA, B13-FA en A18-FA gasvoorkomens op het A12-CPP behandeld.

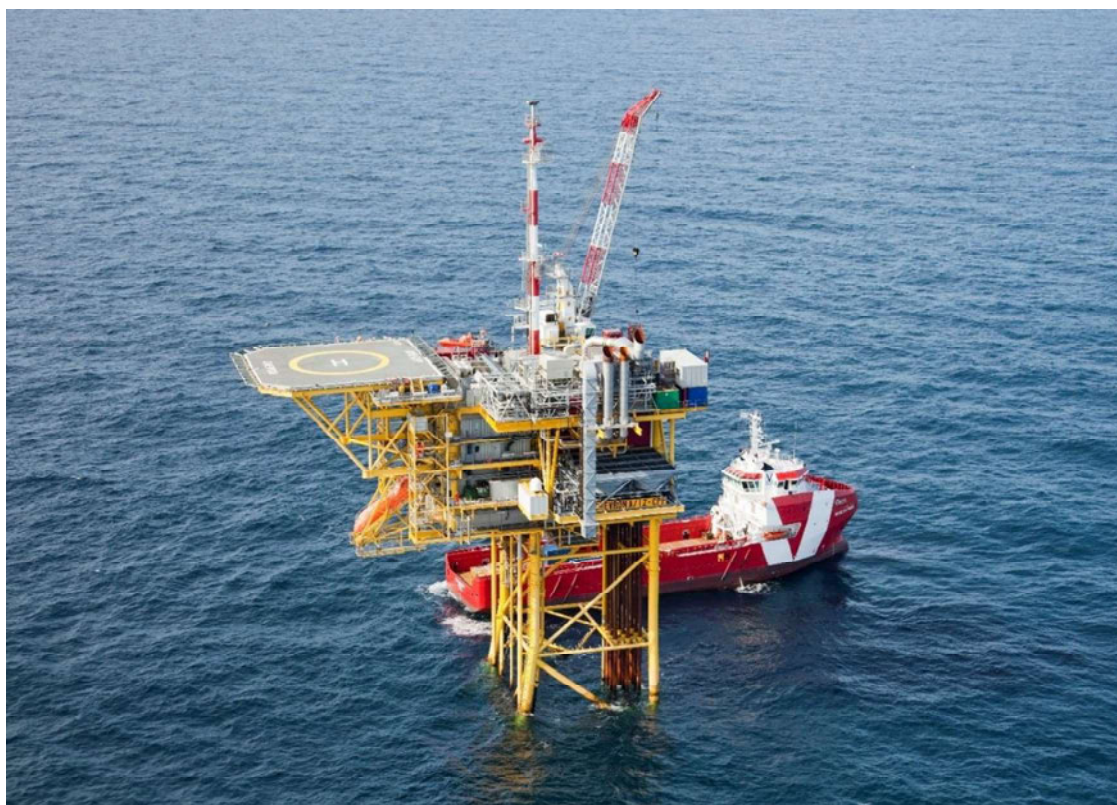
Gezien de lage initiële drukken in het A12-FA gasvoorkomen wordt op het A12-CPP vanaf het begin van productie compressie toegepast om tot de vereiste export pijpleiding druk te komen. In 2011 is een extra compressietrap (de 'booster compressor') geïnstalleerd om een lagere zuigdruk te realiseren. Door deze lagere druk kon productie langer op peil blijven en kan een hoger winningspercentage worden gerealiseerd.

Na compressie wordt het gas ontdaan van de laatste hoeveelheden water door middel van een dehydratieproces waarbij TEG (tri-ethyleen-glycol) de actieve component is. Vervolgens wordt de gasstroom geëxporteerd via een 16" pijpleiding naar de A6-F3 pijpleiding (NOGAT-extensie) die op het F3-FB platform overgaat in de NOGAT-pijpleiding. De NOGAT-pijpleiding komt bij Den Helder aan land bij de Balgzand gasterminal.

Figuur 3 geeft een schematisch overzicht van de gasbehandeling en -afvoer op het A12-CPP. De gasbehandeling tijdens normale operaties is weergegeven rood; de waterbehandeling is weergegeven in blauw. Figuur 4 geeft een overzicht van het A12-CPP productieplatform vanuit de lucht.



Figuur 3 - Schematische weergave van de gasbehandeling op het A12-CPP.



Figuur 4 - Luchtfoto van het A12-CPP productieplatform.

3 Boringen

3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put

Figuur 5 geeft een schematische weergave van een gasproductieput. De belangrijkste onderdelen worden hier besproken.

Een boorgat bestaat uit een telescopisch gevormd gat, waarvan de diameter afneemt met de diepte. Het boorgat wordt verstevigd door middel van een metalen buis: een casing. De casing wordt in het boorgat vast gecementeerd. Hierdoor ontstaat een sterk en stabiel boorgat. Door het cement tussen het boorgat en de metalen verbuizing wordt voorkomen dat stroming van vloeistoffen optreedt tussen verschillende aardlagen via de ruimte tussen boorgatwand en verbuizingen. Tijdens het boorproces wordt de sterkte van het cement steeds geverifieerd alvorens naar het volgende stadium van het boorproces te gaan. Over het algemeen zijn er meerdere casings binnen elkaar. Het laatste deel van de put bestaat meestal uit een zgn. liner: een metalen verbuizing die niet helemaal tot aan de oppervlakte gaat maar eindigt in de laatste casing. In sommige gevallen wordt de liner vast gecementeerd in zowel de laatste metalen verbuizing als de boorgatwand.

De bovenste verbuizing (conductor) is extra zwaar uitgevoerd en dient behalve voor de stabiliteit ook als fundering voor de putafsluiters.

De diepte waarop een nieuwe buizenserie (casing) wordt aangebracht, hangt af van de diepte van het gat, de eigenschappen, de dikte en de druk van de vloeistoffen in de aardlagen. Nadat de laatste verbuizing is gecementeerd wordt de put afgewerkt.

Het aardgas wordt door een productiestijgbuis, ook well tubing genoemd, geproduceerd. De productiestijgbuis zit onderin de put vast met een afdichtconstructie (productiepacker) aan de metalen verbuizing. De ruimte tussen de productiestijgbuis en de metalen verbuizing, de annulaire ruimte, wordt de A-annulus genoemd.

De put is voorzien van beveiligingskleppen, die met behulp van hydraulische druk worden aangestuurd en bij het wegvallen van de druk automatisch sluiten. Ook is er een handbediende beveiligingsklep op het spuitkruis van de put (het spuitkruis wordt ook wel de "X-Mas Tree" genoemd).

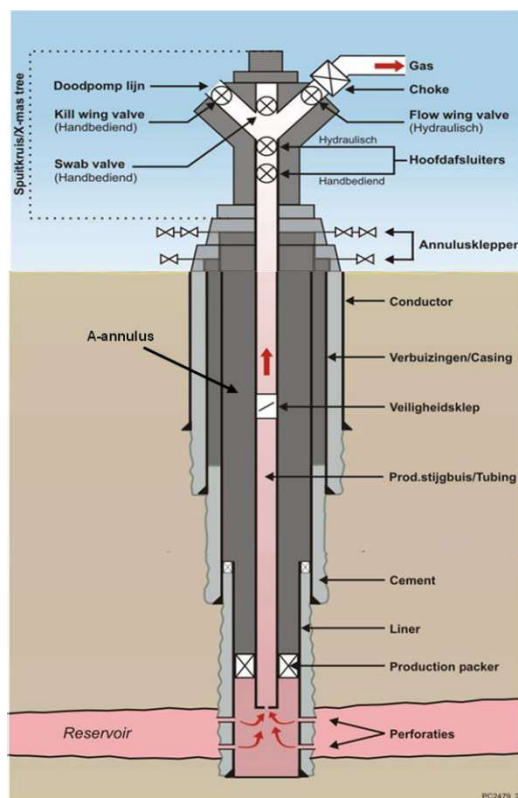
In de put zijn de volgende beveiligingskleppen aanwezig:

- een ondergrondse afsluitklep in de putstijgbuis;
- en 2 hoofdafsluiters op het spuitkruis van de put; de bovenste hoofdafsluiter wordt hydraulisch aangestuurd, de onderste hoofdafsluiter is handbediend.

De put heeft een aansluiting voor het doodpompen van de put, ook wel "Kill Wing Valve" genoemd. Dit doodpompen kan in uitzonderingsgevallen nodig zijn bij reparatie of storing aan de put.

Tenslotte is een put voorzien van een knijpstuk (choke) waarmee de productie geregeld kan worden.

In het algemeen zullen in het spuitkruis, en in de installatie op de putlocatie, meters aanwezig zijn waarmee druk, temperatuur, en gasstroomsnelheid gemeten kunnen worden.



Figuur 5 – Schematische weergave van een generieke gasproductieput. De tekening is niet op schaal (sterk verticaal gekrompen).

3.2 Overzicht boringen in het voorkomen

Tabel 3 geeft een overzicht van de geboorde putten in het A12-FA gasvoorkomen. De geologische formaties worden later in dit document nader besproken.

Tabel 3 - Status van de bestaande en geplande putten in het A12-FA gasvoorkomen. 'Horizontaal' betekent dat het boortraject zeer gedeveerd (>85 graden) tot horizontaal (90 graden) is in het gasvoorkomen.

Locatie	Put	Jaar boring	Type	Formatie(s)	Cumulatieve gasproductie per 31/12/2025	Status op 31/12/2025
A12-FA	A12-A01	2007	Horizontaal	Q3.2	802 miljoen Nm ³	Gesuspendeerd
A12-FA	A12-A01-S2	2025	Horizontaal	Q5	65 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A02	2007	Horizontaal	Q4B	1394 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A03	2007	Horizontaal	Q4A, Q4B	781 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A04	2007	Gedeveerd	Q6A, Q6B	100 miljoen Nm ³	Gesuspendeerd
A12-FA	A12-A04-S1	2018	Horizontaal	Q3.1	62 miljoen Nm ³	Ingesloten
A12-FA	A12-A05	2007	Horizontaal	Q6B	1398 miljoen Nm ³	Ingesloten (suspensie gepland)
A12-FA	A12-A05-S1	2026-2028	Horizontaal	Q6A	0 Nm ³	Gepland
A12-FA	A12-A06	2007	Horizontaal	Q4A	515 miljoen Nm ³	Ingesloten
A12-FA	A12-A07-S1	2007	Horizontaal	Q6B	1402 miljoen Nm ³	Gesuspendeerd
A12-FA	A12-A07-S2	2021	Horizontaal	Q3.2	315 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A08	2017	Horizontaal	Q2.1	661 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A09	2017	Horizontaal	Q5	356 miljoen Nm ³	Producterend
A12-FA	A12-A10	2021	Horizontaal	Q1.1	286 miljoen Nm ³	Ingesloten (suspensie gepland)
A12-FA	A12-A10-S1	2026-2028	Horizontaal	Q4A	0 Nm ³	Gepland

3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en)

In de onderstaande figuur is schematisch de verbuizing van de A12-A02 put weergegeven. De andere productieputten in het A12-FA voorkomen zijn op een vergelijkbare manier gecompleteerd.

Customer:		Completion Eng:		Casing:	Size	Weight	Grade	Thread		
Field:	A12-FA	Completion Type:	Gas Producer	Upper:	9 5/8"	47	L80	TS3-SB		
Well Nos:	A02			Middle:	9 5/8"	47	L80	TS3-SB		
Rig Type:	PLATFORM			Lower:	9 5/8"	47	L80	TS3-SB		
Installation:	A12-CPP			Liner:						
Location:	AB Netherlands	Date:	09/01/2008	Tubing:						
Packer Details:		Control Line Clamp Details:		Upper:	5 1/2"	17#	L80	TS3SB		
Permanent/Retrievable:	Retrievable	MU Torque 30 ft-lbs		Middle:	5 1/2"	17#	L80	Vam Top HT		
Release Mechanism:	Cut	Number Used		Lower:	5 1/2"	17#	L80	TS3SB		
Retrieving Tool/Fest Nos:				Sec/Striaq:						
Shear Release Value:	N/A			Blocks:		40 ft				
Hang Off Below Pkr:				Cp/Dn Yr:						
Min ID Through Packer:	4.750"			Completion Fluid:			NaCl Brine			
				Max OD & Min ID of String:						
	Item Nos	Depth To Top (m)	Length (m)	Depth RKB (m)	Nos Joints	Description of Item Including Part Nos & Serial Nos Where Applicable		OD (Inches)	ID (Inches)	
9	1	0.0	0.1	29.7		Rotary Table/Elevation, Landing String				
	2	0.1	2.6	29.8		Tubing Hanger TS3SB (box down)				
	3				5	5 1/2" 17# 13 Cr TS3SB Pup Joint (PxP)		6.051	4.892	
	4				6	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing (BxP)		6.051	4.892	
	5	150.4	1.7	180.1		5 1/2" 17# 13 Cr TS3SB Pup Joint (BxP)		6.051	4.892	
	6	152.1	1.7	181.8		5 1/2" Flow Coupling TS3SB (BxP)			4.892	
	7	153.8	3.6	183.5		5 1/2" Baker TSE5 Subsurface Safety Valve, TS3SB (BxP)		8.264	5.562	
	8	157.4	1.7	187.0		5 1/2" Flow Coupling TS3SB (BxP)			4.892	
	9	159.1	1.6	188.7		5 1/2" 17# 13 Cr TS3SB Pup Joint (BxP)		6.051	4.892	
	10				24	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing (BxP)		6.051	4.892	
14	11	455.8	1.6	485.5		5 1/2" 17# 13 Cr Xover Pup TS3SB by VamTop HT (BxP)		6.051	4.892	
	14	457.4	3.0	487.1		5 1/2" Gulltite Mandrel (BOT), VamTop HT (BxP)		7.771	4.724	
	15	460.4	1.6	490.1		5 1/2" 17# 13 Cr Xover Pup VamTop HT by TS3SB (BxP)		6.051	4.892	
	16				8	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing (BxP)		6.051	4.892	
	17	560.6	1.7	550.3		5 1/2" 17# 13 Cr TS3SB Pup Joint		6.051	4.892	
	18	562.3	1.7	552.1		5 1/2" 17# Gauge Mandrel (Radquest)		8.441	4.653	
	19	564.0	1.6	553.7		5 1/2" 17# 13 Cr TS3SB Pup Joint		6.051	4.892	
	20				2	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing (BxP)		6.051	4.892	
	21	590.2	1.4	619.9		5 1/2" 17# 13 Cr Xover Pup TS3SB by VamTop HT (BxP)		6.051	4.892	
	22	591.7	2.2	621.4		Baker Premier 9 5/8" Packer, VamTop HT (BxP)		8.310	4.750	
26	23	593.9	1.3	623.6		5 1/2" 17# 13 Cr VamTop HT Pup Joint (BxP)		6.051	4.892	
	24				2	5 1/2" 17# L80 VamTop HT Tubing (BxP)		6.051	4.892	
	25	620.2	1.6	649.9		5 1/2" 17# 13 Cr VamTop HT Pup Joint (BxP)		6.051	4.892	
	26	621.7	0.7	651.4		5 1/2" AOF Nipple 4.4371 (BOT)		6.051	4.437	
	27	622.3	1.3	652.1		5 1/2" 17# 13 Cr Xover Pup VamTop HT by TS3SB (BxP)		6.051	4.892	
	28				7	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing		6.051	4.892	
	29				10	5 1/2" 17# L80 TS3SB Tubing		6.051	4.892	
	30	833.0	2.0	852.7		5 1/2" 17# 13 Cr Xover Pup TS3SB by VamTop HT (BxP)		6.051	4.892	
	31	834.9		854.6		WEG VamTop HT box up				
	A	A	782.1	3.530	811.8		Screen hanger (WFD)		8.400	6.125
E		785.6	2.860	815.3		Pup Joint 17" New Vam Tubing		7.644	6.184	
C		788.5	1.680	818.2		Pup Joint 17" New Vam Tubing		7.644	6.184	
B		790.4	12.280	820.1	1	Joint 7" New Vam Tubing		7.644	6.184	
C		802.2	12.280	832.3	1	Joint 7" New Vam Tubing		7.644	6.184	
		814.3	12.280	844.6	1	Joint 7" New Vam Tubing		7.644	6.184	
31		822.2	12.280	856.9	1	Joint 7" New Vam Tubing		7.644	6.184	
		839.5	12.280	869.2	1	Joint 7" New Vam Tubing		7.644	6.184	
D		E	851.8	1.970	881.4		Pup 5 1/2" BSSS logic connector		7.644	6.184
F		E	853.7	0.940	883.4		Pup 5 1/2" BSSS logic connector		7.644	6.184
F	F	854.7	11.460	884.4		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		866.1	11.460	895.8		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		877.6	11.460	907.3		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		889.1	11.460	918.7		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		900.5	11.460	930.2		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		912.0	11.460	941.7		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		923.4	11.460	953.1		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		934.9	11.460	964.6		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		946.3	11.460	976.0		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		957.8	11.460	987.5		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
F		969.2	11.460	998.9		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		980.7	11.460	1010.4		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		992.1	11.460	1021.8		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		1003.6	11.460	1033.3		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		1015.0	11.460	1044.7		5 1/2" EFS joints		7.644	7.73	
		1026.5	3.0	1056.7	1	Expandable Bottom Connector				
	G									
	H									

Figuur 6 - Schematische weergave putverbuizing en -compleetie van de A12-A02 (Q4B reservoir). De tekening is niet op schaal en sterk verticaal gekrompen.

3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden

De putten zijn gecompleteerd in de Q1.1 t/m Q6 reservoirs, zoals aangegeven in Tabel 3. De completering van de putten bestaat uit "Expandable Sand Screens" (ESS); een uitzetbare verbuizing met een ingebouwd filter, dat het mee produceren van formatiezand (grotendeels) voorkomt. De horizontale secties van de productieputten hebben een lengte van maximaal 700 meter. Koolwaterstoffen kunnen over dit gehele interval in de verbuizing treden. Via de productiestijgbuis worden de koolwaterstoffen naar het oppervlak geproduceerd

Een afdichtconstructie (productiepacker) is aanwezig om de annulaire ruimte tussen productiestijgbuis en putverbuizing te isoleren van de formatie.

3.5 Putbehandelingen

De gezamenlijke productiviteit van de A12-FA reservoirs is ruim voldoende en behoeft geen stimulatie. Eventuele toekomstige put(ten) zullen uit vergelijkbare reservoir(s) produceren; hiervoor geldt ook dat stimulatie niet noodzakelijk geacht wordt.

Het met behulp van overdruk stimuleren van de put (fracken) wordt niet verwacht omdat de doorlatendheid van het gesteente in het A12-FA gasvoorkomen voldoende is. Vanwege de matig-geconsolideerde reservoirgesteentes is fracking bovendien hoogstwaarschijnlijk technisch niet haalbaar. Deze behandeling is tevens niet toegepast op vergelijkbare voorkomens in de omgeving, te weten de A15-A, B10-FA, B13-FA en A18-FA voorkomens.

Hoewel ongebruikelijk voor de productieputten van de omliggende gasvoorkomens als mede voor het A12-FA gasvoorkomen, kan het gedurende het leven van een put voorkomen dat er aanslag (zgn. scaling, bijv. kalk of zout) optreedt aan de binnenkant van de productiestijgbuis. Om deze scaling te verwijderen kan het voorkomen dat de put met zuur behandeld wordt. Dit is dan een behandeling, waarbij geen overdruk gebruikt wordt. Dit duurt ongeveer een dag, en wordt uitgevoerd door een kleine onderhoudsploeg (er is geen boortoren nodig).

Tijdens het leven van de put kan het nodig zijn de diameter van de productiestijgbuis aan te passen, een grotere diameter als de productiviteit van de formatie beter is dan verwacht, en kleiner tegen het eind van het leven als de hoeveelheid waterproductie toeneemt.

Daarnaast kan het gedurende het leven van een put nodig zijn om geringe hoeveelheden 'schuimer' ('foamer') te injecteren in de productieput om een eventueel overschot aan productiewater in de productieput te kunnen produceren d.m.v. het lichter maken van de kolom.

Indien er een accumulatie van water en/of zand is opgetreden in de productieput, kan het nodig zijn de put te betreden met een lange flexibele buis ('coiled tubing') met als doel de water en/of zandaccumulatie te verwijderen.

Tenslotte zullen er gedurende de levensduur van een put diverse andere onderhoudshandelingen en testen plaatsvinden aan verbuizingen, productiestijgbuizen en kleppen, etc.

Alle operationele handelingen, waaronder de genoemde, staan onder toezicht van SodM, en worden uitgevoerd overeenkomstig de daarvoor geldende regelgevingen.

4 Ondergrond

4.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten

Aardgas bevindt zich in de ondergrond onder druk in een poreuze gesteentelaag, zoals zandsteen. Doordat de vorm van het voorkomen alleen uit indirecte metingen kan worden vastgesteld, en doordat gesteente-eigenschappen alleen worden gemeten in en vlakbij de putten, bestaat er een onzekerheid over de grootte en de andere eigenschappen van het voorkomen. Voorspellingen zullen daardoor altijd door een onzekerheidsmarge omgeven zijn. De grootte van de onzekerheidsmarge verschilt van parameter tot parameter, en zal dus een verschillende impact op verschillende voorspellingen hebben. In de volgende hoofdstukken worden deze onzekerheidsmarges nader besproken.

De vorm van het voorkomen wordt bepaald uit de analyse van geluidsgolven. Deze seismische data bevatten altijd een zekere mate van ruis en zoals in het geval van het A12-FA gasvoorkomen kunnen de seismische data ook sterk worden beïnvloed door de gasvoerende lagen. Bovendien zijn de voortplantingssnelheden in de lagen boven het A12-FA gasvoorkomen onzeker. De exacte diepte van het gasvoorkomen is alleen bekend op een heel klein aantal plaatsen, namelijk waar een put het reservoir penetreert. Verder kan er over het A12-FA gasvoorkomen gesteld worden dat er door de geringe diepte waarop het zich bevindt het mogelijk zou moeten zijn om uit de energie van de gereflecteerde geluidsgolven een inschatting te kunnen maken van de vorm en omvang van het gasvoerende gedeelte.

De fysische eigenschappen van gesteente, zoals dichtheid en geluidssnelheid, zijn belangrijke parameters voor het bepalen van gesteente-eigenschappen als porositeit, saturatie en doorlaatbaarheid (permeabiliteit). De fysische eigenschappen van het A12-FA gasvoorkomen zijn verkregen doormiddel van zogenaamde boorgatmetingen waarbij tijdens of na het doorboren van het gesteente meetinstrumenten in het boorgat worden afgelaten. Naast boorgatmetingen wordt ook gebruik gemaakt van kernmateriaal of boorgat monsters.

Uit deze boorgatmetingen worden de eigenschappen berekend van het gesteente rond de boorgaten. De eigenschappen van de gesteenten verder weg van de boorgaten worden verkregen door correlatie en interpolatie tussen de verschillende boorgaten, met behulp van een geologisch model van de ondergrond. Inherent hieraan zijn onzekerheden, omdat de eigenschappen van de gesteenten lateraal kunnen variëren en metingen op een klein aantal locaties over een heel gasvoorkomen geëxtrapoleerd moeten worden.

Het A12-FA gasvoorkomen, gebaseerd op de huidige seismische tijd/diepte structuurkaart interpretatie, heeft een lengte van ongeveer 12 km en een breedte van ongeveer 6 km. Een boorgat heeft een diameter van gemiddeld 8½ inch ofwel 22 cm, van waaruit de instrumenten ongeveer een decimeter ver kunnen meten. Omdat de eigenschappen van maar een heel klein deel van het gesteente echt gemeten zijn, moge duidelijk zijn dat de inschatting van de eigenschappen van het voorkomen als geheel deels op extrapolerende schattingen gebaseerd zijn. In totaal zijn er 10 productieputten geboord in het A12-FA gasvoorkomen, en zijn er in het verleden enkele exploratie- en evaluatieputten in het A12-FA gasvoorkomen en de omgeving geboord.

Het gevolg van zowel de beperkingen van de seismische data en de zeer lokale metingen van de fysische gesteente eigenschappen en de interpretatie ervan, is dat er onzekerheden bestaan over de diverse aspecten van het voorkomen, zoals de exacte omvang van het voorkomen, de hoeveelheid gas, de mogelijke productiesnelheid, en het verloop daarvan in de tijd. Dat leidt ertoe dat voorspellingen aangaande deze zaken van onzekerheidsmarges voorzien zullen zijn en focus van verdere studie.

4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen

4.2.1 Reservoir-formaties en afsluitende la(a)g(en)

Binnen het A12-FA gasvoorkomen zit het gas in de zogenaamde Q zandsteen lagen. De verschillende gasvoorkomens worden afgedekt (en afgesloten) door ondoordringbare lagen met hogere percentages klei. Alle formaties zijn afgezet in het Pleistoceen, ongeveer 1,5 miljoen jaar geleden.

Binnen de A en B blokken bevindt zich een aantal van dit type ondiepe gasvoorkomens. Deze bestaan uit gestapelde Q zandsteen lagen (de reservoirs) met een Noord-Zuid georiënteerde anticlinale structuur, die zich op dieptes variërend tussen de 350 en 750 meter beneden gemiddeld zeeniveau bevinden.

De ondiepe reservoirs, waaronder ook het A12-FA gasvoorkomen wordt begrepen, behoren alle tot de laat tertiaire klastische sedimenten van de boven Noordzee groep. Regionale depositie modellen voor deze reservoirs, gebaseerd op beschikbare seismische-, put- en kerndata, laten zien dat tijdens het Neogeen, de sedimentatie was geconcentreerd langs de Noord-Zuid as van de Central Graben. Het sediment werd aangevoerd vanuit een delta systeem in Zuid-Scandinavië, wat zich uitbouwde in het Nederlands Continentaal Plat tijdens het laat-Pliocene en vroege- Pleistoceen. De kustlijn die bij dit delta systeem hoorde lag destijds ten oosten van de A en B blokken in het huidige Duits Continentaal Plat.

Deze regressieve opeenvolging is typisch voor een 'platform-rand' afzettingssysteem. Gebaseerd op seismische data en put-data is het duidelijk dat de 'platform rand' zich naar het Westen verplaatste tijdens het Neogeen tot aan het laat-Pleistoceen. De belangrijke zandsteen reservoirs (Q1-Q8) zijn afgezet in het bovenste gedeelte van deze regressieve sequentie en zijn typerend voor 'storm dominated shelf' sedimenten. De lagen komen voor als gestapelde 'progradational' en 'aggradational shelf-margin para-sequences'. Hierbij is duidelijk dat ten tijde van ontstaan er een dynamische interactie bestond tussen zeespiegel fluctuatie en aanvoer van deltaïsch sediment.

4.2.2 Structuur

In het algemeen strekken de gasvoerende lagen zich uit over een groot gebied. Door bewegingen van ondergrondse zoutafzettingen in de geologische geschiedenis zijn er golven ontstaan in de lagen. Het gas zal, omdat het lichter dan water is, zich verzamelen in de hoogste plaatsen; boringen zullen dan ook op zulke plaatsen gericht zijn.

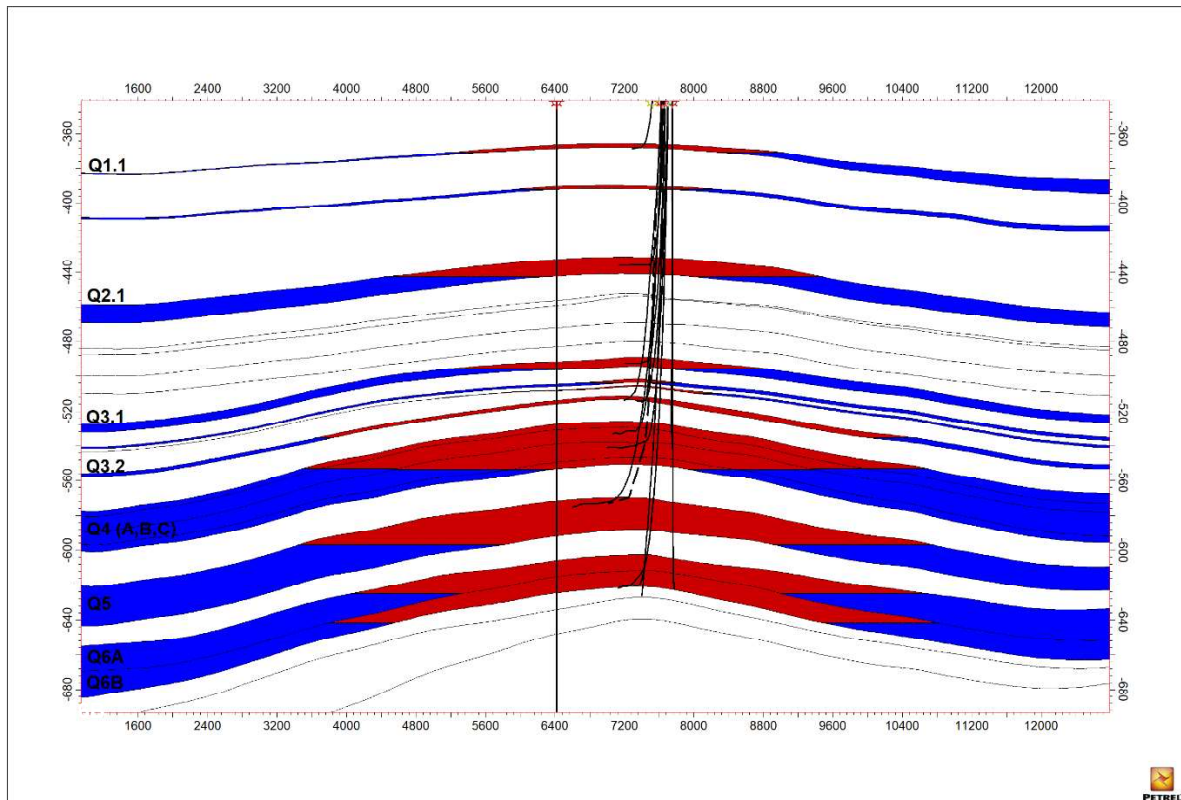
De gasvoorkomens in het gebied zijn relatief eenvoudige Noord-Zuid georiënteerde erg vlakke 'anticlinale' structuren die zijn gevormd door het omhoogkomen van dieper gelegen Zechstein zout tijdens het vroeg-Tertiair. Later werd de structuur vorm voornamelijk bepaald door sediment wat werd 'gedrapeerd' over de al bestaande structuur. Doordat het zout tijdens latere sedimentatie omhoog bleef komen, laten de diepere reservoirs (Q5 tot Q8) een sterkere structuur vorming zien dan de hoger gelegen lagen (Q0 tot Q4). Door de vlakke van de structuren is het moeilijk om de punten van overloop van die structuren goed te bepalen. Er is geen breukvorming te zien in de ondiepe lagen van het A12-FA gasvoorkomen.

4.2.3 Bron koolwaterstoffen

Het gas in het A12-FA gasvoorkomen is meest waarschijnlijk van biogenische oorsprong, zoals opgemaakt kan worden uit isotopenanalyse. De afzettingen in het Tertiair bevatten voldoende organisch materiaal dat vervolgens door organismen is omgezet in methaan, en is geaccumuleerd in de ondiepe structuren in het gebied van A12-FA gasvoorkomen.

4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen

In Figuur 7 is een schematische doorsnede van het A12-FA gasvoorkomen weergegeven, waarbij de verticale schaal is uitvergroot met een factor 20. De anticlines waarin zich gasaccumulaties bevinden hebben een typisch reliëf van maximaal 10 tot 20 meter binnen de grenzen van het gasvoorkomen, terwijl het gasvoorkomen zich over enkele kilometers in de lengte en breedte uitstrekt. Zoals aangegeven in 4.2.2, is er binnen de pakketten van het A12-FA gasvoorkomen geen breukvorming geconstateerd.



Figuur 7 - NW-ZO doorsnede van het A12-FA gasvoorkomen, met de gas-water contacten (rood = gas, blauw = water). Diepte is weergegeven in meters beneden gemiddeld zeeniveau. De verticale schaal is in deze figuur met een factor 20 vermenigvuldigd.

4.3 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen

Boven de gasvoerende zandsteen formaties, die hierboven besproken zijn, bevindt zich nog ongeveer 400 m gesteente. Dat bestaat voornamelijk uit een frequente afwisseling tussen zand- en impermeabele klei afzettingen uit de boven-Noordzee groep.

4.4 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond

Er zijn ten tijde van actualisatie van dit winningsplan geen andere gebruiksmogelijkheden voorzien.

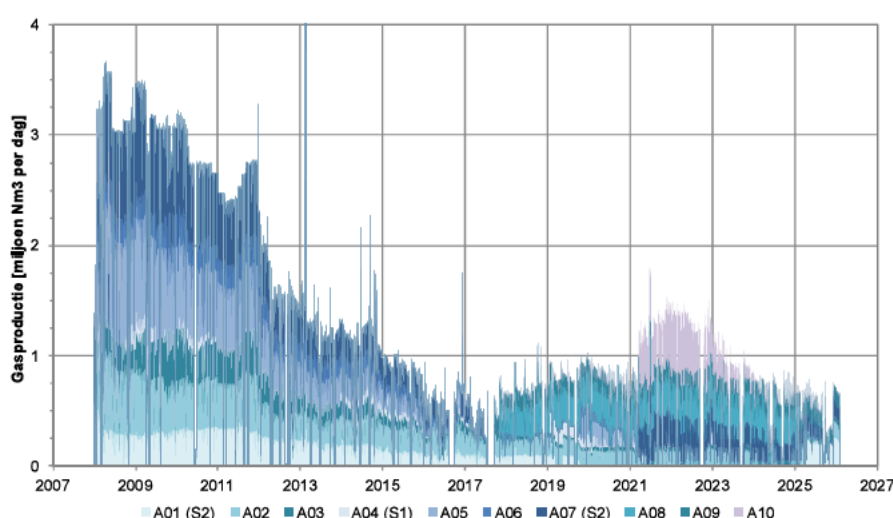
5 Ontwikkelingsvooruitzichten

5.1 Inleiding

Het A12-FA gasvoorkomen ligt in de winningsvergunning gebieden A12a en A12d. Het gasvoorkomen is in 1988 aangeboord door Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. ("NAM") met de put A12-03. Analyse van deze boring en seismische analyse, leidden uiteindelijk tot de ontwikkeling van het A12-FA gasvoorkomen. Sinds eind 2007 wordt er door uitvoerder PEPN gas uit het gasvoorkomen gewonnen.

5.2 Historische productie en productie-gedrag

Vanaf de start van productie tot en met 31 december 2025 is 8.1 miljard Nm³ gas geproduceerd uit het A12-FA gasvoorkomen. Het gasproductievolume ligt momenteel rond de 0.7 miljoen Nm³ per dag. Figuur 8 laat de historische productievolumes van het A12-FA gasvoorkomen zien. In 2017, 2019, 2021 en 2025 is de productiecapaciteit enkele malen verhoogd door middel van het (opnieuw) aanboren van tot dan toe onontwikkelde (of al producerende) reservoirs.



Figuur 8 - Historische productievolumes van het A12-FA gasvoorkomen in miljoen Nm³/dag.

5.3 Onzekerheden

De volgende onzekerheden leveren de grootste bijdrage aan de mate van spreiding in de verwachte gasproductie. Aangezien het A12-CPP ook het gas behandelt dat afkomstig is uit de nabijgelegen A15-A, B10-FA, B13-FA en A18-FA velden is de beëindiging van de productie uit het A12-FA gasvoorkomen en productie activiteiten van de A12-CPP installatie mede afhankelijk van de productieverwachtingen van deze velden.

De onzekerheden zijn:

- De omvang van het gasvoorkomen van de A12-FA reservoirs
- De capaciteit van de nog aan te leggen productieboringen
- Mogelijke ontwikkeling van nog onontgonnen reservoirs
- De hoeveelheid resterend gas
- Mogelijke waterdoorbraak
- Zandproductie door het niet efficiënt werken van de "Expandable Sand Screens"
- De laagst haalbare zuigdruk van de compressors op het A12-CPP platform
- Eventuele ondersteuning van de gasdruk door externe factoren, bijvoorbeeld een sterk aquifer

5.4 Winningsstrategie & reservoir management

De gaswinning van het A12-FA gasvoorkomen vindt plaats door middel van horizontale tot zeer sterk gedeveerde putten. In de meeste gevallen wordt de gasproductie door een put uit afzonderlijke reservoirs gerealiseerd.

In 2026 (met met mogelijke uitloop in 2027 of 2028) is PEPN voornemens de A12-A05 en A12-A10 putten te suspenderen, en aftakkingen ("sidetrack") te boren in respectievelijk het Q6A en Q4A reservoir (behoudens definitieve investeringsbeslissing). De A05 put is sinds 2025 ingesloten vanwege bovenmatige zandproductie, en resulterende productieproblemen. De A10 put is sinds 2024 ingesloten vanwege bovenmatige waterproductie, en resulterende productieproblemen. Het hergebruik van het gedeelte van de put boven het te suspenderen origineel gecompleteerde reservoir is een effectieve oplossing om de beperkt aanwezige ruimte op het A12-CPP optimaal te benutten. Het Q4A reservoir wordt ook geproduceerd door de A12-A03 put, maar het winningspercentage is suboptimaal vanwege de lage gasproductie uit deze put. De A12-A05-S1 put heeft als doel het uiteindelijke winningspercentage van het Q6A reservoir te verhogen; de A12-A10-S1 put heeft als doel het uiteindelijke winningspercentage van het Q4A reservoir te verhogen. Het onderste gedeelte van de A12-A05 en A12-A10 putten zal worden afgesloten door middel van cement pluggen, volgens geldende regelgeving.

Aangezien de initiële drukken in de A12-FA reservoirs te laag zijn om direct te kunnen exporteren naar de NOGAT export pijpleiding, is er vanaf de start van productie compressie nodig. Het A12-FA gasvoorkomen maakt gebruik van de compressiefaciliteiten op het A12-CPP.

De A12-FA reservoirs worden geproduceerd zolang de winning economisch blijft en een winningsvergunning aanwezig is. Per reservoir wordt geëvalueerd met welke strategie de hoogste winningspercentages bereikt kunnen worden. Op dit moment ligt het gemiddelde winningspercentage op 65%, en dit zal naar verwachting oplopen tot gemiddeld 77%.

De productie wordt voortdurend geoptimaliseerd aan de hand van actuele productiedata in combinatie met reservoirsimulaties en -studies. De productie en veiligheid van de putten wordt gemonitord door onder meer:

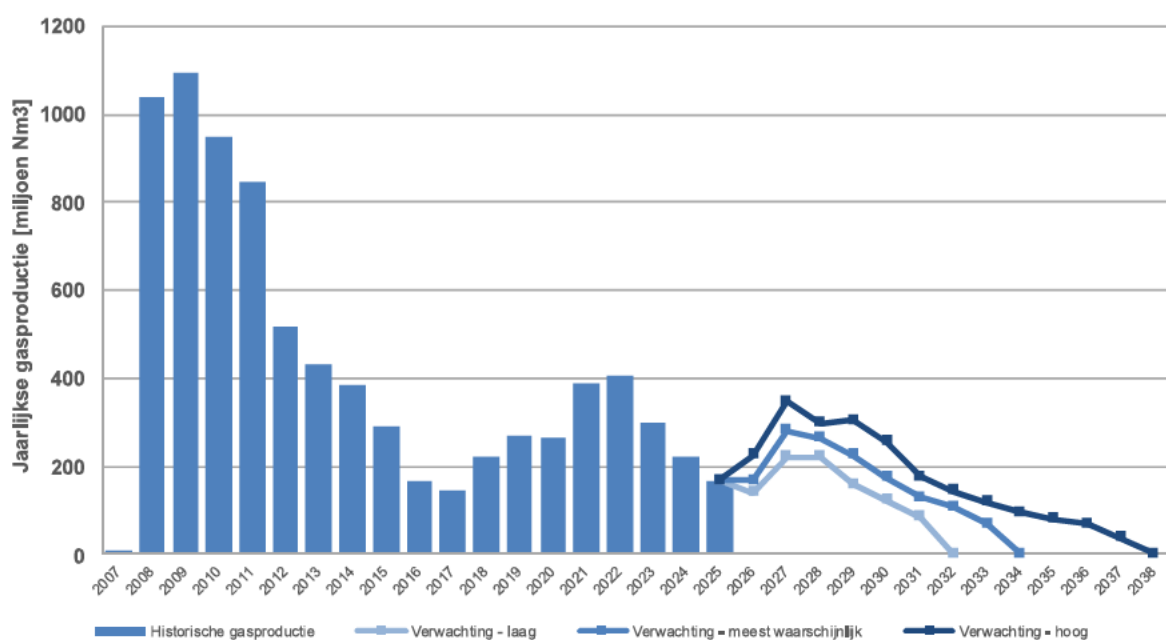
- Continue druk- en temperatuurmetingen in het spuitkruis van de putten
- Continue druk- en temperatuurmetingen door middel van druksensoren in de putten
- Continue metingen van de totale platform gasproductie
- Continue metingen van annulaire drukken
- Reguliere metingen van de gasproductie uit individuele putten
- Analyses van drukopbouw in de reservoirs tijdens geplande onderhoudswerkzaamheden

5.5 Vooruitzichten voor winningssnelheid (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)

De historische productie en verwachte toekomstige productie, inclusief de mate van onzekerheid, zijn in Tabel 4 en Figuur 9 weergegeven. De werkelijk gerealiseerde productie zal hoogstwaarschijnlijk niet exact overeenkomen met (een van) de hieronder geschetste profielen. Deze profielen zijn dus indicatief. Opgemerkt dient te worden dat de gegeven getallen jaartotalen zijn, waarbij schattingen van geplande en ongeplande productie-uitval zijn meegenomen. Verwachte winningsduur en cumulatieve productie blijven binnen de gestelde verwachtingen van het vorige winningsplan.

Tabel 4 - Historische en verwachte productiehoeveelheden voor het A12-FA gasvoorkomen in miljoen Nm³ per jaar, geschat vanaf 01/01/2026.

Jaar	Historisch	Laag	Meest waarschijnlijk	Hoog
2007	7			
2008	1039			
2009	1096			
2010	948			
2011	847			
2012	517			
2013	431			
2014	385			
2015	292			
2016	166			
2017	146			
2018	220			
2019	271			
2020	265			
2021	388			
2022	407			
2023	298			
2024	221			
2025	167			
2026		140	168	225
2027		220	280	346
2028		221	263	298
2029		158	225	304
2030		123	174	255
2031		85	129	176
2032			107	143
2033			69	118
2034				96
2035				80
2036				68
2037				37
Totaal	8113	947	1414	2145



Figuur 9 – Historische en verwachte productiehoeveelheden voor het A12-FA gasvoorkomen.

5.6 Duur van de winning

De productie uit het A12-FA gasvoorkomen zal worden voortgezet zolang de winning economisch blijft. Gebaseerd op de meest recente productievoorspelling en economische analyse (de meest waarschijnlijke schatting) zal eind 2033 de productie van het A12-FA gasvoorkomen worden gestaakt. Er is een mogelijke uitloop voorzien tot eind 2037. Verwachte winningsduur blijft binnen de gestelde verwachtingen van het vorige winningsplan uit 2024.

Einde van de productie zou eerder of later kunnen plaatsvinden als gevolg van onverwachte economische, technische of andere oorzaken. Indien dat het geval is, zal dit winningsplan worden geactualiseerd.

5.7 Jaarlijks eigen gebruik bij winning

Op jaarlijkse basis wordt ongeveer 31 miljoen Nm³ gas gebruikt op het A12-CPP voor de algemene energievoorziening en de compressietrein. Dit betreft de hoeveelheid gas die jaarlijks noodzakelijk is om de geproduceerde hoeveelheid gas uit de A12-FA, A15-A, B10-FA, B13-FA en A18-FA gasvoorkomens te behandelen, comprimeren en exporteren. De hoeveelheid eigen gebruik voor behandeling, compressie en export van het A12-FA gas is geschat op 5.6 miljoen Nm³. De genoemde hoeveelheid is een schatting op basis van de gemiddelde bijdrage van de productie uit het A12-FA gasvoorkomen van de totale doorvoer van gas op het A12-CPP in 2025.

5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen

Afblazen van koolwaterstoffen vindt niet plaats gedurende normale platform operaties. Afblazen van koolwaterstoffen zal alleen plaatsvinden in uitzonderlijke (nood)situaties waarbij dit veiligheidshalve noodzakelijk is. Bij grote onderhoudswerkzaamheden dient de A12-CPP installatie vrij te worden gemaakt van koolwaterstoffen, en zullen kleine hoeveelheden worden afgeblazen. Dit zal tot een minimum beperkt worden.

Er worden geen koolwaterstoffen afgefakkeld op de A12-CPP installatie.

5.9 Gassamenstelling en jaarlijks meegeproduceerde stoffen

Het geproduceerde gas uit het A12-FA gasvoorkomen bestaat voor het grootste deel uit puur methaangas; er zijn slechts kleine fracties verontreinigingen aanwezig in de vorm van stikstof en koolstofdioxide. Het gas uit het A12-FA gasvoorkomen bevat geen aardgascondensaat. Tabel 5 geeft een overzicht van de gascompositie en de belangrijkste eigenschappen.

Tabel 5 – A12-FA gascompositie en -eigenschappen.

C₁	99.6519	[mol %]
C₂	0.0227	[mol %]
C₃	0.0007	[mol %]
C₄	-	[mol %]
C₅ +	-	[mol %]
N₂	0.2462	[mol %]
H₂S	-	[mol %]
CO₂	0.0772	[mol %]
GHV	39.7087	[MJ/Nm ³]
Dichtheid	0.5568	[ten opzichte van lucht]

Met het aardgas wordt water (condenswater en formatiewater) meegeproduceerd. Ten tijde van actualisatie van dit winningsplan is de totale waterproductie afkomstig uit de A12-FA productieputten ongeveer 4 m³ per dag, afhankelijk van de daadwerkelijk producerende putten op een gegeven dag. In de toekomst zou de waterproductie kunnen toenemen. Het geproduceerde water wordt gescheiden in het separatiesysteem, en vervolgens geloosd op zee. Reguliere metingen waarborgen dat de wettelijk toelaatbare concentraties koolwaterstoffen in het geloosde water niet overschreden worden.

5.10 Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen

Er worden geen delfstoffen of andere stoffen in het A12-FA gasvoorkomen teruggebracht.

6 Bodemdaling

Niet van toepassing voor voorkomens buiten de Nederlandse 12-mijls zone.

7 Bodemtrilling

Niet van toepassing voor voorkomens buiten de Nederlandse 12-mijls zone.

8 Overige Omgevingsaspecten

8.1 Gevolgen voor milieu

De opsporing en winning van aardgas kan mogelijke gevolgen met zich meebrengen voor de omgeving. Deze mogelijke gevolgen worden beoordeeld door het bevoegd gezag in andere vergunningen dan het winningsplan.

De mogelijk nadelige gevolgen voor het milieu zullen in detail worden belicht in een m.e.r.-aanmeldingsnotitie (indien van toepassing) en in de aan te vragen milieuvergunningen waarin de gevolgen en eventueel mitigerende maatregelen zullen worden beschreven, alvorens een ontwikkeling kan worden gestart.

Een overzicht van de mogelijke gevolgen voor milieu in de productiefase is in Tabel 6 uiteengezet.

Tabel 6 – Mogelijke gevolgen voor milieu in de productiefase.

Compartment	Type gevolg	Activiteit	Toelichting
Lucht	Emissies	Opwekken elektriciteit	Bij het opwekken van elektriciteit wordt geproduceerd gas als brandstof ingezet. Hierbij ontstaan voornamelijk NO _x en CO ₂ -emissies. Hierbij wordt opgemerkt dat vanwege de grote afstand tot gevoelige gebieden NO _x emissies niet significant zijn met betrekking tot stikstofdepositie.
		Activiteiten op het platform	Er komt een beperkte hoeveelheid methaanemissie vrij op het platform ten gevolge van het afblazen van de installatie in uitzonderlijke (nood)situaties. Kleine emissiebronnen worden, conform de EU Methane Emissions Regulation (2014/1787), gemeten en geminimaliseerd.
Water	Afvalwater	Lozing van afvalwater	Het lozen van productiewater voldoet aan de normen die in Hoofdstuk 9 van de Mijnbouwregeling zijn gesteld. Dit heeft geen significant nadelige gevolgen voor het milieu.
Geluid	Boven water	Activiteiten op het platform. Aan- en afvoer via helikopters en schepen.	De 60 dB(A) contour ligt op ca. 300 m van het platform. Vanwege de grote afstand tot gevoelige gebieden zijn deze emissies niet significant.
Afval	Afval	Productie van diverse afvalstromen.	Deze worden gescheiden, ingezameld en naar de wal gebracht voor verwerking door een erkende verwerker. Geen significante gevolgen voor het milieu.

8.2 Gevolgen voor natuur

Een beschrijving van de nadelige gevolgen voor de natuur zal ook onderdeel zijn van de toekomstige vergunningen. Met name in een Milieu Effect Rapportage (MER) zullen diverse alternatieven worden beschreven om daarmee aan te tonen dat een alternatief is gekozen dat het minst mogelijke effect zal hebben op de natuur. Als onderdeel van een vergunningprocedure wordt een natuurtoets ("Passende Beoordeling") gemaakt waarin in detail gekeken wordt naar het effect van de activiteiten op aanwezige soorten en nabij gelegen natuurgebieden.

Wat betreft natuur geldt een rechtstreekse zorgplicht van beschermde flora en fauna. Als mijnbouwactiviteiten negatieve effecten zouden kunnen hebben op de aanwezige flora en fauna, dient een ecologisch onderzoek uitgevoerd te worden. Indien effecten niet uitgesloten kunnen worden dan dient een vergunning aangevraagd te worden.

Indien mijnbouwactiviteiten of de gevolgen hiervan invloed kunnen hebben op de instandhoudingsdoelstellingen van aangewezen Natura 2000-gebieden, dienen de effecten en gevolgen onderzocht te worden en eventueel een "Passende Beoordeling" opgesteld te worden. Indien hieruit blijkt dat negatieve effecten kunnen optreden, is een vergunning nodig.

Een en ander wordt geregeld in hoofdstuk 11 van het Besluit Activiteiten Leefomgeving (Bal).

Voor activiteiten in de A12a en A12d blokdelen geldt dat deze in of bij het Natura 2000 gebied 'De Doggersbank' plaatsvinden.

Een overzicht van de mogelijke gevolgen voor natuur in de productiefase is in Tabel 7 uiteengezet. Hierbij is rekening gehouden met de instandhoudingsdoelstellingen van het Natura 2000 gebied 'De Doggersbank'.

Tabel 7 – Mogelijke gevolgen voor natuur in de productiefase.

Compartment	Type gevolg	Activiteit	Toelichting
Geluid en trillingen	Onder water verstoring zeeleven	Scheepvaart. Doordringen boven water geluid.	Tijdens productie zijn er geen bijzondere onderwatergeluiden, anders dan scheepvaartverkeer welke al reeds wordt opgenomen in de achtergrondwaarden op de Noordzee.
Bodem	Zeebodem verontreiniging en verstoring zeeleven.	Productie via putten. Fundatie platform.	Het daadwerkelijke oppervlak van gebruik van de bodem is beperkt en leidt alleen zeer lokaal tot verstoring.

8.3 Locatiekeuze

Het Natura 2000 gebied 'De Doggersbank' is dermate groot dat het vinden van een locatie buiten het gebied om het A12-FA gasvoorkomen te bereiken (technisch) niet mogelijk is.

8.4 Overzicht van relevante vergunningen

Tabel 8 geeft een overzicht van de geldende relevante vergunningen voor het A12-CPP.

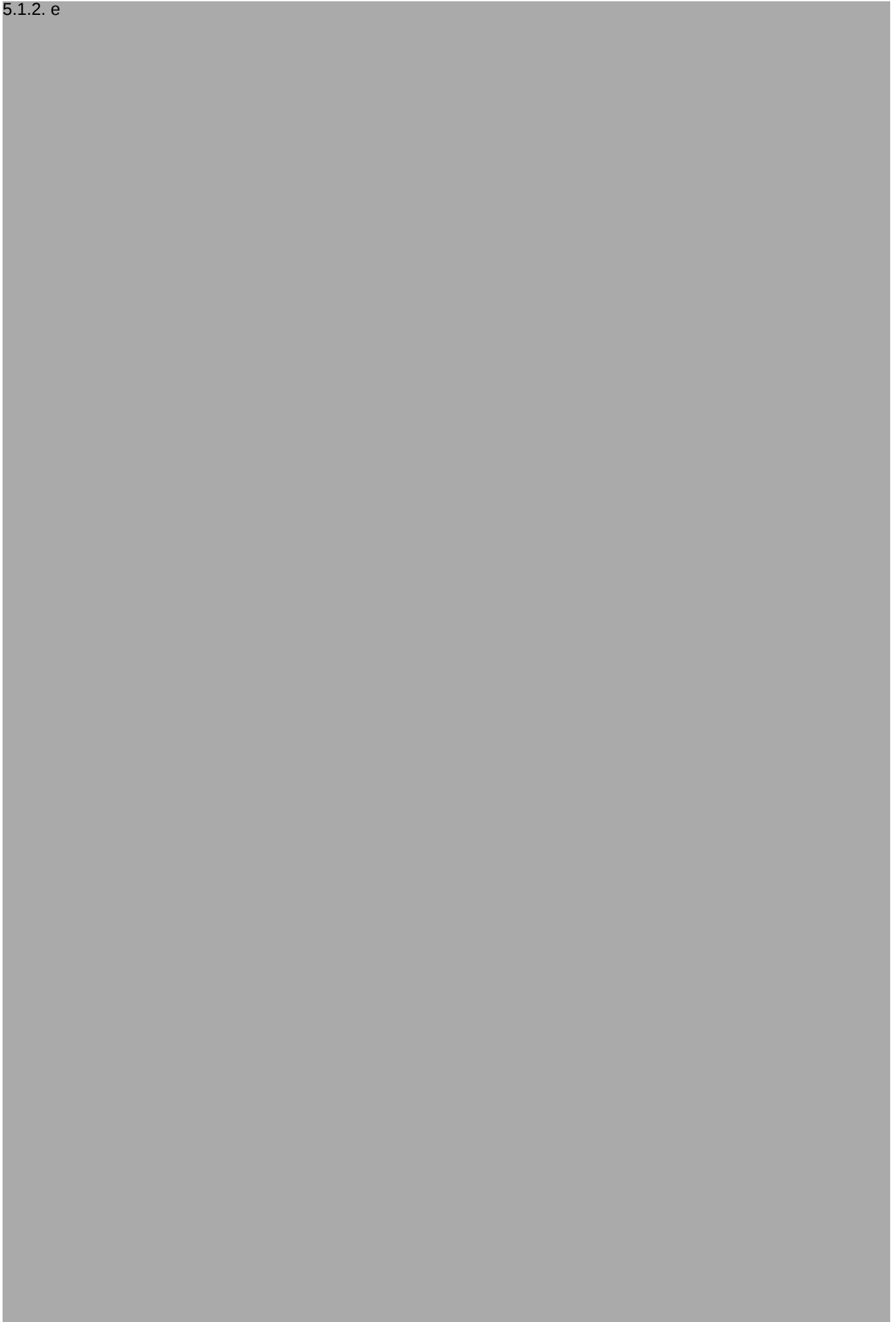
Tabel 8 – Overzicht van geldende relevante vergunningen voor het A12-CPP.

Datum	Vergunningen mijnbouw- en milieuwetgeving	Referentie
26 januari 2007	Mijnbouwmilieuvergunning Platform A12-CPP	ET/EM/6103420
4 april 2007	Aanpassing mijnbouwmilieuvergunning Platform A12-CPP (CHEVRON)	ET/EM/7043925
10 mei 2007	Vergunning voor de aanleg van een pijpleiding tussen blok A12 en blok B10 van het continentaal plat; artikel 94 Mijnbouwbesluit	ET/EM / 7057278
28 juni 2007	Wijziging vergunning aanleg pijpleiding tussen blok A12 en blok B10	ET/EM / 7077265
15 december 2009	Aanpassing mijnbouwmilieuvergunning Platform A12-CPP	ET/EM/9222809
11 mei 2018	Wet Natuurbeschermingvergunning suspenderen put A12-A7; Doggersbank	DGAN-NB/18092832
17 mei 2018	Wet Natuurbeschermingvergunning; Side-trackboring A12-A04; Doggersbank	DGAN-NB / 18096911
10 juli 2018	Wijziging Mijnbouwmilieuvergunning A12 CPP	DGETM-EO / 18140750
28 september 2018	Mijnbouwmilieuvergunning boring a12-a04-s1	DGETM-EO / 18245744
10 december 2019	Wet Natuurbeschermingvergunning; gaswinning boring sidetrack en nieuwe put A12; Doggersbank	DGNVLG / 19300514
1 juli 2020	Mijnbouwmilieuvergunning boring A12-A7-S2 en A12-A10, Petrogas E&P Netherlands B.V.	DGKE-WO / 20179673
4 februari 2021	Wijziging mijnbouwmilieuvergunning 1 juli 2020, kenmerk DGKE-WO / 20179673, uitbreiding werkzaamheden put A12-A-06	DGKE-WO / V - 4220
30 januari 2024	Besluit Wet Natuurbescherming: realiseren twee putten en schoonmaken vier putten bij A12-CPP Doggersbank	DGNV / 44382460
8 juli 2024	Besluit Mijnbouwmilieuvergunning, diepboringen voor nieuwe productieputten, mijnbouwinstallatie platform A12-CPP	PDGGO-DTDO / V-51181

9 Verklarende woordenlijst

Anticline	Plooiing van de aardlagen met naar beneden wijzende flanken.
Aquifer	Watervoerend deel van het reservoir. Dat kan naast en/of onder het gasvoerende deel gelegen zijn.
Depletie	Drukdaling door het onttrekken van gas (of olie of water) uit reservoirgesteente
ESS	Expandable Sand Screen
GIIP	Volume gas initieel aanwezig in het voorkomen (in Nm ³) (Gas Initially In Place)
GWC	Gas-water contact diepte (in m onder zeeniveau)
Kern	Gesteentemonster uit de ondergrond verkregen bij het boren van een put
m RT	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de boortafel (RT)
m MDRT	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de boortafel (RT)
m TVD	Verticale diepte gemeten in m
m TVDSS	Verticale diepte gemeten in m, vanaf zeeniveau (subsea = SS)
Mb	Mijnbouwbesluit
Mw	Mijnbouwwet
Mr	Mijnbouwregeling
PEPN	Petrogas E&P Netherlands B.V.
Permeabiliteit	De mate waarin een (poreuze) vaste stof een andere stof (gas of vloeistof) doorlaat. Indien een materiaal een andere stof niet doorlaat heet het materiaal voor die stof impermeabel.
Porositeit	Verhouding tussen het poriënvolume en het totale volume van het gesteente.

5.1.2. e



5.1.2. e

