

<p>Mw 35 lid 1c Mb 24 lid 1c,d</p>	<p>B1.1) Beschrijving van wijze van winning door middel van mijnbouwwerken Het gas wordt gewonnen door middel van putten geboord vanaf de platformen K15-FB-1, K15-FC-1 en K15-FK-1. Nat gas van de K15-FK-1 en K15-FC-1 platformen wordt via individuele pijpleidingen getransporteerd naar de productiefaciliteiten van K15-FB-1. Van het gas wat op K15-FB-1 zelf gewonnen wordt, wordt een gedeelte gecompriemd alvorens het behandeld wordt. Al het natte gas wordt op K15-FB-1 behandeld en gedroogd. De natte bestanddelen worden dan gescheiden in condensaat en water. Het condensaat wordt vervolgens weer geïnjecteerd in de gasstroom en met deze stroom naar het behandelingsstation in Den Helder getransporteerd. Het gas is van laag calorische kwaliteit.</p>
<p>Mb 24 lid 1a</p>	<p>B2) Geologische beschrijving van de voorkomens Voor alle hieronder beschreven velden geldt dat het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente. Het bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen, afgezet onder hete en droge woestijn condities, afgewisseld met kleien, die werden afgezet in sabkha's en woestijnmeren en vervolgens gedurende de begravingsgeschiedenis zijn omgezet in schalies. Als brongesteente (source) voor het gas hebben de kolen uit het Carboon tijdvak gediend. De afsluitende laag (seal) wordt gevormd door zout afzettingen van het Zechstein, die plaatselijk een totale dikte van meer dan 1 km kan bereiken.</p> <p>K15-FB Het gasvoorkomen in het K15-FB veld bestaat uit twee aangrenzend aan elkaar liggende delen. Het zuidelijke deel bestaat uit een langwerpige noordwest, zuidoost gerichte anticlinale structuur met de top op een diepte van ongeveer 3750mTVDss die aan drie zijden omgeven wordt door breuken. De zuidwestelijke zijde van de structuur wordt niet begrensd door een breuk. De anticlinale structuur wordt versneden door een aantal grotere en kleinere breuken met een oriëntatie gelijk aan die van de noordoostelijke randbreuk. Het noordelijke deel van het K15-FB veld bestaat uit een ruwweg noord-zuid gerichte anticlinale structuur op een diepte van 3650 meter (TVDss) die aan alle zijden wordt begrensd door breuken. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen afgezet onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Het belangrijkste element van het reservoir in K15-FB wordt gevormd door twee dikke lagen duinafzettingen in respectievelijk de Boven en Beneden Slochteren Formatie. Als brongesteente voor het gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Laat Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen. De schalies van de Ameland Member vormen een afsluitende laag in het reservoir en scheiden de reservoirs van de Beneden en Boven Slochteren formaties met elk een eigen gas water contact.</p> <p>K15-FC Het gasvoorkomen in het K15-FC veld bestaat uit een langwerpige noordwest, zuidoost gerichte anticlinale structuur met de top op een diepte van ongeveer 3570mTVDss die aan drie zijden omgeven wordt door breuken. De zuidwestelijke zijde van de structuur wordt niet begrensd door een breuk. De anticlinale structuur wordt versneden door een aantal grotere en kleinere breuken met een oriëntatie die voornamelijk gelijk is aan die van de noordoostelijke randbreuk. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen afgezet onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Het belangrijkste element van het reservoir in K15-FC wordt gevormd door een dikke laag duinafzettingen in de Boven Slochteren Formatie. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Laat Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen.</p> <p>K15-FI Het gasvoorkomen in het K15-FI veld bestaat uit twee afzonderlijke langwerpige structuren die georiënteerd zijn in een noordwestelijke-zuidoostelijke richting. Gas is aangetoond in de K15-FI-S structuur middels boring K15-14 in 1992 maar is tot op heden nooit in productie genomen. Structuur K15-FI-N is voorzien in 2015 om geboord en aangesloten te worden, indien succesvol, via put exploratie put K15-FB-109. De K15-FI-N structuur wordt aan drie zijden begrensd door breuken (noorden, oosten, zuiden) en helt naar het Westen tot onder het verwachte gas-water contact. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen afgezet onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Laat Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen.</p>

K15-FJ

Het gasvoorkomen in K15-FJ is een noordwest-zuidoostelijke gerichte structuur die aan noord en oost zijde begrensd wordt door breuken. Het reservoir helt in zuidwestelijke richting tot onder het gas-water contact. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen afgezet onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Het belangrijkste element van het reservoir in K15-FJ wordt gevormd door een dikke laag duinafzettingen in de Boven Slochteren Formatie. Als brongesteente voor het gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Boven-Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen. De schalies van de Ameland formatie vormen een afsluitende laag in het reservoir en scheidt de reservoirs van de Beneden (naar verwachting water houdend) en Boven (gas houdend) Slochteren formaties.

K15-FK

Het gasvoorkomen in het K15-FK veld bestaat uit een anticlinale structuur op een diepte van ongeveer 3700mTVDss die aan de noordoost zijde begrensd wordt door een grote breuk. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente (Slochteren formatie) van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen neergelegd onder woestijn condities, afgewisseld met kleien (Ameland claystone) die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Boven-Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen.

K15-FM

Een interpretatie van de meetresultaten van de gas producerende put K15-FK-103 in het voorkomen K15-FM, geeft aan dat er zich breuken bevinden tussen het K15-FM veld en het (op lagere druk zijnde) K15-FB veld in het noorden en in het zuiden met het sinds midden 2003 in productie zijnde K15-FK veld. Het K15-FM veld is naar het oosten afgesloten via een zogenaamde 'blok grenzende' breuk. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen neergelegd onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Het belangrijkste element van het reservoir in K15-FM wordt gevormd door een dikke laag duinafzettingen in de Boven Slochteren Formatie. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Laat Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen. De schalies van de Ameland formatie vormen een afsluitende laag in het reservoir en scheidt de reservoirs van de Beneden (naar verwachting water houdend) en Boven (gas houdend) Slochteren formaties.

K15-FO

De structuur (voorheen ook wel K15-FB-NE genoemd) bestaat uit een hellend breukblok op Rotliegend niveau. De structuur is in het westen gesloten door de helling van de structuur, en in het noorden en zuid-oosten door breuk-juxtapositie tegen Zechstein zout. De top van de structuur ligt rond 3770mTVDss en het gas-water contact rond 3970mTVDss. Hierdoor is de Boven Slochteren voor het grootste gedeelte boven het gas-water contact, en de Onder Slochteren bevindt zich grotendeels onder het gas-water contact. Dit betekent dat de Boven Slochteren het merendeel van de volumes bevat.

K15-FP

Het gasvoorkomen in het K15-FP veld bestaat uit een conventioneel Rotliegend horst blok op een diepte van ongeveer 3700mTVDss, begrensd door breuken in het noorden en oosten. Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente (Slochteren formatie) van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit zandige rivier- en duinafzettingen, afgezet onder droge woestijn condities, afgewisseld met schalies die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer omstandigheden. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. Het blok wordt afgedekt door een on-doorlaatbare laag van Boven-Perm Zechstein zout-, kalk- en anhydriet afzettingen.

K15-FQ

Het reservoir is opgebouwd uit Rotliegend gesteente van Laat Perm ouderdom en bestaat voor het merendeel uit rivier- en duinafzettingen afgezet onder hete droge woestijn condities, afgewisseld met kleien die werden afgezet in sabkha en woestijnmeer afzettingen. Het belangrijkste element van het reservoir in K15-FQ wordt gevormd door een dikke laag duinafzettingen in de Boven Slochteren Formatie. Als brongesteente voor dit gas hebben gediend de kolenafzettingen uit het Carboon tijdvak. De afsluitende laag bestaat uit Laat Perm Zechstein bestaande uit kalk, anhydriet en zout afzettingen. De schalies van de Ameland formatie vormen een afsluitende laag in het

reservoir en scheidt de reservoirs van de Beneden en Boven Slochteren formaties. De K15-FK-106 put heeft een gas houdende Boven Slochteren formatie aangetoond (met een gas- water contact op een diepte van rond 3587mTVDss. Tevens is een veel kleinere hoeveelheid gas aangetoond in de Onder Slochteren (met een gas-water contact op een diepte van rond de 3666mTVDss)

Mb 24 lid 1a
Mb 24 lid 1b

B2.1) Geologische doorsnede van de voorkomens

Zie bijlagen 1 tot en met 9.

Mw 35 lid 1a
Mb 24 lid 1d,e

B3) Overzicht ligging voorkomens en gasputten

Tabel 1: Overzicht voorkomens en productie putten (incl. huidige status)

Platform	Put	Voorkomen	Opmerking
K15-FB-1	K15-FB-101	K15-FB	Producerend
	K15-FB-102	K15-FB	Producerend
	K15-FB-103	K15-FB	Ingesloten ¹
	K15-FB-104	K15-FB	Producerend
	K15-FB-105	K15-FB	Ingesloten ²
	K15-FB-106	K15-FB	Producerend
	K15-FB-107	K15-FO	Producerend
	K15-FB-108	K15-FP	Producerend
	K15-FB-109	K15-FI-N	Geboord ³
K15-FC-1	K15-FC-101	K15-FC	Ingesloten ⁴
	K15-FC-102	K15-FC	Producerend
	K15-FC-103	K15-FC	Producerend
	K15-FC-104	K15-FC	Producerend
K15-FK-1	K15-FK-101	K15-FK	Producerend
	K15-FK-102	K15-FK	Producerend
	K15-FK-103	K15-FM	producerend
	K15-FK-104	K15-FJ	Producerend
	K15-FK-105	K15-FK	Producerend
	K15-FK-106	K15-FQ	Ingesloten ⁵
	K15-FK-106A	K15-FK-N	Voorzien ⁶

Voetnoten:

¹ Put ingesloten wegens zand problemen; put wordt mogelijk in de toekomst gebruikt voor waterinjectie.

² Put is uitgewaterd, mogelijk in de toekomst gebruikt voor waterinjectie.

³ Put is geboord, gecompleteerd en heeft tijdens de put test geproduceerd. K15-FB-109 verwacht te worden aangesloten in Q4-2015.

⁴ Put is uitgewaterd en heeft integriteitsproblemen.

⁵ Put geboord in mogelijke breukzone en uitgewaterd. Het is voorzien om deze put te abandonneren ten behoeve van K15-FK-106A put.

⁶ Voorzien om in 2016 te boren naar K15-FK-N structuur in K15-FK voorkomen.

Mb 24 lid 1e
Mb 24 lid 1g

B3.1) Situering mijnbouwwerken



K15-FB-1



K15-FC-1



K15-FK-1

Figuur 2: K15-FB-1, K15-FC-1 en K15-FK-1 productie platformen

Tabel 2: Locatie K15-LoCal productie faciliteiten

Location	Easting (TMS)	Northing (TMS)	Longitude (geogr ED'50)	Latitude (geogr ED'50)
K15-FB-1	424866.70	5903735.00	3°52'23.800"	53°16'35.000"
K15-FC-1	417524.40	5901223.00	3°45'49.851"	53°15'09.827"
K15-FK-1	427921.00	5897151.00	3°55'14.021"	53°13'03.525"

Mb 24 lid 1e
Mb 24 lid 1f

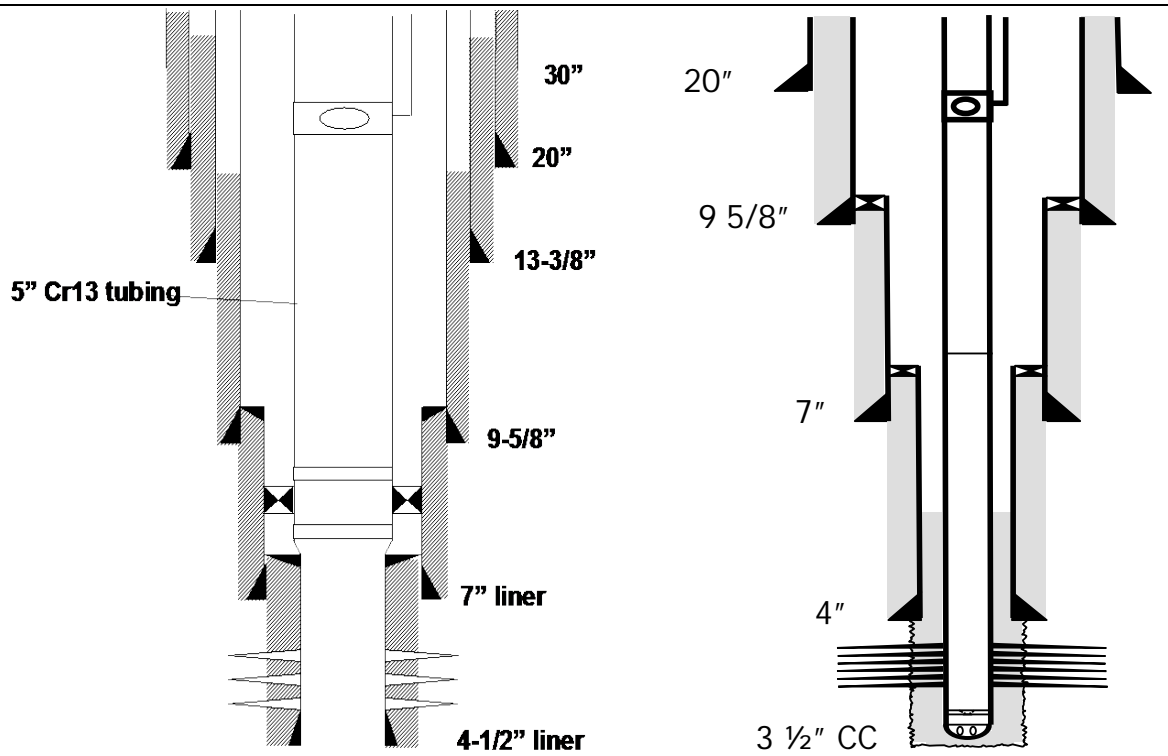
B4) Overzicht boringen in de voorkomens

Zie B2.1 en B3.

Mb 24 lid 1g
Mb 24 lid 1h

B4.1) Putverbuizing en plaats waar koolwaterstoffen in verbuizing treden

De putten zijn tussen de 3200 en 4000mTVDss diep en verbonden met het gas houdende Rotliggend door perforaties in de verbuizing. De meeste putten hebben een putverbuizing zoals de linker figuur (hieronder). Er zijn detail verschillen zijn in de putverbuizing, bijvoorbeeld wel of geen additionele buis in de Noordzee sectie en variatie in diameter van de putverbuizing over het reservoir. De meest recente putten (K15-FK-105, K15-FK-106 en K15-FC-104) hebben een type verbuizing zoals rechts (cemented completion). Ook hier zijn verschillen in diameter mogelijk ten opzichte van het getoonde 3 ½" verbuizingsschema.

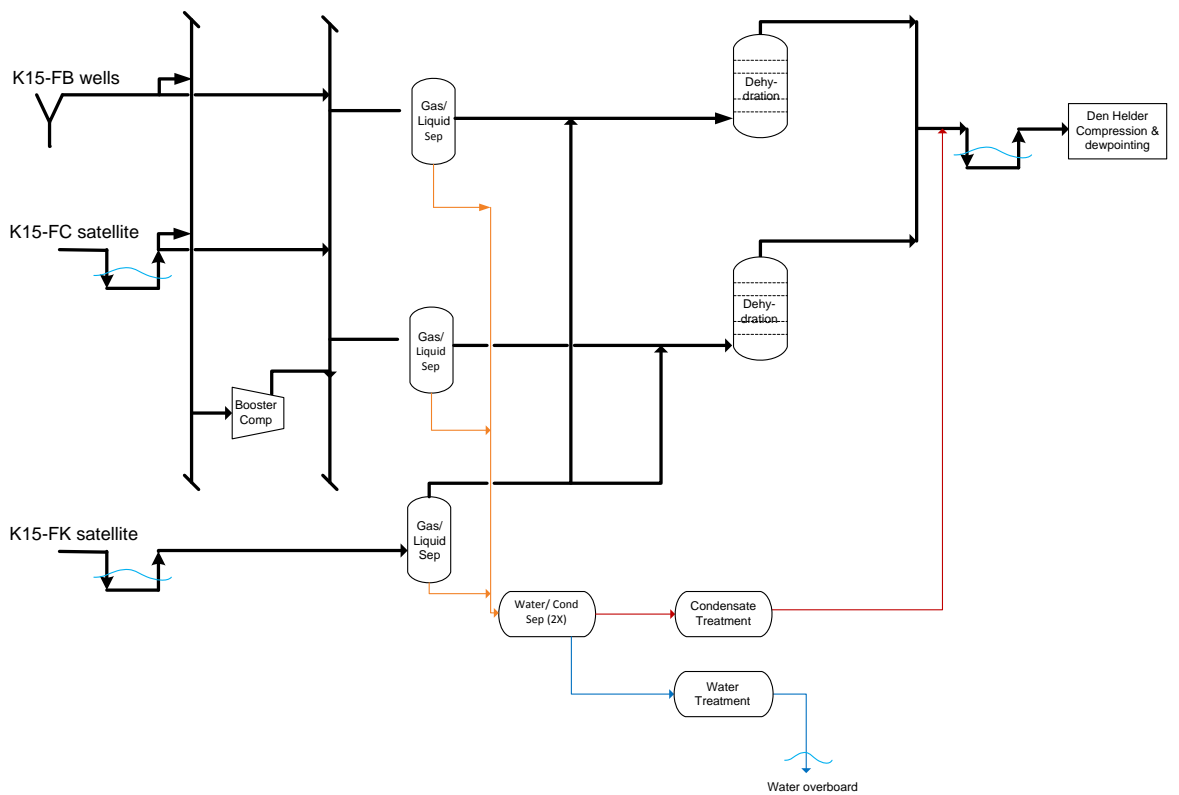


Figuur 3: Meest voorkomende putschema's in K15-LoCaL

Mb 24 lid 2

B5) Productieontwikkelingsstrategie

K15-FB-1 (LoCaL) PRODUCTION PLATFORM 2015



Figuur 4: Schematische representatie van de gasbehandeling op K15-FB-1

De gasstromen van de satelliet locaties K15-FK-1 en K15-FC-1 komen samen op het K15-FB-1 productie platform (zie schema hierboven). Er is de mogelijkheid om een gedeelte van het gas geproduceerd op K15-FB1 zelf of van de K15-FC-1 satelliet locatie door een booster compressor te leiden. Deze compressor zorgt ervoor dat de oudere putten een lagere zuigdruk zien.

Op K15-FB-1 wordt het gas gedroogd waarna de natte bestanddelen worden gescheiden in condensaat en water. Het water gaat overboord. Het condensaat wordt weer geïnjecteerd in de gasroom. Het gas wordt daarna samen met het condensaat naar Den Helder getransporteerd via de LoCal pijpleiding. In Den Helder wordt het gas (verder) gecompriemd alvorens het op dauwpunt specificatie wordt gebracht. De leiding waar vroeger het gas van K14-FB door geproduceerd werd is momenteel ingesloten.

Mb 24 lid 2
B5.1) Productiefilosofie
 De productiefilosofie van het LoCal systeem bevat de volgende kernpunten

- 1) Optimalisatie van de productie uit de oude grote velden teneinde deze zo ver mogelijk leeg te produceren voordat de productie onrendabel wordt. Het toepassen van de huidige ontwateringsstrategieën vormt een kern onderdeel van dit punt.
- 2) Aansluiten van (kleinere) nieuwe voorkomens op een zodanige wijze dat de impact op de productie van de oudere velden geminimaliseerd wordt, voor zover economisch mogelijk. K15-FI-N is een voorbeeld van een nieuwe kleine voorkomen.

Mb 24 lid 2
B5.2) Reservoirmanagement
 Winning vindt plaats doormiddel van natuurlijke depletie, aangevuld met compressie. Periodiek worden druk- en capaciteitsmetingen uitgevoerd. Aan de hand daarvan kan bepaald worden hoeveel gas met de bestaande putten gewonnen kan worden. Aangezien studies hebben aangetoond dat het kosten niveau uiteindelijk bepalend is voor het te behalen winningspercentage wordt een conversie van het systeem naar nat gas gepland. Hierdoor kan nog economisch geproduceerd worden bij lagere productie snelheden wat weer leidt tot een hoger winningspercentage. Verder worden er verschillende technieken (o.a. smallere productie verbuizingen, zeep, plunjers) toegepast om putten die hun vloeistof niet meer goed naar boven kunnen transporteren toch in productie te houden. Dit scala van maatregelen samen vormt NAM's ontwaterings-strategie voor oude velden. Ten slotte wordt met enige regelmaat geëvalueerd of er nog mogelijkheden voor economische boringen zijn om nog niet aangesloten gas alsnog aan te sluiten, en of er nog meer compressie kan worden toegepast.
 Op basis van de huidige evaluaties worden de volgende winningspercentages verwacht (ten opzichte van de aangesloten volumes in de grond):

Tabel 3: Geproduceerde hoeveelheden en te verwachten productie van de K15-LoCal gas voorkomens

Veld	GIIP (Mrd Nm3)		Cum Prod ¹ Mrd Nm3	UR (gebaseerd op Base case WiPla) Mrd Nm3	UR ² (technisch mogelijk haalbaar) Mrd Nm3	Winningspercentage		
	Statisch	Dynamisch				Huidig ³	WiPla ⁴	Technisch haalbaar ⁵
K15-FB	24.7	23.8	21.1	22.4	24.0	85%	91%	97%
K15-FC	5.4	4.8	4.1	4.3	4.3	76%	79%	80%
K15-FI ⁶	1.6	-	-	0.6	1.0	-	40%	60%
K15-FJ	1.9	1.5	1.0	1.1	1.6	53%	58%	85%
K15-FK	8.0	6.5	5.4	6.7	7.1	68%	84%	89%
K15-FM	2.1	1.1	1.0	1.2	1.8	46%	58%	86%
K15-FO	1.4	1.3	1.2	1.2	1.3	85%	91%	92%
K15-FP	1.5	1.4	1.1	1.3	1.4	77%	90%	93%
K15-FQ ⁷	0.7	0.3	0.1	0.2	0.6	18%	26%	81%

1. Getallen per 01/01/2015.
2. Ultimate Recovery (UR) op basis van verwachte productie van huidige putten en voorziene putten, inclusief mogelijke projecten met productie > 2030. Dit is de technisch mogelijk haalbare UR van dit voorkomen.
3. De berekening van het winningspercentage is de huidige cumulatieve productie (1/1/2015) gedeeld door de statische GIIP (in het vorige Winningsplan was het berekend op basis van dynamische GIIP).
4. De berekening van het winningspercentage is de verwachte productie op basis van het ingediende Winningsplan gedeeld door de statische GIIP.
5. De berekening van het winningspercentage is de verwachte technisch mogelijk haalbare UR gedeeld door de statische GIIP.
6. K15-FI-N is voorzien in 2015 en eerste productie in Q4-2015.
7. De put K15-FK-106 wordt hergeboord naar de K15-FK-N structuur en is voorzien in 2016. Het is wel voorzien in de toekomst om het veld te herontwikkelen doormiddel van een nieuwe put.

Zoals de tabel laat zien worden over het algemeen hoge winningspercentages bereikt, met kleine variaties als gevolg van de kleine verschillen in put en reservoir productiviteit evenals de te halen zuigdruk.

Voor de verschillen tussen de statisch (volumetrisch) bepaalde GIIP en dynamisch bepaalde GIIP geldt het volgende:

- K15-FB: De dynamische GIIP ligt binnen de verwachtingswaarde van de statische GIIP met de bijbehorende hoge verwachte winningspercentage voor dit voorkomen.
- K15-FC: Dit voorkomen wordt momenteel bestudeerd vanwege het verschil tussen de statische en dynamische GIIP. In het bijzonder de recentelijk geboorde put K15-FC-104 in 2010 die sinds begin van productie erg tegenvalt en maar minimale volumes heeft geproduceerd.
- K15-FI: K15-FB-109 exploratieput is zeer recentelijk geboord naar de K15-FI-N structuur en heeft voldoende gas aangetroffen. De put produceert sindsdien, maar er is te weinig productiedata om de dynamische GIIP te bepalen. In deze evaluatie is de K15-FI-S structuur in meegenomen.
- K15-FJ: Dit voorkomen wordt momenteel bestudeerd vanwege het verschil tussen de statische en dynamische GIIP. Op dit moment is de put ingesloten en momenteel wordt er bestudeerd of het mogelijk is deze put weer te laten produceren in 2016/2017.
- K15-FK: Dit voorkomen is in 2015 bestudeerd vanwege het grote verschil tussen de statische en dynamische GIIP. 4D seismiek genomen in 2014 heeft geresulteerd in beter begrip waar eventueel niet aangetoond gas gelokaliseerd is. Het is in Q1-2016 voorzien om de put K15-FK-106A te boren naar de K15-FK-N structuur.
- K15-FM: Dit voorkomen wordt momenteel bestudeerd vanwege het verschil tussen statische en dynamische GIIP. In 2014 is in dit voorkomen 4D seismiek genomen en wordt er in 2016/2017 een studie uitgevoerd om het verschil tussen statische en dynamische GIIP te verklaren.
- K15-FO: De dynamische GIIP ligt binnen de verwachtingswaarde van de statische GIIP.
- K15-FP: De dynamische GIIP ligt binnen de verwachtingswaarde van de statische GIIP.
- K15-FQ: De K15-FQ structuur kenmerkt zich door vele interne breuken en het vermoeden bestaat dat de K15-FK-106 put een klein compartiment heeft aangeboord dicht bij een breuk. De productie van deze put valt daardoor erg tegen en verklaart mogelijkerwijs het grote verschil tussen de statische en dynamische GIIP. In het verleden heeft deze put ook grote hoeveelheden water geproduceerd en is daarom ook ingesloten. In 2016 is voorzien om deze put te abandonneren en de put te herboren naar de K15-FK-N structuur.

B5.3) Omvang van de winning

De huidige verwachting van de hoeveelheid nog te produceren gas met reeds bestaande faciliteiten wordt in de hiernavolgende grafieken weergegeven. De productie profielen zijn afkomstig van het Business Plan 2014 (BP14) en houden rekening met de economische looptijd van de faciliteiten. Een aantal van de oudere putten produceren onregelmatig vanwege het feit dat ze de vloeistoffen niet meer naar het oppervlak kunnen brengen. Voor deze putten geldt dat het voorspellen van de productie per put steeds grotere onnauwkeurigheden kent. Echter de afwijking in het totaal te produceren volume uit het voorkomen blijft beperkt.

De onzekerheidsmarge is groot en afhankelijk van eventueel toekomstig nieuw aan te sluiten productieputten. Tevens is het gedrag van de bestaande putten bij lage drukken, die optreden wanneer het veld bijna leeg is, moeilijk te voorspellen. Volumes zijn weergegeven in normaal miljard kubieke meter en zijn verdisconteerd met gas voor eigen gebruik.

De "Low Case" gaat ervan uit dat er geen nieuwe putten meer worden geboord in de toekomst, de productie langzaam afneemt doormiddel van natuurlijke depletie en dat er alleen de noodzakelijke interventie werkzaamheden worden uitgevoerd. Voor de productie van bestaande putten is aangenomen dat het 80% van de verwachte base case scenario is. In dit scenario is aangenomen dat K15-FI-N niet-succesvol is (K15-FB-109 heeft inmiddels gas aangetoond).

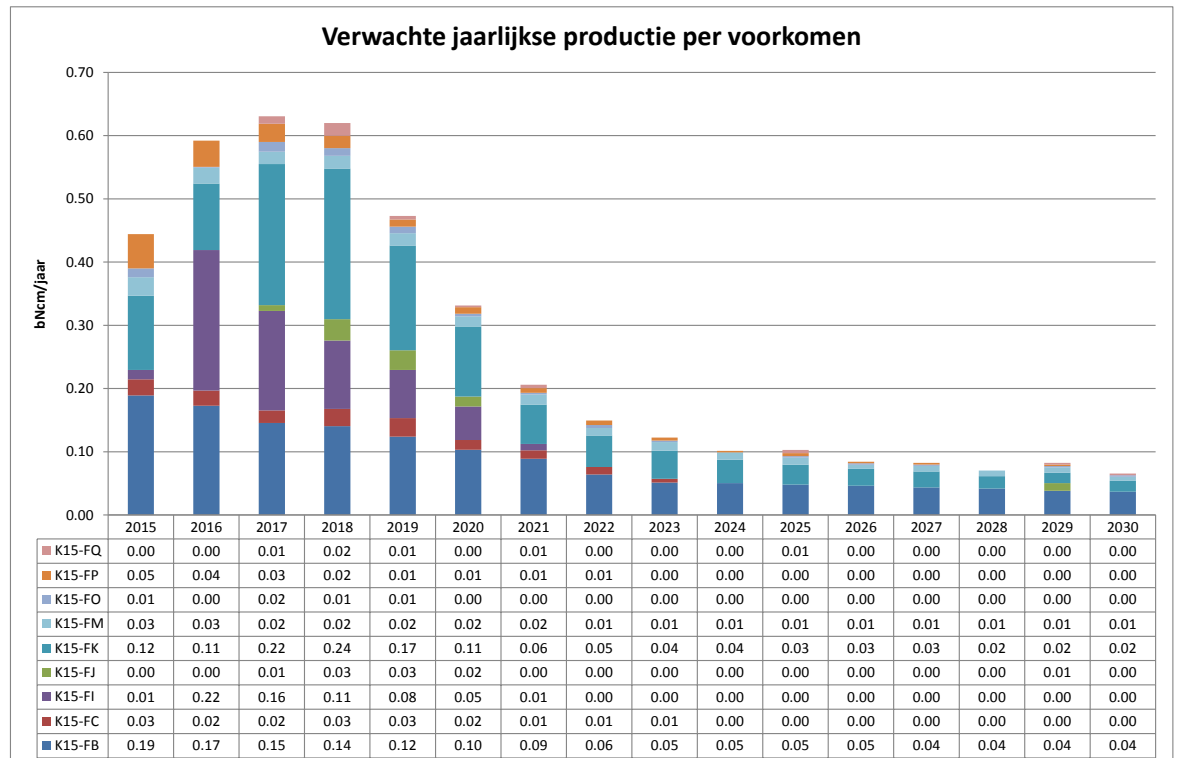
De "Base Case" gaat ervan uit dat de putten die nu op de planning staan daadwerkelijk worden geboord. Dit zijn de putten K15-FB-109 (naar K15-FI-N exploratie prospect) in 2015 en K15-FK-106A (naar K15-FK-N structuur) in 2016/2017. De huidige putten worden geproduceerd doormiddel van natuurlijke depletie en interventie werkzaamheden.

De "High Case" gaat ervan uit dat in 2022 een ontwikkelingsput naar het K15-FQ voorkomen en in 2023 een ontwikkelingsput naar het K15-FM voorkomen worden geboord. Verder is de aanname dat in 2023 de exploratieput naar prospect K15-FK-S3 succesvol is. Voor de productie van bestaande putten is aangenomen dat het 120% van de verwachte base case scenario is.

In deze scenario's zijn geen extreme omstandigheden meegenomen waardoor de productie bijvoorbeeld voor langere tijd stil zou komen te liggen. Verder zouden de genoemde putten in de toekomst door andere putten vervangen kunnen worden, mochten andere putten meer economische waarde bevatten om eerder geboord te worden.

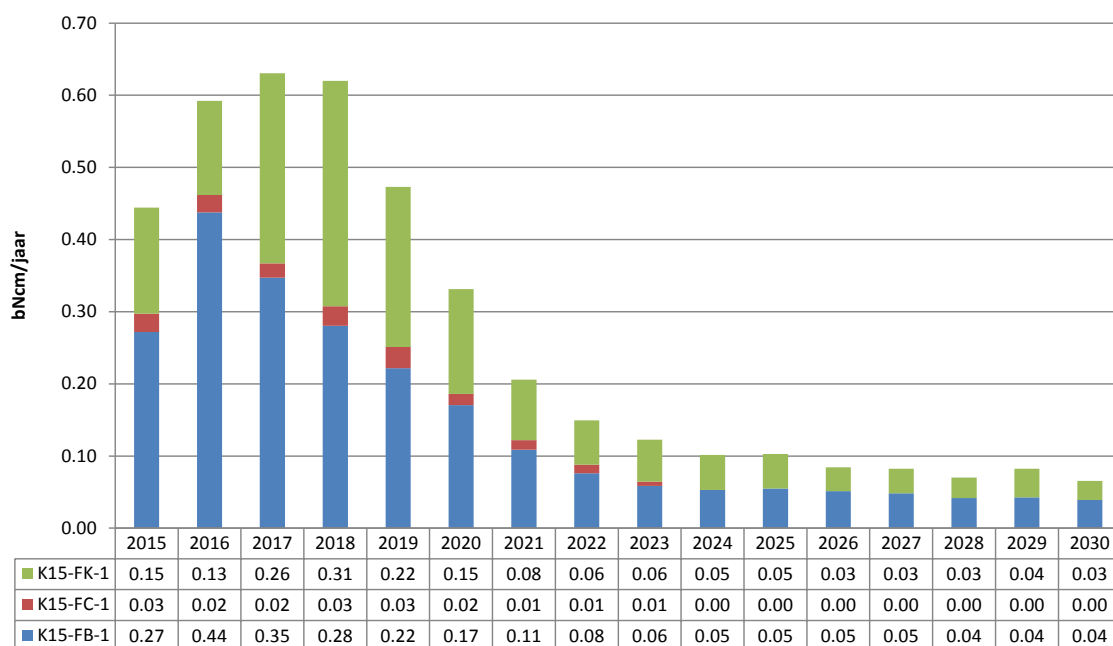
De werkelijke toekomstige productie zal zeer waarschijnlijk binnen de aangegeven bandbreedte van de Low-Base-High blijven; echter afwijkingen van de voorspelling door onvoorziene omstandigheden van reservoir technische, exploratie en/of economische aard zijn mogelijk zowel wat betreft de fasering als verwachte hoeveelheid productie.

De Base Case is weergegeven in onderstaande figuur waarin de bijdragen voor nog voorziene putten zijn meegenomen, bijvoorbeeld de productie toename in K15-FB-1 in 2016 en K15-FK-1 in 2017 ten gevolge van boringen in K15-FI-N en K15-FK-N respectievelijk.



Figuur 5: Verwachte jaarlijkse productie (WH) per voorkomen van alleen de huidige putten in mrd Nm³ (base case).

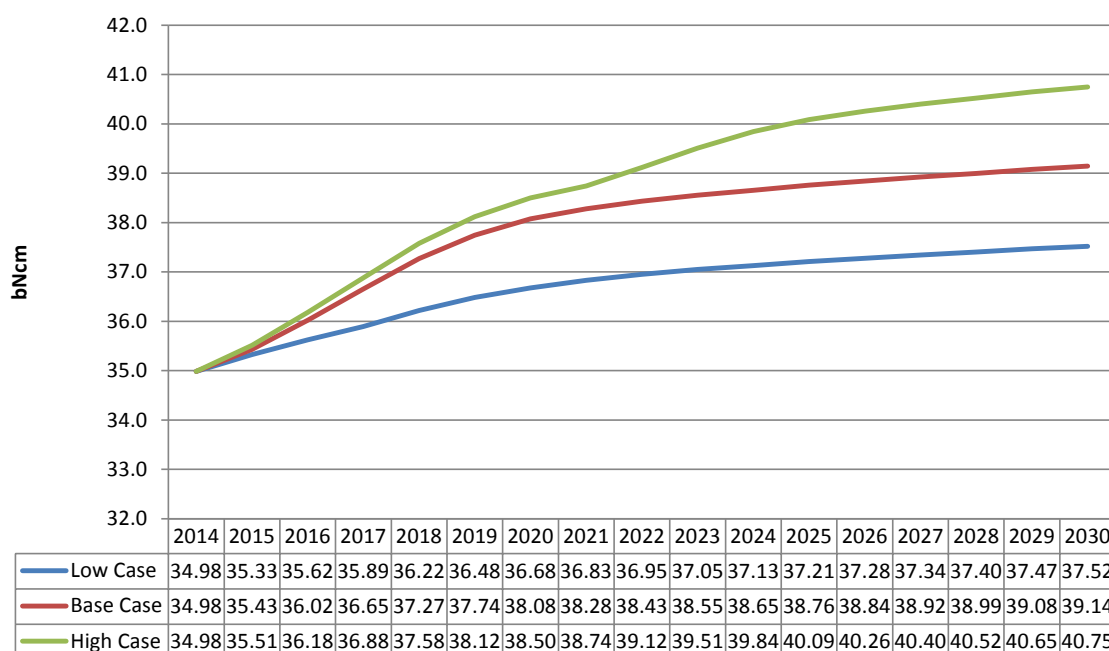
Verwachte jaarlijkse productie per platform



Figuur 6: Base Case productieprofiel (WH) weergegeven per platform (10^9 Nm^3).

De onzekerheidsmarge is groot en afhankelijk van eventueel toekomstig nieuw aan te sluiten productieputten. Tevens is het gedrag van de bestaande putten bij lage drukken die optreden wanneer het veld bijna leeg is, moeilijk te voorspellen. De onderstaande grafiek geeft de onzekerheidsmarges weer in de totale cumulatieve productie van de voorkomens vermeld in dit winningsplan. Het base case profiel komt overeen met de in bovenstaande figuur gegeven data per platform.

K15-LoCal Cumulatieve productie



Figuur 7: Verwachte cumulatieve gasproductie voor K07/K08-HiCal voor de verschillende scenario's (10^9 Nm^3).

Tabel 4: Historische jaarlijkse productie van het K15-LoCal productie system. (10⁹ Nm³)

Systeem	Pre-2010	2010	2011	2012	2013	2014
K15-LoCal	30.67	1.18	1.03	0.79	0.71	0.60
Cum. Productie	30.67	31.85	32.88	33.68	34.38	34.98

Tabel 5: Verwachte jaarlijkse productie van het K15-LoCal system. De drie scenario's geven de onzekerheid aan met betrekking tot de nog te verwachte hoeveelheden geproduceerd gas. (10⁹ Nm³)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gas Productie	Low	0.34	0.29	0.26	0.32	0.26	0.19	0.15	0.12
	Base	0.44	0.59	0.62	0.61	0.47	0.33	0.20	0.15
	High	0.53	0.70	0.75	0.74	0.56	0.39	0.24	0.40
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		0.09	0.08	0.08	0.06	0.06	0.05	0.06	0.05
		0.12	0.10	0.10	0.08	0.08	0.07	0.08	0.06
		0.42	0.36	0.26	0.17	0.15	0.12	0.13	0.10

Tabel 6: Verwachte jaarlijkse cumulatieve productie van het K15-LoCal system. De drie scenario's geven de onzekerheid aan met betrekking tot de nog te verwachte hoeveelheden geproduceerd gas. (10⁹ Nm³)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Cum. Gas Productie	Low	0.34	0.63	0.90	1.22	1.48	1.67	1.82	1.94
	Base	0.44	1.03	1.65	2.26	2.73	3.06	3.26	3.40
	High	0.53	1.23	1.98	2.71	3.28	3.67	3.91	4.31
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		2.03	2.11	2.19	2.26	2.32	2.37	2.43	2.48
		3.52	3.62	3.72	3.80	3.88	3.94	4.02	4.08
		4.74	5.10	5.35	5.53	5.67	5.80	5.92	6.02

Mw 35 lid 1b

B5.4) Duur van de winning

De winning zal worden beëindigd indien de (directe en indirecte) kosten van de winning de opbrengsten van de winning zullen overtreffen dan wel zoveel eerder indien door onvoorziene technische, geologische of geofysische oorzaak voortzetting van de winning op enigerlei schaal niet plaats kan vinden. Het huidige winningsplan heeft aangenomen dat dit moment in 2030 valt.

Mb 24 lid 1i

B6) Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd

Met de gasproductie worden water en condensaat mee geproduceerd en gescheiden van de gasstroom. De geproduceerde hoeveelheid water en condensaat is afhankelijk van de gasproductie. De hoeveelheid condensaat wordt gegeven door de Condensaat Gas Ratio (CGR) en het water door de Water Gas Ratio (WGR). Onderstaande tabel geeft, per voorkomen, de (maandelijks) gemiddelde CGR waarden en de WGR waarden tijdens het begin van de productie en in later veld leven.

Tabel 7: Overzicht van stoffen (condensaat en water) die jaarlijks worden mee geproduceerd.

<u>Voorkomen</u>	<u>CGR</u> [m ³ /MM Nm ³]	<u>WGR (vroeg)</u> [m ³ /MM Nm ³]	<u>WGR (laat)</u> [m ³ /MM Nm ³]
K15-FB	7	5	50
K15-FC	3	5	50
K15-FI*	10	5	50
K15-FJ	25	5	100
K15-FK	5	5	50
K15-FM	10	5	50
K15-FQ	20	5	100
K15-FO	2.5	5	50
K15-FP	2.5	5	50

*Dit zijn de verwachte waardes

Mb 24 lid 1i

B7) Jaarlijks eigen gebruik bij winning

	De geschatte hoeveelheid gas voor eigen gebruik is circa 2,5% per geproduceerde Nm ³ per jaar. Dit verbruik wordt naar rato verdeeld onder alle producerende velden.
Mb 24 lid 1j	B8) Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen In beginsel wordt tijdens normale gasproductie geen rest gas afgefakkelde of afgeblazen. Het rest gas wordt d.m.v. een compressor teruggevoerd in de installatie. Dit om de uitstoot van gassen te minimaliseren.
Mb 24 lid 1k	B9) Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen Water dat bij de winning vrij komt wordt momenteel na behandeling overboord gezet. Hoewel de NAM voldoet aan de door de Nederlandse wetgever gestelde eisen qua verontreiniging van dit water, vindt de NAM dat her-injectie van dit water in de diepe ondergrond een duurzamere oplossing is. Daarom wordt thans bestudeerd of dit water terug de ondergrond in kan worden geïnjecteerd.
	C) Gegevens inzake bodembeweging
Mw 35 lid 1f	C1) Aard van de bodembeweging n.v.t.
Mb 24 lid 1m	C2 Gegevens inzake bodembeweging als gevolg van de winning n.v.t. C2.1 Bodemdalingcontouren (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling) n.v.t.
Mb 24 lid 1n Mb 24 lid 1o	C2.1) Verloop bodemdaling in tijd n.v.t.
Mb 24 lid 1p	C3) Risicoanalyse bodemtrillingen n.v.t.
Mb 24 lid 1q	C4) Omvang en aard van de schade C4.1 Algemeen n.v.t. C4.2 Schade aan openbare infrastructuur door bodembeweging n.v.t. C4.3 Schade aan bouwwerken door bodemtrillingen n.v.t. C4.4 Schade aan natuur en milieu door bodemdaling n.v.t.
Mb 24 lid 1r	C5) Maatregelen om bodembeweging te voorkomen / te beperken n.v.t.
Mb 24 lid 1s	C6) Maatregelen die de gevolgen van schade door bodembeweging beperken of voorkomen n.v.t.
<p>Ondertekening</p> <p>Naam: K. Heller</p>  <p>Functie: ONEgas Area Development Leader</p>	
Datum: Assen, 22 augustus 2016	