



> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

Provincie Fryslân
Het College van Gedeputeerde Staten
[redacted]
Postbus 20120
8900 HM LEEUWARDEN

**Directoraat-generaal
Energie, Telecom &
Mededinging**
Directie Energiemarkt

Bezoekadres
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Factuuradres
Postbus 16180
2500 BD Den Haag

Overheidsidentificatienr
00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)
www.rijksoverheid.nl/ez

Behandeld door
[redacted]

Datum **14 APR 2015**
Betreft Adviesaanvraag over winningsvergunningaanvraag Terschelling-Noord

Geachte heer [redacted]

Op grond van artikel 16, van de Mijnbouwwet, ontvang ik graag uw advies over onderstaande vergunningaanvraag.

Tulip Oil Netherlands B.V. heeft op 11 november 2014 een aanvraag ingediend voor een winningsvergunning voor koolwaterstoffen voor een gebied genaamd Terschelling-Noord. Op 27 januari 2015 is de winningsvergunningaanvraag aangevuld.

Graag ontvang ik uw advies zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk 8 weken na dagtekening van deze brief. Indien het voor u niet mogelijk is binnen deze termijn te adviseren, of wanneer u afziet van een advies, verneem ik dit graag van u. Wellicht ten overvloede wijs ik u erop dat bijgevoegde documentatie vertrouwelijk is.

*geldt niet voor
hetgeen gepubliceerd
op deze website.*

Met vriendelijke groet,
[redacted]

[redacted]
Beleidsmedewerker directie Energiemarkt



- 14 APR. 2015 -



Terschelling-Noord

Field Development Plan

(t.b.v. aanvraag winningsvergunning)

Date: 14 February 2015

Remarks:

- De general (sub) Chapters have been translated partly or completely in Dutch.
- De meer algemene (sub) Hoofdstukken zijn soms (beperkt) in het Nederlands vertaald.

Table of Contents

General Information on Tulip Oil Netherlands B.V.....	2
Management summary	3
1 Introduction.....	7
2 Health, safety and environment.....	10
2.1 Health and safety	10
2.2 Environment.....	12
2.3 Stakeholder engagement.....	13
2.4 Permitting	14
3 Geology of the Terschelling Noord area.....	16
3.1 Geological setting.....	16
3.2 Reservoir geology.....	17
3.3 Reservoir properties	18
3.4 Field Development Concept.....	19
3.4.a Development concept	19
3.4.b Development well TEN-03 and TEN full field development	21

General Information on Tulip Oil Netherlands B.V.

Tulip Oil is an upstream (meaning: no refining or marketing) exploration and production enterprise aimed at the production of oil and gas primarily in Western Europe. The company was established in 2010 in order to develop detected - but not developed - oil and gas fields. An important factor for success is the availability of a technical highly skilled and innovative management team.

Tulip Oil is in cooperation with Barclays Natural Investment (BNRI), a division of Barclays Capital, the "investment banking" section of Barclays Bank PLC. Barclays owns 80% of the shares in Tulip Oil.

In the Netherlands Tulip Oil is holder (and operator) of the production licences Donkerbroek, Donkerbroek-West, Akkrum-11, Marknesse and of the exploration licences Terschelling-Noord, M10a/M11 and Schagen. Tulip Oil is the offshore operator of the blocks Q7 en Q10a and non-operator of the blocks F6b and P14a. EBN B.V. has on behalf of the Netherlands State a 40% interest (costs and proceeds) in these licences.

In Germany Tulip Oil is, via its Affiliate Rhein Petroleum GmbH at Heidelberg, the owner of quite a number of licences for the production of oil and gas.

The number of staff working for Tulip Oil (in the Netherlands and Germany) is currently 50.

The Application for the production licence Terschelling-Noord is filed by Tulip Oil Netherlands B.V., a fully owned subsidiary of Tulip Oil Holding B.V.

For further information see also: www.tulipoil.com

Nederlandse vertaling:

Algemene informatie met betrekking tot Tulip Oil Netherlands B.V.

Tulip Oil is een upstream (d.w.z. geen raffinage of verkoop aan de pomp) opsporings- en winningsbedrijf dat zich toelegt op olie- en gaswinning in met name West-Europa. Het bedrijf werd in juli 2010 opgericht met name met het doel om al wel ontdekte - maar nog niet ontwikkelde - olie- en gasvelden te gaan exploiteren. Een belangrijke succesfactor is het kunnen beschikken over een technisch hoog ontwikkeld en innovatief managementteam.

Tulip Oil werkt samen met Barclays Natural Investments (BNRI), een onderdeel van Barclays Capital, de "investment banking"-divisie van Barclays Bank PLC. Barclays is eigenaar van 80% van de aandelen in Tulip Oil.

Tulip Oil is in Nederland houder (en operator) van de winningsvergunningen Donkerbroek, Donkerbroek-West, Akkrum-11, Marknesse en van de opsporingsvergunning Terschelling-Noord, M10a/M11 en Schagen. Offshore is Tulip Oil operator van de blokken Q7 en Q10a en non-operator in de blokken F6b en P14a. EBN B.V. heeft namens de Staat een 40% belang (kosten en opbrengsten) in al deze vergunningen.

In Duitsland is Tulip Oil, via haar dochtermaatschappij Rhein Petroleum GmbH te Heidelberg, eigenaar van een groot aantal vergunningen voor de opsporing en winning van olie en gas.

Het aantal personen dat voor Tulip Oil (in Nederland en Duitsland) werkzaam is 50.

De aanvraag voor een winningsvergunning voor Terschelling-Noord wordt ingediend door Tulip Oil Netherlands B.V., een volle dochter van Tulip Oil Holding B.V.

Voor verdere informatie zie: www.tulipoil.com

Management summary

In 2013 Tulip Oil Netherlands BV became the operator of the Terschelling-Noord and M10a/M11 licences, in the north of the Netherlands (see Figure 1). Tulip's share in the three licences is 60% and EBN is the non-operating partner holding the remaining 40%. The former licence owner, Ascent, holds an option to back-in rights for a 10% share (post EBN) at the moment of a final investment decision. The combined licence areas contain three discoveries to date: the Terschelling-Noord Field (TEN), M10-FA and M11-FA, and one prospect (Poseidon). These add up to a resource of reserves and prospective reserves.

The described development concept in this Field Development Plan is chosen on initial evaluation/screening and is used in this FDP as an option to demonstrate an economic viable development concept. The mentioned option is still subject to further detail investigation and evaluation during the Environmental Impact Assessment (EIA) process whereby several other locations for the project will be assessed including offshore locations. The choice has been made to develop Terschelling-Noord and to leave the other discoveries for future consideration.

The volume range of the TEN Field is summarized in Table 1.

Nederlandse vertaling:

In 2013 werd Tulip operator van de vergunningen Terschelling-Noord en M10a/M11. Tulips aandeel in de vergunningen is 60%. EBN heeft een aandeel van 40%. De vorige eigenaar van de vergunningen, Ascent, heeft een recht van terugkoop (10% na aftrek van het EBN belang) op het moment dat een finale investeringsbeslissing wordt genomen. Het gebied bevat tot op heden 3 gevonden velden: Terschelling-Noord, M10-FA en M11-FA en een mogelijk voorkomen genaamd Poseidon.

Het ontwikkelingsconcept is gekozen op basis van eerste evaluatie en wordt in dit FDP gebruikt om een economisch ontwikkelingsconcept te onderbouwen. Nadere evaluatie is nog nodig gedurende het MER-proces waarin meerdere boorlocaties worden beoordeeld, zowel op land als op zee. Er is gekozen voor ontwikkeling van Terschelling-Noord en de andere vondsten eventueel later te ontwikkelen.

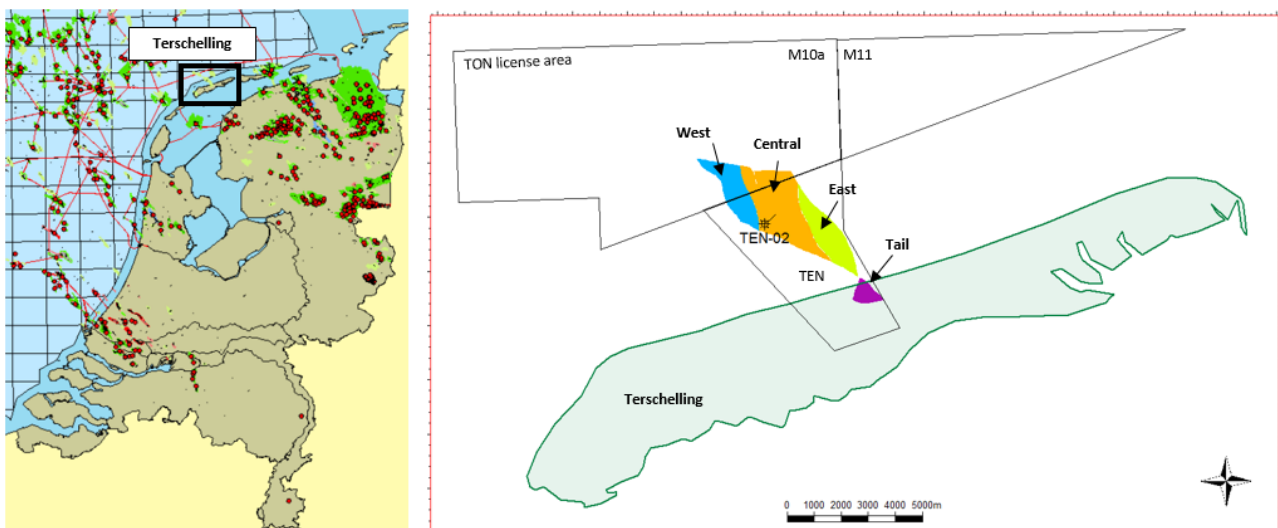


Figure 1: Left: Map of the Netherlands with location of Terschelling. Right: map of the licence area with the Terschelling-Noord field and its compartments.

The target interval is the Permian Rotliegend Slochteren formation. The Slochteren reservoir quality changes from the excellent aeolian sands of the Netherlands main land towards a shalier environment in the area of interest. Reservoir net pay permeabilities are in the range of 0.1-1 mD.

The technical and economic analysis as shown in the tables below shows that the project (TEN) is economically sound. It is therefore recommended to proceed with drilling of a first appraisal-development well, TEN-03, to be drilled into the tail block of the Terschelling-Noord Field. This well will be drilled from an onshore location and ideally will be a sub-vertical well with a horizontal section in the reservoir. The objectives of this well are:

1. to prove the presence of hydrocarbons in the tail block and produce them;
2. to prove a common gas-water contact throughout the Terschelling-Noord Field;
3. to test and optimise drilling and completion strategy in this environment;
4. to test the reservoir quality and calibrate well productivity.

Nederlandse vertaling:

Het doelvoorkomen is het Permgedeelte van de Rotliegend Slochteren formatie. De netto permeabiliteit van het reservoir ligt tussen 0,1 to 1 mD (Darcy).

De technische en economische analyse in de tabellen laat zien dat het project economisch gezond is. Op die basis wordt aanbevolen een eerste evaluatieput, TEN-03, te boren. Deze put wordt vanaf een locatie op land geboord, gedeeltelijk verticaal met een horizontaal stuk in het reservoir. Het doel van deze put is:

1. het aantonen van koolwaterstoffen en die te produceren;
2. het aantonen van een gas-water contact in het gehele veld Terschelling-Noord;
3. het testen en optimaliseren van het boren en de putafwerking;
4. het testen van de kwaliteit van het reservoir en het calibreren van de productiviteit van de put.

Table 1: Gas initially in place / Initieel aanwezig gas

Name	P90	P50	P10
Compartment	(million m3)	(million m3)	(million m3)
Tail			
East			
Central			
West			

- TEN-4 is a CO2 injector and will also be drilled in the tail block. It is required because of the currently estimated 15% CO2 content of the TEN Field. It is a similar well type to TEN-3.
- TEN-5 will target the central block of Terschelling-Noord as a medium-extended reach well.
- TEN-6 will target the western compartment of TEN Field. This is an extended reach well.
- TEN-7 will be placed in the central block again with a similar well type to TEN-5.

Nederlandse vertaling:

Na afwerking, testen en onderzoek van de put TEN-3, aannemende bevestiging van huidige inzichten, worden de volgende putten geboord in de volgende boorperiode waarin dat kan:

- TEN-4 is een put voor CO2 injectie en word ook geboord in het staartstuk; deze put is nodig omdat volgens huidige schatting het TEN veld 15% CO2 bevat. De put is vergelijkbaar met de put TEN-3.
- TEN-5 boort het centrale deel van Terschelling-Noord aan; dit is een langeafstandsbooring van gemiddelde lengte.
- TEN-6 heeft als doel het westelijke compartiment; dit is een langeafstandsbooring.
- TEN-7 wordt gezet in het centrale blok; deze boring komt overeen met TEN-5.

All wells will be planned and designed to allow for optional hydraulic stimulation treatments. It is not yet confirmed that hydraulic stimulation is an essential requirement to this development, but all wells will be designed and allow for this as a production enhancement technique.

In the presented case in this FDP, the produced gas for all the wells will be routed to an onshore treatment plant and then evacuated to the offshore NGT gas line. This will require the construction of a ~40 km pipeline to reach a suitable connection point. An indicative timing of the TEN development can be found in Table 3. Further details on development options can be found in the following chapters.

There are particularly important environmental considerations related to this development. All activities will be regulated by the strict rules of Natura-2000 because all of the onshore and some of the offshore activities are located within the protected zone. Construction and drilling will only be done during the winter season. In addition, there are two other important considerations with regard to the location of drilling and production facilities, namely the preservation of sea defenses on Terschelling and interaction with other sea and land users. Details on the stakeholder engagement, environmental impact studies and permitting can be found in later Chapters.

Nederlandse vertaling:

Alle putten worden gepland en ontworpen om hydraulische stimulatie mogelijk te maken. Het is nog niet duidelijk of hydraulische stimulatie nodig is, maar alle putten worden – ter verbetering van productie – tegen die achtergrond ontworpen.

Het geproduceerde gas (alle putten) wordt geleid naar een behandelingsinstallatie op land en vervolgens getransporteerd naar de NGT leiding. Dit noodzaakt tot een pijpleiding van ongeveer 40 km om een goed aansluitpunt te kunnen realiseren. In Tabel 4 is een indicatieve tijdslijn voor de gehele ontwikkeling opgenomen. Zie ook nadere details in de volgende hoofdstukken.

Aan de ontwikkeling zijn belangrijke milieuaspecten verbonden. Alle activiteiten worden bestreken door de strikte regels van Natura2000, omdat alle land en sommige activiteiten op zee binnen de beschermde zone plaatsvinden. Aanleg en boring vindt alleen in het winterseizoen plaats. Ook twee andere aspecten zijn van belang: bescherming van de zeewering op Terschelling en de interactie met andere gebruikers van land en zee. In de volgende hoofdstukken wordt nadere aandacht besteed aan omgang met belangengroeperingen, milieustudies en vergunningsaspecten.

Table 1: Expected timing of the of the base case development

Winter season only:	Q4-2015	Q4-2016	Q1-2017
wells	TEN-3	TEN-5+4	TEN-6+7
facilities		Onshore Facility	
pipelines		Export Pipeline to NGT	

1 Introduction

In 2013 Tulip Oil Netherlands BV became the operator of the TEN and M10a/M11 licences. They contain three sizeable discoveries: Terschelling-Noord (TEN), M10-FA and M11-FA. These discoveries were made in 1993, 1982 and 1977, respectively. Tulip Oil is proposing development of the Terschelling-Noord Field.

The main reservoir in the Terschelling Noord Field is the Rotliegend Slochteren formation. The Slochteren reservoir quality changes from the excellent aeolian sands of the Netherlands main land towards a shalier environment in the area of interest. A key element of development of the poorer quality Slochteren formation in this area is the requirement of long horizontal wellbores and optional hydraulic stimulations. In addition, the presence of non-hydrocarbon gases N₂ (up to 10%) and CO₂ (up to 15%) add to the complexity of the development of these resources.

Modern drilling, stimulation and processing techniques will allow an economic development of these resources, and Tulip is proposing and onshore development of the Terschelling-Noord Field.

Nederlandse vertaling:

In 2013 werd Tulip operator van de TEN en M10a/M11 vergunningen. Deze omvatten drie aanzienlijke vondsten: Terschelling-Noord (TEN), M10-FA and M11-FA, gedaan in onderscheidenlijk 1993, 1982 en 1977. Tulip wil het veld Terschelling-Noord gaan ontwikkelen.

Het belangrijkste reservoir in het Terschelling-Noord veld is de Rotliegend Slochteren formatie, waarvan de kwaliteit varieert en er delen in zitten van mindere kwaliteit. Een belangrijk element voor de ontwikkeling van het gasveld is het vereiste van lange horizontale puttrajecten en optimale hydraulische stimulatie. De complexiteit wordt ook mede bepaald door aanwezigheid van stikstof (tot 10%) en CO₂ (tot 15%).

Moderne boor- stimulatie- en behandelingstechnieken maken een economische ontwikkeling van het Terschelling-Noord veld niettemin mogelijk.

Table 2: Resources in the license block

Field/Prospect	Resource Classification	Gross Gas Recovery (million m3)			Thousand BOE		
		Low	Mid	High	Low	Mid	High
TEN-Central	Reserves						
TEN-East	Reserves						
TEN-West	Reserves						
TEN-Tail	Prospective						

In this FDP the technical and financial viability of an onshore project (drilling and gas treatment) is assessed. During the EIA more options will be assessed. These options are in short:

- Drilling and gas treatment at sea. Drilling and gas treatment will be done on a platform 3 km offshore above the gas field. The platform will stay there for approximately 23 years. The treated gas will be transported through a long pipeline to a side tap in the NGT-pipeline.
- Subsea wells and treatment further at sea. The wells will be drilled from a temporary platform directly above the gas field. The wells will be completed at the bottom of the sea. The wells will be connected to a pipeline bringing the untreated gas towards a platform further at sea for treatment there. This platform will be located either about 10 km offshore near the NGT-pipeline or further, 20 or 30 km, offshore. The treated gas will then be transported through a pipeline to a side tap of the NGT-pipeline.
- Subsea wells and treatment onshore. Completed subsea wells will be connected with pipelines to an onshore gas treatment location on the Island of Terschelling. After treatment the gas will be transported through a long pipeline to a side tap in the NGT-pipeline.
- Drilling and gas treatment onshore. Drilling and gas treatment will be done on a location on the Island of Terschelling. A number of favourable locations will be assessed during the EIA. After treatment the gas will be transported through a long pipeline to a side tap in the NGT-pipeline.

In the Attachment to this FDP above-mentioned options are explained in more detail: The different pipeline routes to the NGT-pipeline

- The different transportation routes for equipment, material and disposal of waste
- The different technical alternatives
- The assessment methodology and the assessment criteria. Due to the presence of Nature2000 protection areas an Appropriate Assessment is part of the EIA procedure
- The required procedures and decisions
- The proposed dialogue with the stakeholders.

With respect to the location of the drilling and gas treatment site onshore, the Attachment indicates that the choice of the possible drilling locations is limited by the technical possibilities of drilling. The maximum length of horizontal drilling is about 7 km. The Attachment presents the part of Terschelling from where the whole gas field can be reached. However, most of the area from where drilling is possible to the whole gas field, is Nature2000 protection area. It is explained that the largest part of these Nature2000 areas contain ecological values of high importance and are therefore off limits for a drilling location.

Nederlandse vertaling:

In dit FDP wordt de technische en financiële haalbaarheid van een project (boren en gasbehandeling) op Terschelling beschreven. In het MER worden ook andere opties onderzocht. Deze opties zijn in het kort:

- Boren en gasbehandeling volledig op zee. Boren en gasbehandeling wordt uitgevoerd op een platform 3 km uit de kust van Terschelling recht boven het gasveld. Het platform zal daar ongeveer 23 jaar blijven. Het behandelde gas wordt met een lange pijpleiding naar een zijtap van de NGT-pijpleiding getransporteerd.
- Onderwater putten met gasbehandeling verder op zee. De putten worden geboord vanaf een tijdelijk platform recht boven het gasveld. De putten worden beschermd met kooiconstructies die op de zeebodem staan dan wel verankerd zijn. De putten worden verbonden met een transportleiding die het onbehandelde gas naar een platform brengt voor behandeling. Dit platform wordt geplaatst vlakbij de NGT leiding op 10 km uit de kust of verderop, 20 of 30 km uit de kust. Het behandelde gas wordt getransporteerd via een pijpleiding naar een zijtap van de NGT-leiding.
- Onderwater putten en gasbehandeling op land. De met kooien beschermde onderwater putten worden via pijpleidingen verbonden met een gasbehandelingsinstallatie op het eiland Terschelling. Na de gasbehandeling wordt het gas getransporteerd via een lange pijpleiding naar een zijtap van de NGT-pijpleiding.
- Boren en gasbehandeling op land. Het boren en de gasbehandeling wordt op Terschelling bij elkaar op 1 locatie uitgevoerd. Een aantal gunstige locaties wordt meegenomen in het MER. Na de gasbehandeling wordt het gas getransporteerd via een lange leiding naar een zijtap van de NGT-leiding.

In de bijlage zijn bovengenoemde opties in meer detail uitgelegd. De verschillende varianten van de pijpleiding routes van de gasbehandelingsinstallatie naar een zijtap van de NGT-pijpleiding.

- De verschillende varianten van transportroutes voor het benodigde materieel, materiaal en de afvoer van afvalstoffen.
- De verschillende technische varianten.
- De beoordelingsmethode en de beoordelingscriteria. Doordat de boor- en productielocatie in alle opties in of in de nabijheid is van beschermde Natura2000gebieden liggen is ook de opstelling van een Passende Beoordeling onderdeel van de MER-procedure.
- De benodigde procedures en besluiten.
- Het voorgestelde dialoogproces met belanghebbenden.

Met betrekking tot de locatie van de boor- en gasbehandelingslocatie op land geeft de bijlage nog aanvullende informatie. In de bijlage wordt aangegeven dat de technisch maximale lengte van een horizontale boring ongeveer 7 km is. Aan de hand van dit criterium is het gebied aangegeven van waaruit het gehele gasveld nog kan worden aangeboord; het laat ook zien dat dit op het eiland voor het grootste deel Natura2000gebieden betreft. Dat deel bevat ecologische waarden die heel belangrijk zijn; waar dit het geval is, zal geen boor- en/of productielocatie worden gezocht.

2 Health, safety and environment

2.1 Health and safety

Tulip Oil's HSE Management System and Tulip Oil Life-Saving Rules apply (see Figure 2).

All employees, contractors or sub-contractors who are working for Tulip Oil have the duty and obligation to:

1. Pursue the goal of no harm to people
2. Protect the environment
3. Use material and energy efficiently
4. Respect our neighbours and contribute to the societies in which Tulip Oil operates
5. Promote a culture in which all working for Tulip Oil share this commitment.

In order to fulfil this duty and obligation, the following policy is in place:

- Tulip Oil, contractor and sub-contractor companies have a systematic and proactive approach to HSE & SP management, designed to ensure compliance with the law and to achieve continuous performance improvement.
- Tulip Oil, contractor and sub-contractor companies set targets for improvement and measures, appraise and report on performance.
- Contractor and sub-contractor companies are required to manage HSE & SP in line with the Tulip Oil HSE policy.
- Everyone working for Tulip Oil is required to stop work if an unsafe situation occurs and inform the responsible supervisor.

Safety and quality leadership

The behaviour of the people involved in the development project will be the most important tool to guarantee safety and quality of the work. In the case somebody identifies any issue, feels any concern regarding safety or quality of the work, or does not feel comfortable with technical and economic decisions, he or she has the right to speak up and make the situation open for discussion. This applies to the wide perspective of the development plan and is called safety and quality leadership.

HSE related to the proposed drilling activities will be described and managed via the drilling program. HSE related to the facilities and operations will be part of the engineering and execution activities.



Work with a valid Work Permit when required



Conduct gas tests when required



Do not walk under a suspended load



Do not smoke outside designated smoking areas



Verify isolation before work begins and use the specified life protecting equipment



Obtain authorisation before entering a confined space



No alcohol or drugs while working or driving



While driving, do not use your phone and do not exceed speed limits



Obtain authorisation before overriding or disabling safety critical equipment



Protect yourself against a fall when working at height



Wear your seat belt



Follow prescribed Journey Management Plan

Failure to follow the Life Saving Rules will result in corrective actions.

The Life-Saving Rules

Figure 2: Tulip Oil Life-Saving Rules

2.2 Environment

The key environmental consideration regarding the onshore development activities in the Terschelling-Noord area is their proximity to the Terschelling Island coast and in particular the dune area along the coast. The Waddenzee, the Islands, and a coastal zone are classified as nature preservation area, Natura2000. All development activities will obviously be subject to strict regulations. Work will be carried out in accordance with binding mining and nature protection legislation which will govern and control operational activities and discharges to air and water. In addition and of particular significance, all activities on- and offshore will be in compliance with international regulations.

In the northern part of The Netherlands, gas is currently being produced from several fields in and around the Waddenzee. An overview of oil and gas production sites and pipelines in the North of the Netherlands is shown in Figure 3.

The Terschelling-Noord fields are located mainly below the North Sea coastal zone Nature2000 protection area. Apart from the Natura2000, there are two other important considerations with regard to the locating of (temporary) drilling and production facilities, namely the preservation of sea defenses on Terschelling Island and interaction with other (sea and land) users.

The extraction of hydrocarbons can result in soil subsidence, an important issue in the Netherlands coastal defense in general, and the low lying Terschelling Island in particular. Detailed Environmental Impact studies of all activities including those potentially resulting in subsidence associated with development and production are coordinated by Royal HaskoningDHV. RHDHV is an independent and international consultancy firm. All EIA studies will be conducted prior to any activities in the area. Adequate monitoring will be implemented to ensure this topic is given due attention.

Nederlandse vertaling:

Het belangrijkste milieuaspect m.b.t. de activiteiten op land is de nabijheid tot de kust van Terschelling en meer in het bijzonder het duingebied langs de kust. De Waddenzee, de eilanden en de kustzone zijn beschermd natuurgebied (Natura2000). Het werk wordt uitgevoerd in overeenstemming met wetgeving op mijnrechtelijk en natuurbeschermingsgebied, inclusief emissies naar lucht en water. Van groot belang is ook dat alle activiteiten, op zee en op land, ook worden uitgevoerd in overeenstemming met internationale normen. In het noorden van het land wordt op dit moment gas geproduceerd uit verschillende velden die in of rond de Waddenzee liggen. In tabel 3 is een overzicht van de gasproductielocaties en pijpleidingen in het noordelijk deel van Nederland opgenomen.

Het Terschelling-Noord veld ligt in hoofdzaak in de Noorzeekustzone, Afgezien van Natura2000 zijn voor de (tijdelijke) boring en productielocaties ook van belang de bescherming van de zeewering en de interactie met andere gebruikers van land en zee.

De winning van koolwaterstoffen kan resulteren in bodemdaling, een belangrijke zaak voor de zeewering en meer in het bijzonder voor het laag liggende Terschelling. Gedetailleerde milieustudies m.b.t alle activiteiten, met inbegrip van die, die mogelijk resulteren in bodemdaling ten gevolge van winning worden door RHDHV gecoördineerd. RHDHV is een onafhankelijke, internationale adviesorganisatie. Alle milieueffect studies worden verricht voordat in het gebied activiteiten worden ondernomen. Ook wordt voorzien in adequaat monitoring.

Voor meer detail wordt verwezen naar de bijlage bij dit FDP.

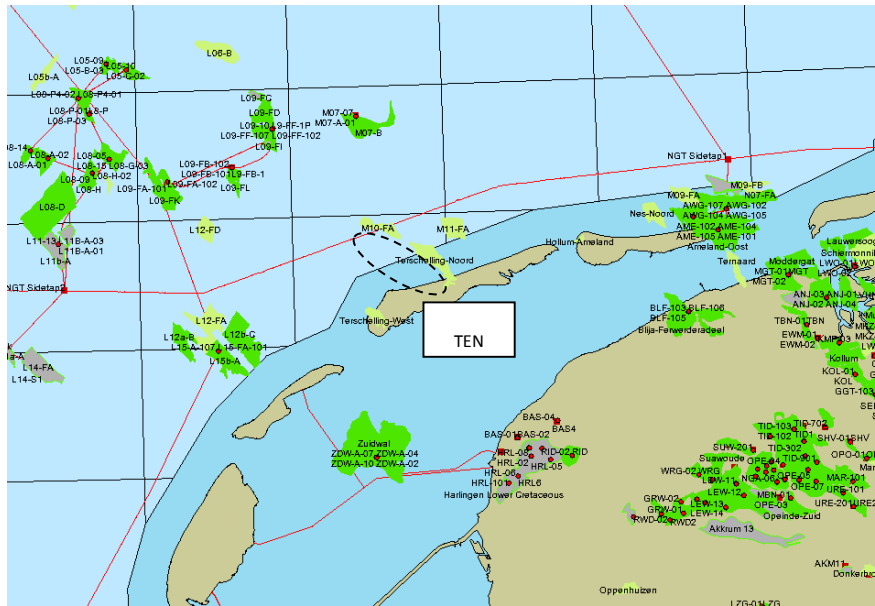
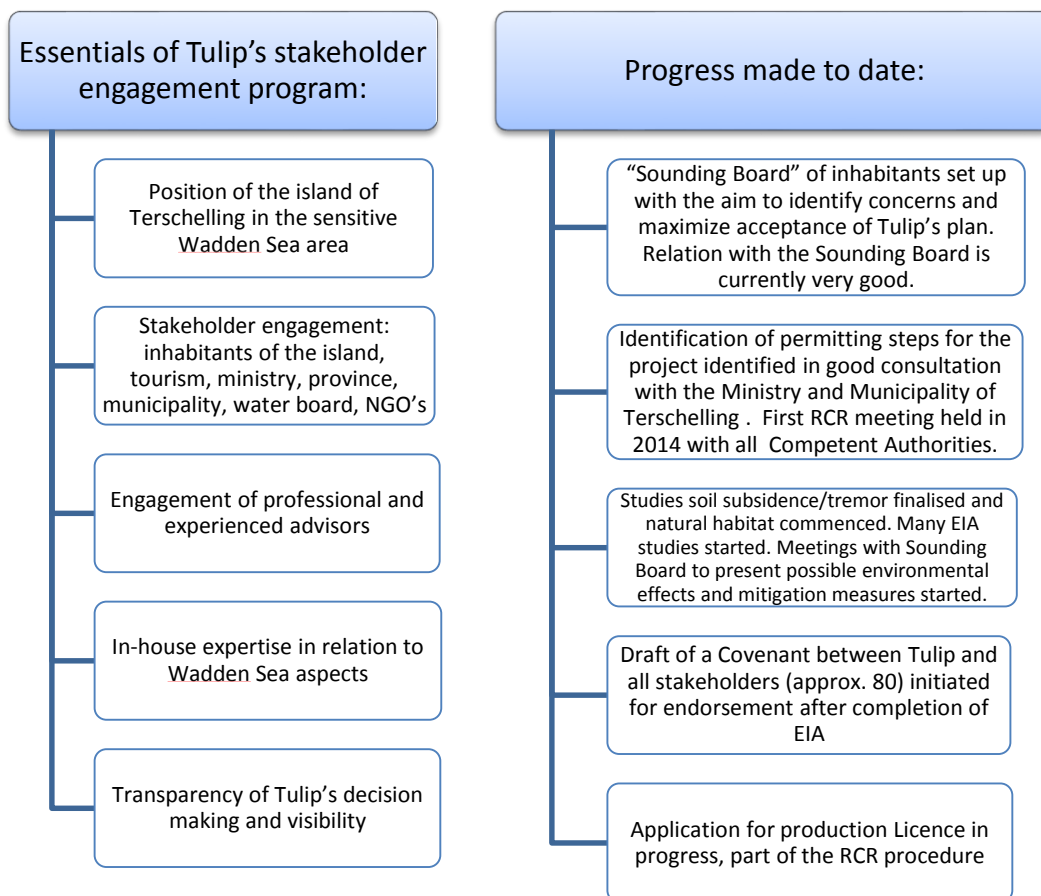


Figure 3: Gas exploitation sites and pipelines in and near the Waddenzee.

2.3 Stakeholder engagement





2.4 Permitting

An extensive permitting process will be followed including an Environmental Impact Assessment. This EIA will be started with an initiation note indicating the high level plans of Tulip Oil to develop the Terschelling-Noord Field. In order to manage this effectively, stakeholder engagement is key to the success of this process in addition to a comprehensive but high quality EIA. For this reason Tulip Oil has contracted IMSA who has an excellent track record in stakeholder engagement and held multiple meetings with government bodies and NGO's to explain the project and gauge stakeholder views. A “Sounding Board” of inhabitants was set up with the aim to identify concerns and include local input in Tulip's plans.

Critical for early drilling in the 2015/2016 winter season and first production in the 2017 winter season is the possibility to take an investment decision by Tulip Oil, which will be very much driven by the EIA and other permits.

A high level development schedule indicates an early production in Q2-2017, provided that the permitting process, which is on the critical path, will be successful and will meet the target date of FID. Early engineering is required to meet the first production date for well site design, well- and facility design as well as additional permitting for drilling and facilities.

Prior to consents and approvals, an appropriate period of consultation with all key stakeholders will be honored.

Nederlandse vertaling:

Het vergunningentraject (inclusief Milieu Effect Rapportage, MER) is van aanzienlijke omvang. Het MER wordt voorafgegaan door een Startnotitie waarin op abstract niveau de plannen van Tulip Oil m.b.t. Terschelling-Noord aan de orde komen. Het betrekken van belanghebbenden in dit proces, naast het kunnen zorgen voor een gedegen MER, is essentieel voor het kunnen doorzetten van dat proces. Tegen deze achtergrond is IMSA, dat een zeer goede reputatie heeft op het gebied van “stakeholder engagement” door Tulip Oil aangetrokken, en er zijn al veel besprekingen gehouden met overheidsorganisaties en NGO’s om het project toe te lichten en daarop reacties te krijgen. Inmiddels is ook een “Klankbordgroep” opgezet om zorgen te kunnen waarnemen en lokale inbreng in de plannen van Tulip te verzekeren.

Voor het boren van een eerste put in de winter van 2016/2017 en eerste productie in het tweede kwartaal van 2017 is het kunnen nemen van een investeringsbeslissing, die met name zal moeten worden gedragen door het MER en andere vergunningen, essentieel.

Voordat de toestemmingen en vergunningen worden aangevraagd wordt een passende periode voor overleg met alle belanghebbenden ingezet.

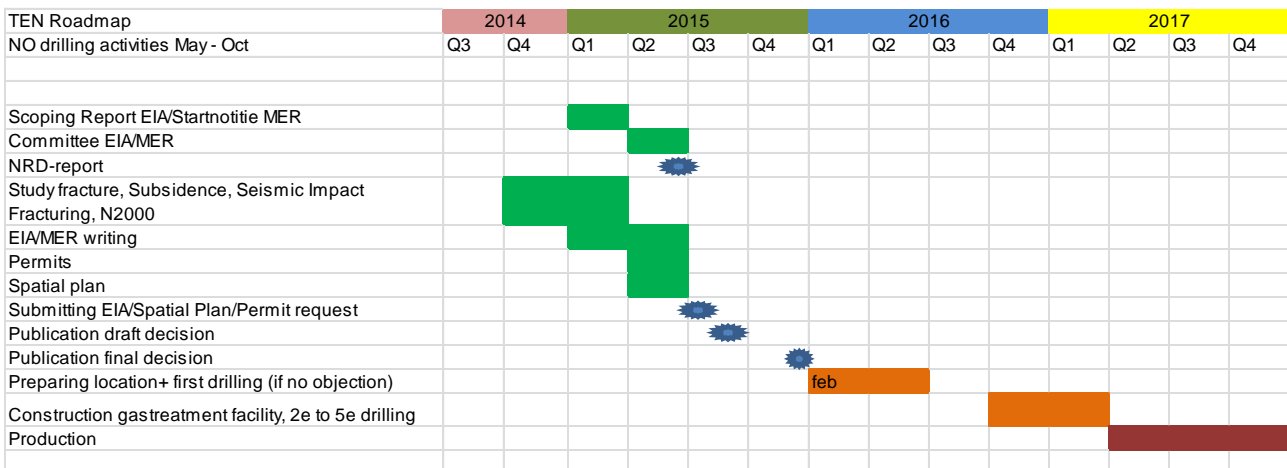


Figure 4: Development Roadmap 2014-2017

3 Geology of the Terschelling Noord area

3.1 Geological setting

The Terschelling-Noord license is located on the edge of the North Netherlands High and the Vlieland Basin. The target interval is the Permian Rotliegend Slochteren formation. This is overlain by thick sealing Ten Boer Clays and Zechstein Anhydrites and Salt, which is the main top seal. The North Netherlands High has been a relatively stable block since the Mid Triassic times and therefore limited Upper Triassic, Jurassic and Lower Cretaceous sediments are preserved below the Base Cretaceous Unconformity in the area. A thick Cretaceous Chalk section is well preserved followed by stable North Sea sedimentation.

Structurally the area is dominated by two distinct fault trends that dissect the Rotliegend in the region into rhomb-shaped highs and lows. There is no major evidence of basin inversion affecting the area and faulting in the overburden section is very limited. Zechstein salt tectonics have been active until Tertiary times; salt thickness variations are included in the velocity models. The area is well positioned to receive hydrocarbon charge from underlying Carboniferous sediments from a large catchment area to the West and North.

The Stratigraphy for the area is shown in Figure 5 with an example seismic line from the region. The key elements from this stratigraphic column are those that make up the effective and proven Petroleum System for the region and can be seen in the lower part of the picture:

- Source Rock: Carboniferous coals and shales (Limburg Group, grey)
- Reservoir: Upper Rotliegend Slochteren Sandstone (light brown)
- Seals: Upper Rotliegend Ten Boer Claystone and thin evaporates, Permian Zechstein evaporites, and the Triassic Lower Bunter Shale.

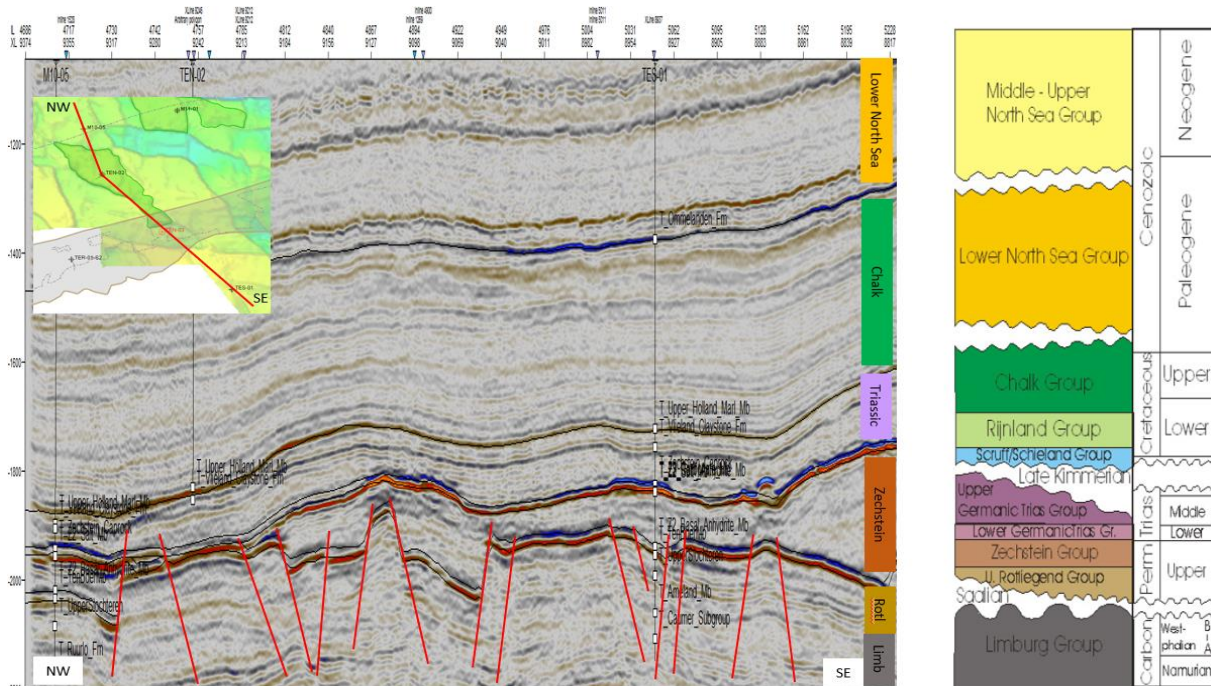


Figure 5: Left: Main seismic stratigraphic units and interpreted reflectors of the area of interest. NW-SE line. Right: Regional stratigraphic column. See text for details.

In addition to the above elements, the timing of trap formation, generation and migration of hydrocarbons is also a key factor. With proven gas in the reservoir section of the TEN-2, this has been shown to be a working play in these fields. However the Zechstein salt seal is relatively thin over the area, which poses a risk to the

top seal. The Poseidon prospect as well as the TEN tail block therefore carries a top seal risk to be quantified by further studies.

3.2 Reservoir geology

The gas bearing reservoir in the Terschelling-Noord discovery is the Upper Slochteren sandstone of the Permian Rotliegend Group. This is the proven producing reservoir in the nearby discoveries and producing fields of L12 and L15 to the west and Ameland complex to the east. As such the general reservoir geology is well known and understood.

The key wells with data in the larger Terschelling area are shown on the base map below in Table 3. The log sets for these wells are of variable quality and completeness. Some of these wells were drilled in the 1960's-70's. The majority of the wells had core taken. This dataset allows a detailed sedimentological study and petrophysical analysis which was carried out by Geneva Petroleum Consultants International (GPCI) in 2014.

Table 3: Key wells with data in the larger Terschelling area

Well	Year	Operator	Result	Log set	Core
TEN-01	1992	NAM	Dry	Complete	yes
TEN-02	1992	NAM	Gas	Complete	yes
TER-01-S2	1963	NAM	Dry	Very poor	yes
TEW-01-S5	1989	NAM	Gas	Mediocre	no
TES-01	1963	Mobil	Dry	Very Poor	yes
M10-1	1977	Pennzoil	Gas	Poor	yes
M10-2	1981	NAM	Dry	Mediocre	yes
M10-3	1986	Placid	Dry	Complete	no
M10-4	1988	Placid	Dry	Complete	yes
M10-5	2000	NAM	Dry	Complete	no
M11-1	1982	NAM	Gas	Mediocre	yes

Overall the Upper Slochteren sandstones are a mixture of lake-margin sabkha, fluvial sheetfloods and aeolian facies, as shown in Figure 6. Reservoir quality is largely controlled by depositional facies and the better reservoirs are generally located in the Aeolian and fluvial sediments. The overall reservoir quality improves to the south and west in the licence area. A detailed sedimentological study, ref figure 6 has led to a good geological understanding, which is the basis for the detailed 3D reservoir models. The models are populated with representative zonation, facies and petrophysical properties derived from log and core data. The models are used for volumetric assessment and forecasting of production profiles.

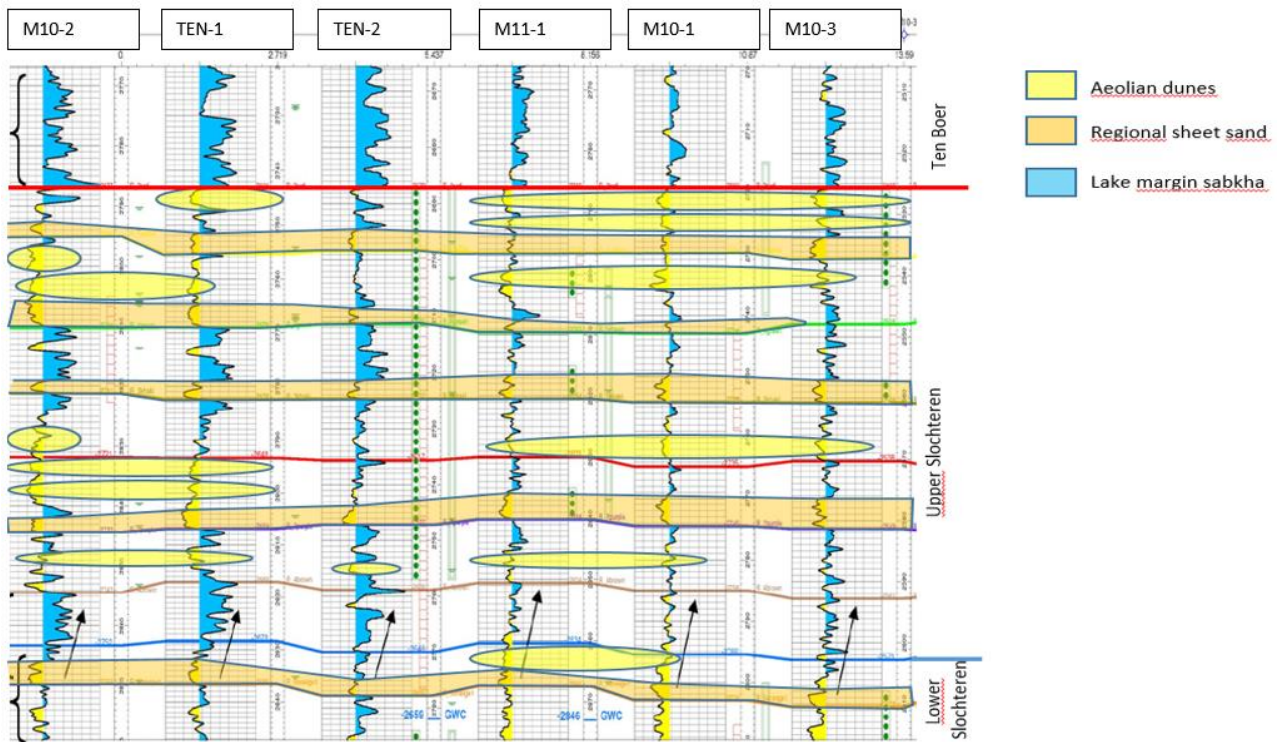


Figure 6: Regional well correlation panel of the Slochteren Formation, indicating the presence of aeolian dunes facies which have the best reservoir characteristics, regional sheet floods, that form additional good target reservoir, and shales that form local seals.

3.3 Reservoir properties

Core was taken in all three key wells. The most extensive core was taken in TEN-02. Conventional core analysis was done and the resulting porosity-permeability measurements are shown in Figure 7. Turner (cf reference at the end) has demonstrated, by extensive core and sedimentological analysis, that there is a clear facies dependency of the rock quality, but that a single logarithmic relationship links the core porosity to the core permeability. As a result, no separate trends were implemented in the reservoir models and a simple porosity-permeability relationship was used to represent the properties in the different facies.

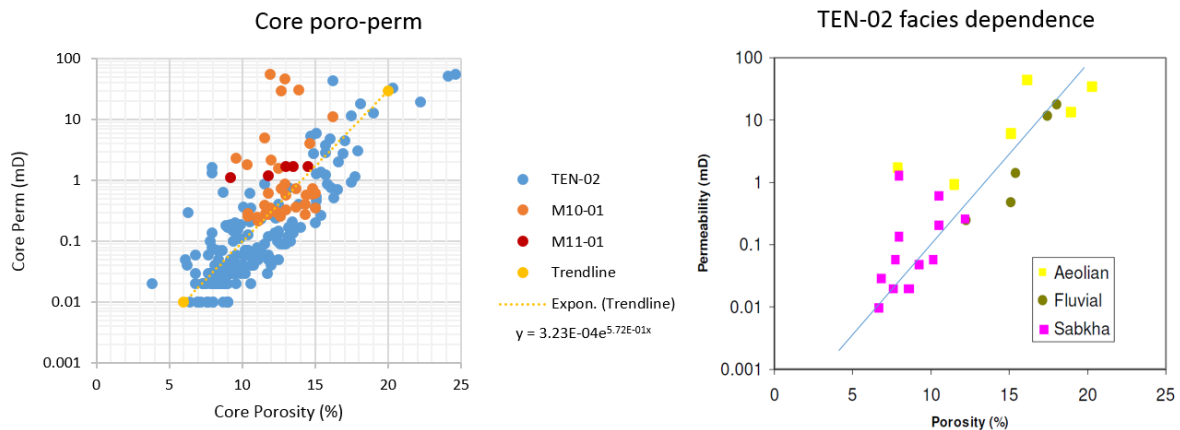


Figure 7: Core porosity and permeability from the well TEN-02, and nearby wells M10-01 and M11-01. Right: facies-dependence of the reservoir properties.

3.4 Field Development Concept

3.4.a Development concept

The described development concept is chosen on initial evaluation/screening and is used in this FDP as an option to demonstrate an economic viable development concept. The mentioned options are still subject to further detail investigation and evaluation during the MER process.

The TEN field will be developed with 5 wells in the mid case scenario. All 5 wells will be drilled from onshore and 3 out of them are extended reach. Due to the relatively high CO₂ content 1 injector well is included in the development. There is no difference between the high and mid case in terms of the number of wells. The low case includes 4 wells only.

The field consists of 4 blocks: tail, east, central and west. The first well will be drilled into the southern-most block of the Terschelling-Noord Field referred to as the 'tail' block. It is situated under the northern shoreline of the island and will have a roughly 400 m horizontal interval in the reservoir. A similar well will be drilled in the tail for the purpose of CO₂ injection. Then an extended reach well will be drilled to the central block some 4 km offshore, followed by another to the west and a final well to the central block again. These 3 wells will have a horizontal reservoir section of ~1 km.

CO₂ separation and gas treatment will also take place onshore. Gas will be treated to NGT spec (Water dew pointing and free condensate separation), while CO₂ content will be reduced to 3% max. CO₂ will be re-injected in the tail block after some initial production and pressure depletion. The option of burning the gas rich CO₂ (>10% of the CO₂ stream) to generate power for the facilities and the island will be considered.

Nederlandse vertaling:

Het beschreven ontwikkelingsconcept is gekozen op basis van initiële evaluatie en wordt in dit FDP gebruikt om een economisch verantwoord ontwikkelingsplan te onderbouwen. De genoemde opties kunnen nog worden aangepast op basis van detailstudies en verdere evaluatie gedurende het MER proces.

Het TEN veld wordt ontwikkeld door middel van 5 putten. Alle putten worden vanaf land geboord, 3 daarvan door middel van langeafstandsboringen. Ten gevolge van het hoge niveau aan CO₂ is in de ontwikkeling 1 injectieput opgenomen.

Het veld bestaat uit 4 blokken: staart, oost, centraal en west. De eerste put wordt geboord in het zuidelijke deel van het Terschelling-Noord veld ("het "staartblok), dat onder de noordelijke kustlijn ligt; een soortgelijke put wordt in het staartblok geboord met als doel de injectie van CO₂. Vervolgens wordt een langeafstandsboring naar het centrale blok (4 km in zee) gedaan, daarna naar het westelijk blok en de laatste naar het centrale blok.

CO₂ verwijdering en gasbehandeling vinden ook op land plaats. Het gas wordt op NGT specificatie gebracht; de hoeveelheid CO₂ wordt teruggebracht tot maximaal 3%. Het CO₂ wordt in het staartstuk geïnjecteerd na start van productie en drukverlaging in het blok. Het alternatief van verbranding van het CO₂ rijke gas ten behoeve van de productiefaciliteiten en het eiland wordt nader onderzocht.

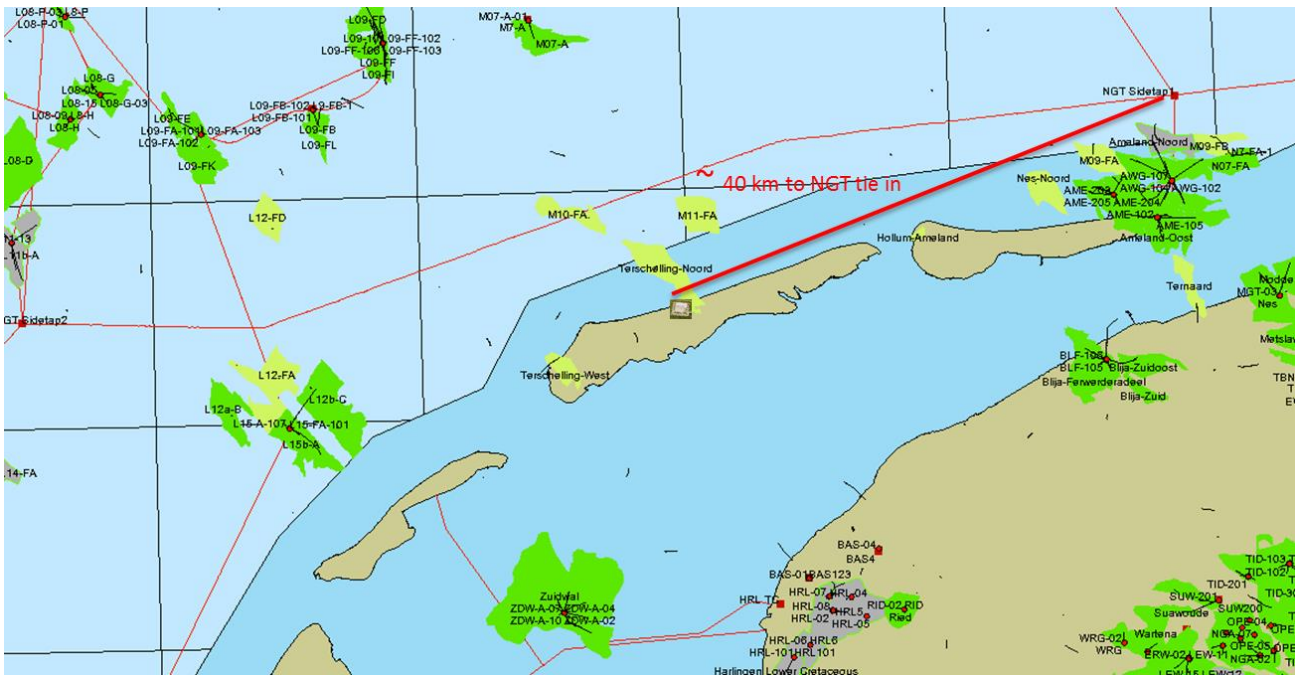


Figure 8: TEN development overview

Gas will be exported via an offshore line to the NGT pipeline. The structure of NGT tariff (per km transported) is such that the tariff at the furthest point will also be reduced. NGT offers the service of laying lines and connecting to their pipeline, with the possibility of including the cost in the long term tariff.

The nearest point for a tap-in to the NGT is located some 7 km offshore. Initial study highlights that taking a longer route of 40 km to the nearest existing tie in point on the NGT is likely to be cheaper than a hot tap over M10-FA (estimated at 35 mln \$). An 8" pipeline will be drilled under the dunes (HDD) with a total 2 km of drilling up to the offshore connection point offshore. A flat barge will lay the pipeline on a reel 40 km further. The line will be built in carbon steel.

Alternative export scenarios by making use of an existing Gasunie pipeline (6 inch diameter, 40 barg design pressure) between the island and shore did not prove suitable. The flow would be limited to 400- 200k Nm³/d. Additional infrastructure would be required from shore landing point to Harlingen, closest tie-in point of Gasunie and more importantly Tulip Oil needs to provide "Groningen" quality gas to the island, meaning bringing the Wobbe Index into a certain range and ensure a very high availability. In addition to guarantee security of supply, it would either require bi-directional flow (requiring a high outlet pressure in the pipeline and reducing the flow by ca 50%) or a gas storage facility. Additional CAPEX is in the order of € 15 million, excluding storage. Also alternatives to cross the Waddenzee were considered however not seen as realistic.

Nederlandse vertaling:

Het gas wordt naar de NGT-leiding afgevoerd via een nieuwe offshore pijpleiding.

Het meest nabije punt voor aansluiting op de NGT- leiding ligt ongeveer op 7 km afstand van Terschelling. Een eerste studie laat zien dat het kiezen voor een langere route (40 km) naar het dichtstbijzijnde aansluitpunt op het NGT systeem waarschijnlijk goedkoper is dan een "hottap" (het maken van een aansluiting terwijl gas in de NGT pijpleiding aanwezig is), waarvan de kosten zijn geraamd op 35 mln \$. Een pijpleiding van 8 inch dikte, lengte 2 km, wordt onder de duinen via een gestuurde boring aangebracht, om op zee aangesloten te worden op het aansluitpunt van de leiding naar de NGT.

De alternatieven van gebruik van een bestaande Gasunieleiding (tussen Terschelling en de Friese kust) en om een nieuwe pijpleiding door de Waddenzee te leggen zijn niet realistisch gebleken.

3.4.b Development well TEN-03 and TEN full field development

Phase A of the development plan encompasses a first development well in the tail block of the TEN Field: TEN-03. This well will be a vertical well with a ~400 m horizontal section in the Slochteren reservoir. It will be drilled from the Island into the tail block of the Terschelling-Noord Field.

The objectives of this well are:

- to calibrate productivity of the well
- to prove the presence of hydrocarbons in the tail block
- to prove a common gas-water contact throughout the Terschelling-Noord Field
- to test and optimise drilling and completion strategy in this environment
- to test the reservoir quality and well productivity
- to investigate the hydraulic stimulation results
- to produce hydrocarbons during the production phase.

BIJLAGE BIJ AANVRAAG WINNINGSVERGUNNING



Gaswinning Terschelling-Noord



INHOUDSOPGAVE

		Blz.
1	INLEIDING	
1.1	Aanleiding	1
2	PROJECT OP HOOFDLIJNEN	2
2.1	Voorgenomen activiteit	2
2.2	Aanlegfase	4
2.3	Productiefase	6
2.4	Afsluiting	7
2.5	Optimalisatie	7
3	BESLUITEN	
3.1	Te nemen besluiten	9
4	BREDE DIALOOG	
4.1	Doelen	10
4.2	Vooroverleg	11
4.5	Convenant	11

1 INLEIDING

1. Aanleiding

In de transitie van een op fossiele brandstoffen gebaseerde energievoorziening naar een energievoorziening met duurzame energiebronnen vervult aardgas, als relatief schone en flexibele energiebron, een belangrijke rol. Daarom wil het Rijk de binnenlandse gasproductie de komende jaren op peil houden en dringt aan op de productie van gas uit de kleine velden op land en onder de Noordzee om het Groningenveld te ontzien. Dit beleid is door het Rijk vastgelegd in het zogeheten 'kleineveldenbeleid'. Het gasveld Terschelling-Noord is te kenmerken als 'klein veld'; de winning van aardgas uit het gasveld Terschelling-Noord past binnen dit beleid. De ontwikkeling ervan draagt bij aan de voorzieningszekerheid van aardgas in Nederland en aan de Nederlandse economie.

2 PROJECT OP HOOFDLIJNEN

In dit hoofdstuk zijn de doelen en de planning van het project (paragraaf 2.1) en de activiteiten tijdens aanlegfase, productiefase en afsluiting (paragraaf 2.2, 2.3 en 2.4) beschreven.

2.1 Voorgenomen activiteit

De voorgenomen activiteit is gaswinning uit het gasveld Terschelling-Noord. De voorgenomen activiteit bestaat uit 3 fasen: aanlegfase, productiefase en afsluiting. Uitgangspunt is dat het project op een veilige en milieutechnisch verantwoorde wijze wordt gerealiseerd door implementatie van de gebruikelijke en waar mogelijk nieuwste inzichten voor een veilige en milieuverantwoorde gaswinning. Randvoorwaarden hiervoor worden onder meer gesteld in het geïntegreerd managementsysteem voor veiligheid, gezondheid, welzijn en milieu.

Locatie

Het gasveld Terschelling-Noord bevindt zich in gesteentelagen die behoren tot de Slochteren Formatie, onderdeel van de Boven Rotliegend Groep. Deze gesteenten komen in heel Nederland voor en liggen in het Terschelling-Noord veld op een diepte van 2200-2600 meter onder het aardoppervlak. De Slochteren Formatie bestaat uit een zowel verticale als horizontale afwisseling van zand- en kleisteen pakketten die zo'n 260 tot 265 miljoen jaar geleden werden afgezet toen hier een warm woestijnklimaat heerste. De karakteristieken van het veld zijn weergegeven in Tabel 1.

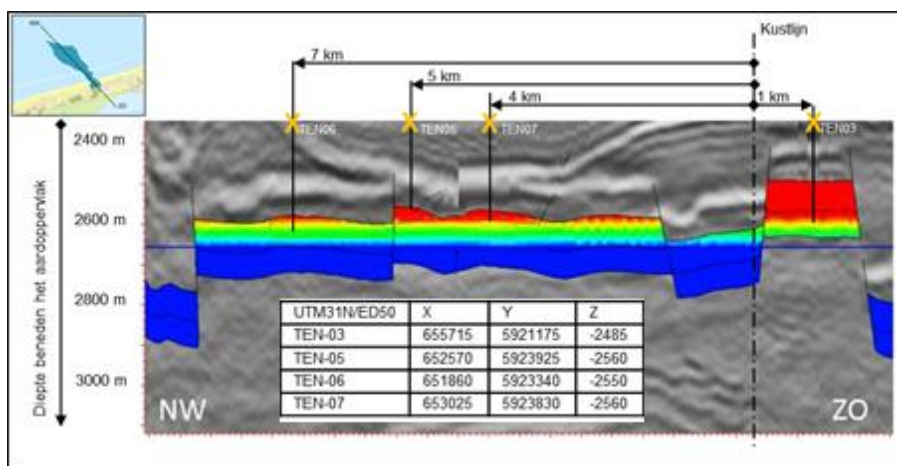
Tabel 1: Karakteristieken gasveld (bron: N-log)

VELD	TERSCHELLING-NOORD
Diepte (m)	2200-2600
Oppervlakte veld (km ²)	12,5
Geschat winbaar gasvolume (Sm ³)	2-5 miljard
Ontdekt (jaar)	1993

Er moeten putten worden geboord waarmee het aardgas uit de diepe ondergrond naar boven kan worden gehaald. Een put bestaat uit een serie buizen die in elkaar steken en naar beneden toe steeds smaller worden. Het onderste buisgedeelte dat in het gasveld steekt, is geperforeerd zodat het gas de put in kan stromen. Door de hoge druk in de diepe ondergrond stroomt het gas via de put vanzelf naar het aardoppervlak.

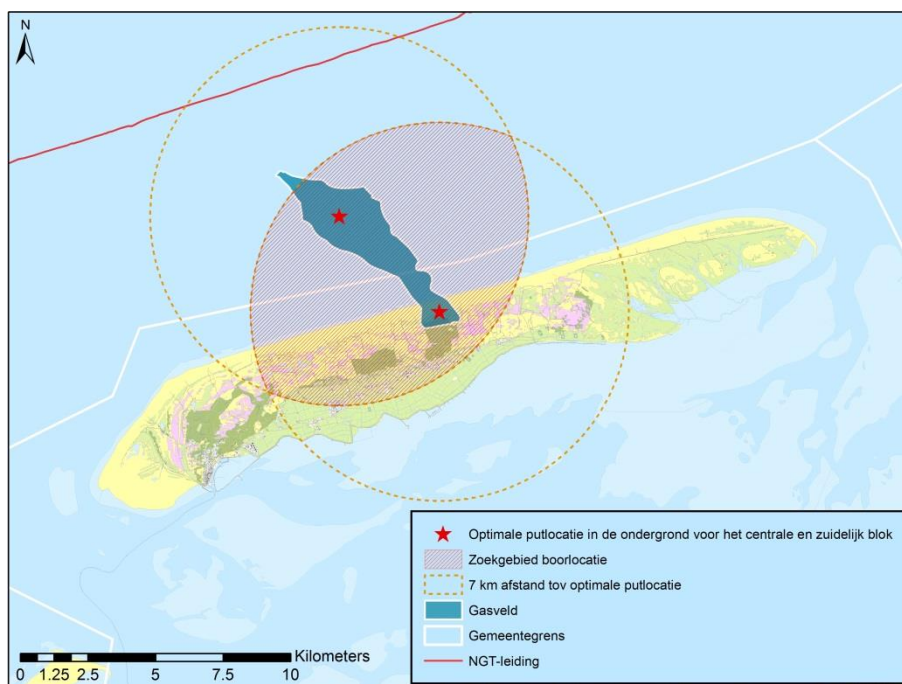
Het Terschelling-Noord veld bestaat uit drie blokken die in de oudheid met elkaar verbonden zijn geweest, maar nu door bijna ondoorlatende breuken van elkaar zijn gescheiden (Figuur 1). Het aardgas kan niet van het ene naar het andere blok stromen. Om al het aardgas uit het veld te winnen, moeten de blokken daarom afzonderlijk worden aangeboord. Het zuidelijke blok ligt onder Terschelling ter hoogte van het Hoornse Bos. Het hoogste punt van het centrale blok en het noordelijke blok liggen onder de Noordzee ten noorden van Terschelling op respectievelijk 4,5 km en 7 km buiten de kust van het eiland.

Tulip Oil wil in totaal 5 putten boren: 2 putten in het zuidelijke blok, 2 putten in het centrale blok en 1 put in het noordelijke blok, te beginnen met de putten in het zuidelijke en centrale blok. Een put hoeft niet recht naar beneden te lopen. Met de huidige technieken kan de boorplaats op zo'n 7 km afstand van de plaats liggen waar het gasveld in de diepe ondergrond wordt aangeboord.



Figuur 1: Noordwest-zuidoost dwarsdoorsnede van het gasveld: het gasveld is opgedeeld in drie afzonderlijke blokken. De coördinaten van de hoogste punten zijn opgesomd in de tabel

In Figuur 2 is een cirkel van 7 km vanaf de optimale putlocatie in het zuidelijke en centrale blok getrokken en het overlappende gebied is rood gemarkeerd. Om de putten vanaf één locatie te boren moet de boorlocatie in het gearceerde gebied komen of daar vlakbij. Dat betekent dat het gasveld zowel vanaf zee (offshore) als vanaf het eiland (onshore) kan worden aangeboord.



Figuur 2: De gearceerde ellips geeft het gebied aan van waaruit de blokken vanaf één boorlocatie kunnen worden bereikt, dit is het zoekgebied voor de boorlocatie

Landelijk gasnet

Op de Noordzee ten noorden van Terschelling ligt vlak onder de zeebodem de Noord Gas Transportleiding (NGT-leiding, rode lijn in Figuur 3). De NGT-leiding vervoert aardgas dat op diverse platforms op zee wordt gewonnen naar Uithuizen op het vasteland. Het aardgas uit het Terschelling-Noord veld zal met een nieuwe pijpleiding met de NGT-leiding worden verbonden. Deze pijpleiding

wordt in de zeebodem ingegraven. De pijpleiding kan via de bestaande *sidetap* (T-stuk) ter hoogte van Ameland aan de NGT-leiding worden verbonden of met een nieuwe verbinding (via een *hottap*).

Planning

De boor- en aanlegwerkzaamheden zullen worden uitgevoerd in de winterperiode om recreatie, toerisme en natuurwaarden zo min mogelijk te verstoren. De winterperiode loopt van november tot eind april (tot vlak voor het begin van de “meivakanties”). In de eerste winter wordt 1 productieput geboord en worden korte tests uitgevoerd om de eigenschappen van het reservoir te bepalen. Vervolgens wordt de put afgesloten tot de volgende winter.

In de volgende winter worden de overige putten geboord. Bovendien wordt de gasbehandelingsinstallatie gebouwd, de bijbehorende opslagtanks voor bij- en afvalproducten aangelegd en worden pijpleidingen in de zeebodem en (afhankelijk van de locatie) op het eiland aangelegd om het aardgas te transporteren.

Naar verwachting wordt gedurende 23 jaar aardgas uit het gasveld gewonnen. Zodra het gasveld is leeggeproduceerd, worden de putten afgesloten en wordt de locatie opgeruimd en alles in de oorspronkelijke staat hersteld dan wel in een overeengekomen staat achtergelaten. De globale planning van de activiteiten is weergegeven in Tabel 2. In de volgende paragrafen worden de activiteiten per fase in meer detail beschreven.

Tabel 2: Globale planning

Fase	Activiteit	Periode
AANLEGFASE	Boren 1 ^e productieput	Winterperiode 2015/2016
	Boren volgende productieputten	Winterperiode 2016/2017
	Bouw gasbehandelingsinstallatie en overige voorzieningen	
	Aanleg transportleidingen	
PRODUCTIEFASE	Gaswinning	2017-2040
	Gasbehandeling	
	Gastransport	
AFSLUITING	Afsluiten putten	2040
	Herstellen locatie	

2.2 Aanlegfase

De eerste stap van de gaswinning is de aanlegfase waarin de boringen worden uitgevoerd, de gasbehandelingsinstallatie wordt opgericht (oprichting van een onshore productielocatie of een offshore productieplatform), en opslagcapaciteit en transportleidingen worden aangelegd.

2.2.1 Werkvoorbereiding

In geval van een **offshore** boring wordt deze uitgevoerd vanaf een (tijdelijk) zelfheffend boorplatform. Het boorplatform wordt drijvend aangevoerd en op locatie langs zijn poten omhoog gevijzeld zodat het dek op een veilige hoogte boven zee staat. Het boorplatform bevat alle voorzieningen en wordt periodiek bevoorradt per helikopter of per schip.

Als wordt gekozen voor een **onshore** boor- en productielocatie start de aanleg met het geschikt maken van de locatie en van de toe- en afvoerwegen. Dit laatste wordt naar verwachting als een tijdelijke maatregel uitgevoerd. Op een deel van de locatie wordt een vloeistofdichte verharding aangebracht en de verharding wordt omgeven met goten die het (regen)water naar een afgesloten opvangbak voeren. Ook wordt een vloeistofdichte boorkelder aangelegd. (Deels tijdelijke) aan- en afvoerroutes voor materiaal en materieel worden aangelegd of voor het transport geschikt gemaakt. Hierna wordt de boorinstallatie aangevoerd en opgebouwd. Naast de (tijdelijke) boortoren worden ook andere tijdelijke voorzieningen neergezet, zoals installaties voor de boorspoeling, opslagtanks, generatoren en tijdelijke voorzieningen voor het personeel.

2.2.2 Boren

Tulip Oil wil in totaal 5 putten boren, waarvan 4 productieputten en 1 injectieput. Het boren gebeurt **onshore** en **offshore** op een vergelijkbare manier. Een grote buis (*conductor*) wordt de grond in geheid of geschroefd. Binnen deze *conductor* wordt de boring uitgevoerd. De *conductor* zorgt er voor dat de boorput van de omringende ondiepe grond en de grondwatervoerende lagen is afgesloten. Tijdens het boren wordt continu boorvloeistof rondgepompt om tegendruk te geven zodat het boorgat niet instort, om de boor te smeren en om het boorgruis af te voeren. Het boorgruis wordt afgevoerd naar een erkende verwerker en de boorspoeling wordt hergebruikt. De boorput wordt bekleed met meerdere stalen buizen (*casings*) die de boorput stevigheid geven en afsluiten van de ondergrond. De *casings* zorgen er tevens voor dat de verschillende grondlagen van elkaar worden geïsoleerd. De *casings* worden vastgezet en afgedicht met cement.

Als het gasveld op een diepte van ongeveer 2200-2600 meter is bereikt, wordt een productiebuis in de boorput aangebracht. Uit de proefboring van de NAM bleek dat het veld slecht doorlatend (*tight*) is. De NAM heeft indertijd een vrijwel verticale boring uitgevoerd. De productieboringen die Tulip Oil gaat uitvoeren zullen daarentegen enkele honderden meters horizontaal door het reservoir geboord worden. De kans dat over deze lengte voldoende productievermogen wordt behaald is vele malen groter dan bij een vrijwel verticale boring. Mocht echter blijken dat de gasproductie minder optimaal is, dan moet het veld in beperkte mate hydraulisch worden gestimuleerd (*fracken*) om het gas beter te kunnen produceren.

Bij hydraulische stimulatie wordt gecontroleerd en onder hoge druk water en zand in het gasveld gepompt, waardoor bestaande scheurtjes in de gesteentelaag verder worden opengemaakt, zodat het gas beter naar de put stroomt. De hydraulische stimulatie die mogelijk zal worden toegepast, is vergelijkbaar met de techniek die in Nederland in de laatste decennia in meer dan 200 putten zowel op land als op zee is toegepast en gebruikt wordt om de laatste resten aardgas uit bestaande gasvelden te winnen. Indien nodig zullen voor de hydraulische stimulatie chemicaliën worden gebruikt.

Voor het boren en hydraulisch stimuleren zijn geen alternatieven, maar wel continue verbeteringen van de techniek voorhanden en mitigerende maatregelen mogelijk.

2.2.3 Productietesten

Alle putten worden getest; daarbij worden gegevens over het productievermogen van de put, de eigenschappen van het reservoir, de samenstelling van het gas en de te winnen hoeveelheid aardgas verkregen. Bij het testen wordt de put schoon-geproduceerd, dat betekent dat in de put achtergebleven resten van de boorspoeling en andere ongerechtigheden worden verwijderd. Gedurende een korte periode wordt met een hoge

capaciteit gas geproduceerd. Het geproduceerde gas en de mee-geproduceerde vloeistoffen worden gescheiden in de testinstallatie.

In de eerste winter wordt het tijdens de productietesten geproduceerde gas afgefakkeld. Een test duurt circa 12 uur en kan een paar keer worden herhaald. Er zijn geen alternatieven voor het affakkelen tijdens de productietesten van de eerste put, omdat er nog geen gasbehandelingsinstallatie aanwezig is of een leiding om het gas af te voeren.

Na het testen van de eerste put worden de testresultaten geëvalueerd en wordt de maximale initiële productiehoeveelheid aardgas vastgesteld. Na het uitvoeren van de productietesten wordt deze put veilig afgedicht in overeenstemming met de wettelijke bepalingen totdat de werkzaamheden de volgende winter worden hervat. De boorinstallatie wordt weer naar het vasteland afgevoerd.

2.2.4 Opbouw gasbehandelingsinstallatie

Het aardgas dat vanuit de diepe ondergrond uit de put komt, bevat naast gas ook water(damp) en condensaat dat meekomt uit de gashoudende formatie. Condensaat bestaat uit licht vloeibare koolwaterstoffen. Bovendien blijkt uit de resultaten van de proefboring van de NAM dat het Terschelling-Noord veld relatief veel CO₂ bevat. Om het aardgas op de NGT-leiding te kunnen aansluiten moet het gas 'op specificatie' worden gebracht. 'Op specificatie' betekent dat het gas aan bepaalde eisen moet voldoen alvorens het wordt toegelaten. De gasbehandeling bestaat uit een aantal processtappen waarbij het CO₂, water en condensaat uit het gas worden afgescheiden.

In geval van een **offshore** locatie wordt het productieplatform op een stalen onderbouw op de zeebodem geplaatst en worden de productie- en gasbehandelingsinstallaties op het platform geïnstalleerd. De installatie wordt per schip aangevoerd en met een kraanschip geplaatst. Voor een **onshore** productielocatie worden de modules met schepen aangevoerd vanaf het vasteland naar de haven van Terschelling en vervolgens met trucks naar de locatie gebracht, opgesteld en aangesloten. Na een eindcontrole worden de installaties getest en in gebruik genomen.

2.2.5 Aanleg transportleidingen

Afhankelijk van de locatie worden verschillende ondergrondse pijpleidingen aangelegd om de gasbehandelingsinstallatie met de NGT-leiding te verbinden. Mogelijk worden op het eiland ook leidingen aangelegd om de bijproducten (water en condensaat) te transporteren naar een voor vrachtauto's goed bereikbare locatie waar ze per vrachtauto worden verscheept ter verwerking op het vasteland.

2.3 Productiefase

De tweede stap van de gaswinning is de productiefase waarbij het aardgas daadwerkelijk uit de diepe ondergrond wordt gewonnen, behandeld en per pijpleiding wordt afgevoerd naar de NGT-leiding.

2.3.1 Gaswinning

Het aardgas stroomt door de hoge druk in het gasveld vanzelf via de productieputten naar het aardoppervlak.

2.3.2 Behandeling

Via een afsluiter wordt het aardgas naar de gasbehandelingsinstallatie geleid. De druk en de temperatuur worden verlaagd waardoor de waterdamp en het condensaat vloeibaar worden en in een aantal processtappen van het aardgas kunnen worden gescheiden.

2.3.3 Transport

Het 'op specificatie' gebrachte gas wordt via een ondergrondse pijpleiding aangesloten op de NGT-leiding en naar het vasteland vervoerd.

2.3.4 Behandeling en transport restproducten

De uit het aardgas afgescheiden bijproducten worden afgevoerd en verwerkt.

CO₂

Het CO₂ wordt via een injectieput in het zuidelijke blok teruggepompt in het gasveld. Dit kan echter pas als de druk in het blok met circa 10% is verlaagd. In het eerste productiejaar zal het CO₂ vrijkomen in de atmosfeer.

Water

Het afgescheiden water dat met het aardgas mee is gekomen uit de diepe ondergrond is warm en zout, bovendien kan het allerlei mineralen uit de bodem bevatten. Dit productiewater wordt ontgast, opgeslagen in een tank en periodiek per vrachtauto afgevoerd naar een externe verwerker op het vasteland. Een variant hierop is dat het productiewater wordt teruggepompt in het gasveld.

Condensaat

Het condensaat wordt opgeslagen in een tank en periodiek per vrachtauto afgevoerd naar het vasteland. Aardgascondensaat, een soort benzine, is een grondstof voor raffinaderijen.

2.4 Afsluiting

De laatste stap van de gaswinning is de afsluitingsfase. Als de gasreserves zijn leeg geproduceerd, zal de gasbehandelingsinstallatie worden afgebroken en worden de productieputten afgedicht en tot enkele meters onder het maaiveld afgewerkt. De transportleidingen worden schoongemaakt.

Offshore wordt het platform verwijderd en de zeebodem wordt geïnspecteerd om te bevestigen dat alles volgens wettelijke normen is uitgevoerd. **Onshore** worden de installaties, de verharding, de boorkelder, de pijpleidingen en de overige aangebrachte infrastructuur verwijderd. De locatie wordt in principe in oorspronkelijke staat hersteld, maar kan ook in een andere staat worden gebracht aansluitend bij een gewenste (toekomstige) gebruiksfunctie. De transportleiding naar de NGT-leiding wordt na afloop schoongemaakt, afgesloten en blijft liggen in de bodem.

2.5 Optimalisatie

Veiligheid van mensen en de omgeving staan bij de uitvoering van de activiteiten voorop. Verder worden de activiteiten uitgewerkt vanuit de visie dat ze zo veel mogelijk duurzaam uitgevoerd moeten worden. Een duurzame ontwikkeling is een ontwikkeling die voorziet in de behoeften van de huidige generatie, zonder daarbij de mogelijkheden van toekomstige generaties te beperken. Aangesloten wordt bij de duurzaamheidsthema's van de Grond, Weg en Waterbouw Sector (GWW). Deze zijn:

ENERGIE & KLIMAAT
MATERIALEN & GRONDSTOFFEN
WATER & BODEM
NATUUR & RUIMTE
LEEFBAARHEID
KOSTEN & WAARDE
BEREIKBAARHEID

Door aandacht voor deze thema's in de optimalisatie van het ontwerp en de uitvoering van de voorgenomen activiteit en door het verwerken van duurzaamheid wordt ernaar gestreefd de gaswinning zo duurzaam mogelijk uit te voeren.

Voor Energie & Klimaat betekent dit dat maatregelen worden genomen om de energievraag zo laag mogelijk te houden, bijvoorbeeld door de verkeersstromen efficiënt te laten verlopen. Bij Grondstoffen & Materialen gaat het om een verantwoorde keuze van grondstoffen en hergebruik. Voor Water & Bodem gaat het onder andere om het beperken van het watergebruik en het voorkomen van verontreinigingen. Bij Natuur & Ruimte gaat het om het voorkómen van effecten op beschermde natuurgebieden en beschermde soorten en beperking van het ruimtebeslag. Bij Leefbaarheid gaat het er om overlast te beperken en te zorgen voor een heldere communicatie over de werkzaamheden, zorgen en risico's. Voor Kosten & Waarde wordt aandacht besteed aan 'life cycle' kosten, onderhoud en beheer. En bij Mobiliteit gaat het om het waarborgen van de doorstroming, het voorkomen van hinder en het beperken van de mobiliteit.

Tabel 3: Benodigde besluiten

Besluit	Bevoegd Gezag	Onshore	Offshore
Besluiten onder uitvoeringsbesluit-RCR			
1 Winningsvergunning	Minister EZ	Zeker	Zeker
2 Instemming winningsplan	Minister EZ	Zeker	Waarschijnlijk
3 Inpassingsplan (wijziging bestemmingsplan)	Minister EZ	Zeker	Mogelijk voor leidingen op het eiland en binnen Wro grens
4 Omgevingsvergunning voor boring* Milieudeel Bouwdeel	Offshore: Minister EZ Onshore: gemeente	Zeker	Binnen Natura 2000-gebied en/of 12 mijlszone
5 Omgevingsvergunning voor puttenlocatie en installatie Milieudeel Bouwdeel	Minister EZ	Zeker	Zeker
6 Waterwetvergunning	Minister I&M/ Rijkswaterstaat of Wetterskip Fryslân	Zeker	Waarschijnlijk
7 Ontheffing Flora- en faunawet	Minister EZ	Zeker	Zeker
8 Vergunning Natuurbeschermingswet	Minister EZ	Zeker	Zeker
9 Regelingen gemeente Terschelling Alleen regelingen onder de Wabo	Gemeente Terschelling	Zeker	Niet aan de orde
10 Regelingen Provinsje Fryslân Alleen regelingen onder de Wabo	GS Fryslân	Zeker	Niet aan de orde
11 Ontheffing Keur v.w.b. handelingen aan of nabij een watergang of waterkering	Wetterskip Fryslân	Mogelijk	Niet aan de orde
Overige besluiten (kunnen desgewenst onder RCR worden gebracht)			
12 Pijpleidingvergunning	Minister EZ	Zeker	Zeker
13 Scheepvaartverkeerswet	Minister I&M/ Rijkswaterstaat	Niet aan de orde	Waarschijnlijk
14 Lozingsvergunningen (valt mogelijk onder waterwetvergunning)	Wetterskip Fryslân	Mogelijk	Niet aan de orde
15 Ontheffing Keur Voor zover niet onder RCR	Wetterskip Fryslân	Mogelijk	Niet aan de orde
16 Regelingen gemeente Terschelling Voor zover niet onder de Wabo	Gemeente Terschelling	Zeker	Niet aan de orde
17 Regelingen Provinsje Fryslân Voor zover niet onder de Wabo	GS Fryslân	Zeker	Niet aan de orde
18 Ontgrondingenwet	GS Fryslân	Mogelijk	Niet aan de orde
19 Ontheffing voor gebruik wegen door Hoornse Bos	Staatsbosbeheer	Mogelijk	Niet aan de orde

* Besluit algemene regels milieu mijnbouw (Barmm) is niet van toepassing voor boringen in gevoelige gebieden (art 5 lid 2 Barmm); in dat geval wordt dit betrokken bij de vergunningsplicht van de Wabo

3 BREDE DIALOOG

Naast de vaste communicatiemomenten van de besluitvormingsprocedures, zal onder regie van Tulip Oil een dialoog met de omgeving en andere belanghebbenden plaatsvinden welke mogelijk zal uitmonden in een convenant.

3.1 Doelen

Tulip Oil vindt het belangrijk om de gaswinning in overleg met de Terschellinger bevolking en andere belanghebbenden te ontwikkelen. Om die reden is al aan het begin van het voornemen een dialoog met de omgeving en andere belanghebbenden gestart om de aanwezige kennis en de zorgen die leven zo goed mogelijk mee te nemen. Het doel van de dialoog is openheid en transparantie. Naast individuele gesprekken met verschillende nationale en lokale belanghebbenden, is een Klankbordgroep opgericht van eilandbewoners met diverse relevante posities, achtergronden en netwerken. Deze Klankbordgroep heeft een informele status.

Tulip Oil wil in samenwerking met het eiland werken aan de optimale inpassing van de installaties en zoeken naar mogelijkheden om met het project bij te dragen aan de ontwikkeling van Terschelling, ook ter ondersteuning van de ambitie van het eiland om vanaf 2020 een eigen duurzame energievoorziening te hebben.

3.2 Vooroverleg

IMSA heeft aandachtspunten en win-win mogelijkheden in kaart gebracht via gesprekken met de Klankbordgroep, onafhankelijke deskundigen en landelijke 'stakeholders'. Uit deze gesprekken is gebleken dat er veel locatie-specifieke zorgen zijn. Deze gaan onder meer over:

- Kans op bodemdaling, aardbevingen, afkalving van het eiland en de kwetsbaarheid van de drinkwaterwinning
- Aantasting van de kernkwaliteiten van het eiland: rust, ruimte, wijd zicht, natuur en authenticiteit
- Mogelijke gevolgen voor het toerisme als gevolg van aantasting van de landschappelijke kernkwaliteiten door bijvoorbeeld vervuiling, verontreiniging, licht- en lawaaioverlast
- Mogelijke effecten op visserij door verlies aan visgronden, vervuiling en onderwatergeluid
- Verkeershinder
- Veiligheid voor bewoners en scheepvaart.

Daarnaast zijn de volgende locatie-specifieke aandachtspunten meegegeven die van belang kunnen zijn voor de beoordeling:

- Mogelijke cumulatieve effecten met gaswinning Ameland en Schiermonnikoog en windparken op zee
- Geluidscontouren
- Defensiegebieden
- Win-win mogelijkheden zoals het gebruik van groene LED-verlichting, optimalisatie van het platform op zee als rustplaats voor bepaalde vogelsoorten, het plaatsen van een oestercultuur of viskooien met proef-viskwekerij en het achterlaten van de locatie (in geval onshore) in betere staat dan de oorspronkelijke.

Op de achtergrond speelt tenslotte de landelijke gasdiscussie over de kans op aardbevingen, het winnen van schaliegas en de rol van gas in de transitie naar duurzame energie.

3.3 Convenant

IMSA werkt op verzoek van Tulip Oil aan de totstandkoming van een convenant met de betrokken lokale en landelijke partijen. De gesprekken hierover zijn in juli 2014 begonnen. Centraal staan de win-win mogelijkheden voor optimalisatie van het ontwerp of de uitvoering en voor investeringen in de duurzame ontwikkeling van Terschelling. Het is van belang dat bij ondertekening van het convenant alle mogelijke effecten met betrekking tot de winning bekend zijn.