

# Feldesentwicklungsplan N05-A

---

September 2020

---

ONE-Dyas B.V.

Parnassusweg 815  
1082 LZ Amsterdam  
Niederlande



Datum: 4 maart 2021

Bericht Nr.: N05A-1-82-0-15508-01

Ausgabe 1.0

Nr.:

---

## Zusammenfassung

Dieses Dokument betrifft den gemeinsamen Feldentwicklungsplan für das Gasvorkommen N05-A und zwei nahegelegene unerschlossene potenzielle Gasvorkommen (Prospects) mit den Namen N05-A-Noord und Tanzaniet-Oost. Die Schürfstellen befinden sich nördlich der niederländischen und deutschen Küste.

Das niederkalorische Erdgas befindet sich in einer Tiefe von etwa vier Kilometern in der Slochteren-Sandsteinformation, die in diesem Gebiet eine Dicke von zwanzig bis vierzig Metern aufweist.

Wie die Abbildung unten zeigt, überschreiten das Vorkommen N05-A und die Schürfstelle N05-A-Noord die Grenze zu Deutschland. Die Schürfstelle Tanzanite-Oost liegt vollständig unter niederländischen Hoheitsgewässern. Die niederländischen Lizenzgebiete sind N04-N05-N08 und N07c.

In Absprache mit dem Ministerium für Wirtschaft und Klima wurden die Produktionspläne für die oben genannten Vorkommen zusammengefasst, um einen Einblick in die gesamten für die Vorkommen N05-A geplanten Explorations- und Erschließungsaktivitäten zu geben und die kumulativen Auswirkungen auf die Umgebung zu ermitteln. Aus diesen Gründen sind auch zwei vollständig in Deutschland gelegene Schürfstellen (N05-A-Südost und Diamant) in diesem Feldentwicklungsplan enthalten.

Ein Konsortium aus ONE-Dyas B.V. (ONE-Dyas), Hansa Hydrocarbons Ltd. (Hansa) und EBN B.V. (EBN) werden gemeinsam die Gasförderung übernehmen. ONE-Dyas ist für die eigentliche Ausführung zuständig und ist somit der Initiator. ONE-Dyas ist Lizenznehmer und Initiator für alle umliegenden Lizenzgebiete (siehe Abbildung unten).



### Geplante Aktivitäten

ONE-Dyas beabsichtigt, das Gasvorkommen N05-A von einer neuen Bergbauanlage aus zu erschließen, die sich oberhalb des N05-A-Vorkommens in niederländischen Hoheitsgewässern befindet. Es ist beabsichtigt, von dem gewählten Standort aus Erkundungsbohrungen in die vier umliegenden Schürfstellen durchzuführen und eventuell entdeckte Gasvorkommen von der neuen Anlage aus zu erschließen.

Die geplante Bergbauanlage ist normalerweise unbemannt und wird mit Strom betrieben. Zu diesem Zweck wird ein neues Stromkabel vom deutschen Windpark Riffgat verlegt.

In der Anlage wird das Erdgas von den produzierten Flüssigkeiten getrennt. Das aufbereitete Erdgas wird zusammen mit dem Kondensat über eine neue 13 Kilometer lange Pipeline zur bestehenden NGT-Pipeline (Noordgastransport) transportiert. Die NGT-Pipeline wird das Erdgas nach Uithuizen transportieren, wo es nach weiterer Aufbereitung abgenommen wird.

Aufgrund der Unwägbarkeiten im Untergrund stehen die Anzahl der benötigten Gruben und die genauen unterirdischen Grubenstandorte nicht im Voraus fest. Für die Erschließung der fünf Vorkommen sind maximal zwölf Bohrungen und zwölf Stichleitungen (*Sidetracks*) geplant.

Die erwartete Dauer der Förderung beträgt zehn bis fünfunddreißig Jahre, abhängig von den Unsicherheiten im Untergrund.

### Anfängliche und förderbare Gasmengen

Die folgende Tabelle gibt eine Prognose der förderbaren Gasmengen pro Vorkommen, für die eine Unsicherheitsspanne berücksichtigt wurde. Diese Volumenschätzungen gelten für die Schürfstellen unter der Annahme, dass die betreffende Schürfstelle gasführend ist.

Milliarde Nm <sup>3</sup>		Extrahierbare Gasmengen		
Vorkommen und Schürfstellen		Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
N05-A Vorkommen		2.9	4.9	7.5
Aussichten	N05-A-Noord	1.5	2.5	5.7
	Tanzaniet-Oost	0.0	0.2	1.0
	Diamant	1.7	5.6	7.3
	N05-A-Südost	0.2	0.4	0.8

Basierend auf den erwarteten förderbaren Gasmengen und der Wahrscheinlichkeit des Explorationserfolgs wird für die fünf kombinierten Felder ein technisch förderbares Gasvolumen von viereinhalb bis dreizehn Milliarden Nm<sup>3</sup> geschätzt.

Für die grenzüberschreitenden Vorkommen (N05-A und N05-A-Noord) werden die Produktionsmengen zwischen den Niederlanden und Deutschland auf der Basis einer Unitisierungsvereinbarung aufgeteilt.

### Erdbebenrisiko und Sackungen

Für die Erdbebenrisiko- und Sackungsstudie wurde angenommen, dass alle Vorkommen gasführend sind und dass jedes (potenzielle) Vorkommen das maximal erwartete förderbare Gasvolumen enthält. Insgesamt werden in diesem Szenario mehr als 22 Mrd. Nm<sup>3</sup> Erdgas aus dem Gebiet gefördert. Es ist wahrscheinlich, dass deutlich weniger Gas gefördert wird und die Auswirkungen der Gasförderung daher geringer sind als in der Studie angegeben.

Auf der Grundlage der oben genannten Annahmen und der Methodik für die Risikoanalyse zu induzierten Beben durch die Gasförderung (Staatstoezicht op de Mijnen, 2016) sowie zusätzlicher Informationen am Standort neuer Bohrungen auf der niederländischen Seite und bestehender

Bohrungen auf der deutschen Seite der Grenze wurde die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens als vernachlässigbar eingestuft.

Basierend auf den Daten und Berechnungen beträgt die erwartete maximale Absenkung im Zentrum der Sackung 1,6 cm für das Gasfeld N05-A separat (für ein förderbares Volumen von 7,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>) und 2,6 cm einschließlich der umliegenden Schürfstellen (für ein kumulatives förderbares Volumen von 22,3 Mrd. Nm<sup>3</sup>).

#### *Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Natur*

*Unterwasserlärm:* Die Aktivitäten entsprechen den geltenden niederländischen und (strenger) deutschen Normen, mit oder ohne Hilfe von mildernden Maßnahmen.

*Wasseremissionen:* Die Aktivitäten bleiben im Rahmen der Anforderungen der Bergbauvorschriften. Es gibt keine signifikanten Auswirkungen auf die Natur durch Trübungen infolge der Einleitung von Bohrschlamm und Bohrklein. Die Sedimentation von Bohrklein verursacht schätzungsweise eine Störung auf einer Fläche von 3,5 Hektar (0,006 % der Borkum-Steine)

*Meeresboden:* Der Bau der Pipeline, die Installation der Plattform und die Bohraktivitäten werden schätzungsweise eine Fläche von 30 Hektar stören, viel weniger als 1 % der Borkum-Steine.

*Luftemissionen:* Die Auswirkung der Aktivitäten ist im Vergleich zu den Hintergrundkonzentrationen vernachlässigbar und liegt weit unter den gesetzlichen Anforderungen/Normen. Für die Ablagerung von Stickstoff wird eine sachgemäße Beurteilung erstellt und eine Genehmigung nach dem Naturschutzgesetz beantragt. Es gibt keine signifikanten Auswirkungen auf N2000-Gebiete und geschützte Arten in der Bauphase, der Bohrphase, der Produktionsphase und dem Transport in allen Phasen. Signifikante Auswirkungen auf das Austernbank-Renaturierungsprojekt in den Borkumer Steinen sind ebenfalls nicht zu erwarten.

Die Hauptauswirkungen auf die Natur in der Stilllegungsphase werden durch die Entfernung der Produktionsplattform, der Pipeline und des Kabels verursacht. Diese Aktivitäten liegen so weit in der Zukunft, dass sie noch nicht bewertet worden sind.

#### *Genehmigungsverfahren*

Dieses Dokument konzentriert sich auf das niederländische Lizenzierungsverfahren und beantragt die Genehmigung zur Förderung des Vorkommens N05-A sowie der Schürfstellen N05-A-Noord und Tanzanit-Oost, sofern diese Gas enthalten.

Der Feldentwicklungsplan bedarf der Zustimmung des Ministers für Wirtschaft und Umwelt. Für die Vorbereitung dieses Zustimmungsbeschlusses gilt das einheitliche öffentliche Vorbereitungsverfahren. Das bedeutet, dass jeder seine Meinung zu dem Entscheidungsentwurf des Ministers abgeben kann. Gegen die endgültige Entscheidung des Ministers kann beim Bezirksgericht Berufung eingelegt werden und eine höhere Berufung kann bei der Abteilung für Verwaltungsrecht des Staatsrats eingereicht werden.

## Antrag auf Zustimmung zum Feldesentwicklungsplan

**Artikel 34 Absatz 1 des Bergbaugesetzes (Mw) und Artikel 24 der Bergbauverordnung (Mb)**

**Elektronisch zu übermitteln an:**

**Den Minister für Wirtschaft und Klimawandel**

**Generaldirektion für Energie, Telekommunikation und Wettbewerb**

**Direktion für Wärme und Boden**

**[mijnbouwvergunningen@minezk.nl](mailto:mijnbouwvergunningen@minezk.nl)**

<u>Artikel 1)</u>	<u>Thema</u>	<u>Beschreibung</u>
Mw 34 Absatz 1	<b>Antrag auf Zustimmung zu neuem Feldesentwicklungsplans</b> N05-A und umliegende potenzielle Gasvorkommen	<input type="checkbox"/> einen Feldesentwicklungsplan für Vorkommen auf dem Kontinentalschelf ab der 12-Seemeilen-Zone <input checked="" type="checkbox"/> einen Feldesentwicklungsplan für Vorkommen auf niederländischem Gebiet bis zu 12 Seemeilen vor der Küste
	<b>A) Allgemeine Informationen</b>	
	<b>A1.1) Name des Antragstellers</b>	ONE-Dyas B.V.
	<b>A1.2) Adresse</b>	Parnassusstraße 815 1082 LZ, Amsterdam
	<b>A1.3) Kontaktperson</b>	
	<b>A1.4) E-Mail</b>	
	<b>A1.5) Telefon</b>	
Wettbewerbsgesetz 34 (2) und Wettbewerbsgesetz 22	<b>A1.6) Der Petent</b>	<input checked="" type="checkbox"/> ist der Inhaber der Zulassung <input checked="" type="checkbox"/> ist Vollstrecker im Sinne von Artikel 22 des niederländischen Wettbewerbsgesetzes
	<b>A2) Bereich(e) der Extraktionsgenehmigung</b>	N04-N05-N08 und N07c.
Mw 34 Absatz 1 Mb 24 Absatz 1a	<b>A2.1) Vorkommen von Kohlenwasserstoff(en)</b>	N05-A Gasvorkommen Potenzielle Gasvorkommen: N05-A-Noord, Tanzaniet-Oost
Mb 24 Absatz 1a	<b>A2.2) Art des geförderten Kohlenwasserstoffs</b>	<input type="checkbox"/> Öl <input type="checkbox"/> hochkalorisches Gas <input type="checkbox"/> Groningen Qualitätsgas <input checked="" type="checkbox"/> niederkalorisches Gas <input type="checkbox"/> schwefelhaltiges Gas

		<input checked="" type="checkbox"/> Erdgaskondensat
Mr 1.2.1 Absatz 3	<b>A3) Vorhandener oder neuer Abbau</b>	<input type="checkbox"/> Feldesentwicklungsplan für die bestehende Produktion (einschließlich geplanter Erweiterungen) <input checked="" type="checkbox"/> Feldesentwicklungsplan für neue Abbau
Mr 38	<b>A4) Konkurrierende Genehmigungen nach dem Umweltmanagementgesetz</b>	<input type="checkbox"/> nein, die Produktion erfolgt an der bestehenden Abbaustelle <input checked="" type="checkbox"/> ja: nämlich: Art 2.1 unter e Wabo-Plattform N05-A / Art 94 Mbb-Leitung N05-A - NGT, Kabel N05-A - deutsche Grenze.
	<p>Anmerkungen:</p> <p>Dieser Feldesentwicklungsplan umfasst Gasvorkommen außerhalb der 3-Meilen-Zone und innerhalb der 12-Meilen-Zone. Aufgrund einer Änderung des Bergbaugesetzes und einer Verschärfung der Beurteilungsgrundlagen, einschließlich der Ausweitung der Anforderungen an einen Feldesentwicklungsplan auf die gesamte 12-Meilen-Zone, werden Bodenbewegungen (Senkungen und Erschütterungen) in diesen Feldesentwicklungsplan aufgenommen.</p> <p>Das Gasvorkommen N05-A und das potenzielle Gasvorkommen N05-A-Noord befinden sich teilweise in Deutschland.</p> <p>Die Produktionspläne für die Gaslagerstätte N05-A und die potenziellen Gasvorkommen N05-A-Noord und Tanzaniet-Oost wurden in Absprache mit dem Ministerium für Wirtschaft und Klima zusammengefasst, um einen Einblick in die gesamten beabsichtigten Explorations- und Erschließungsaktivitäten rund um die Lagerstätte N05-A zu geben und die kumulativen Umweltauswirkungen darzustellen. Aus diesen Gründen sind auch zwei potenzielle Gasvorkommen, die vollständig in Deutschland liegen (N05-A-Südost und Diamant), in diesem Feldesentwicklungsplan enthalten.</p>	

	<b>Firmen- und Produktionsdaten</b>	<b>Absatz</b>
Wettbewerbsgesetz 35 (1)	Zusammenfassende Beschreibung des Feldesentwicklungsplans	1
Mr 35 (1c) Mb 24 Abs. 1c,d	Zusammenfassende Beschreibung der Abbaumethode und der damit verbundenen Aktivitäten	2, Anhang 3, 4, 5
Mb 24 Absatz 1a	Geologische Beschreibung des Vorkommens/der Vorkommen	3, Anhang 5
Mb 24 Absatz 1a Mb 24 Absatz 1b	Geologischer Schnitt des/der Vorkommens/Vorkommen	3, Anhang 5
Mr 35 (1a) Mb 24 Absatz 1d,e	Übersicht über die Lage von Bohrungen und Vorkommen	2, Anhang 3
Mb 24 Absatz 1d,e,g	Situation der Bergbauarbeiten Situationszeichnung/Foto, falls erforderlich	2

Mb 24 Absatz 1e,f	Übersicht der Bohrungen im Erscheinungsbild(en)	2
Mb 24 Absatz 1g	Schematische Darstellung der Grubenverrohrung(en)	4, Anhang 6
Mb 24 Absatz 1h	Ort und Art der Kohlenwasserstofffreisetzung	4, Anhang 6
Mb 24(2)	Entwicklungsstrategie für die Produktion	5.2
Mb 24(2)	Produktionsphilosophie	5.2
Mb 24(2)	Reservoir-Management	5.2, 5.5
Mr 35 Absatz 1a,d Mb 24 Absatz 1a	Größe der Entnahme (Mengen pro Vorkommen/pro Jahr)	5.3, Anhänge 7 und 8
Mr 35 (1b)	Dauer des Abbaus (pro Ereignis)	5.5, Anhänge 7 und 8
Mb 24 Absatz 1i	Jährlich mitproduzierte Stoffe	5.8
Mb 24 Absatz 1j	Jährlicher Eigenverbrauch zur Entnahme	5.6
Mb 24 Absatz 1j	Jährlich abgesprengte/abgefackelte Kohlenwasserstoffe bei der Förderung	5.7
Mb 24 Absatz 1k	Jährlicher Rücklauf von Mineralien und anderen Stoffen aus dem Untertagebau	5.9
Wettbewerbsgesetz 36 (1) (b)	Geplante Nutzung oder Bewirtschaftung von Mineralien, geothermischer Energie, anderen natürlichen Ressourcen, einschließlich Grundwasser für die Entnahme von Trinkwasser, oder Speicheranlagen	2.2
Mil 35 Abs. 1, Mil 24 Abs. 1l,	Jährliche Kosten aufgeschlüsselt nach Investition, Wartung, Betrieb	Anhang 9, (vertraulich)
Mr 24 (1a)	Erwartete Zusammensetzung der vorhandenen Kohlenwasserstoffe	5.8
	<b>Daten zur Bodenbewegung</b>	<b>Absatz</b>
Wettbewerbsgesetz 35 Abs. 1f	Art der Bodenbewegung	6
Mb 24 Absatz 1m	Absenkungskonturen und zeitlicher Verlauf der Absenkung	6
Mb 24 Absatz 1p	Bodenschwingungs-Risikoanalyse	6
	<b>Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Natur</b>	<b>Absatz</b>
Wettbewerbsgesetz 36 (1) (c) und (d)	Unser Minister kann die vollständige oder teilweise Zustimmung zu dem erstellten Feldentwicklungsplan nur dann verweigern, wenn dieser negative Folgen für die Umwelt hat oder wenn er negative Folgen für die Natur verursacht.	7.1, 7.2
Unterschrift	<i>Datum:</i>	

Name: Funktion:	<i>Standort: Amsterdam</i>	
--------------------	----------------------------	--

## Dokumentenkontrolle

---

	Name	Unterschrift	Datum
Vorbereitet	(GEMS-Entwicklungsleiter)		
Überprüft	(Geowissenschaftler) (Rechtsbeistand)		
Freigegeben	(GEMS Vermögensverwalter)		

## Überarbeitungen

---

Version	Datum	Bemerkung/Update
0.0	24-06-2020	Erstes Konzept
1.0	23-09-2020	Endgültige Version

## Dokumentenverteilerliste

---

Unternehmen	Person	Kopie Nr.
Ministerium für Wirtschaft und Klima		1
ONE-Dyas B.V.	Doc-Kontrolle	
Hansa Hydrocarbons Limited		
EBN B.V.		

# Inhaltsverzeichnis

---

Zusammenfassung .....	II
Antrag auf Zustimmung zum Feldesentwicklungsplan .....	V
Dokumentenkontrolle .....	IX
Überarbeitungen .....	IX
Dokumentenverteilerliste .....	IX
Inhaltsverzeichnis .....	X
Abbildungsverzeichnis .....	XI
Liste der Tabellen .....	XII
<b>1 Einführung .....</b>	<b>13</b>
1.1 <i>Zweck des Feldesentwicklungsplans und zu befolgende Verfahren</i> .....	14
1.2 <i>Anleitung zum Lesen</i> .....	15
<b>2 Ort der Entnahme und geplante Aktivitäten .....</b>	<b>16</b>
2.1 <i>Ort der Entnahme</i> .....	16
2.2 <i>Andere Verwendungen des Untergrunds</i> .....	16
2.3 <i>Übersicht der geplanten Aktivitäten</i> .....	17
<b>3 Überblick über die Geologie .....</b>	<b>24</b>
3.1 <i>Geologie und Modellierung des Untergrundes</i> .....	24
3.2 <i>Die (potenziellen) Gasreserven</i> .....	26
3.3 <i>Durchschnittliche Eigenschaften des Reservoirs</i> .....	28
<b>4 Geplante Bohrungen .....</b>	<b>29</b>
4.1 <i>Allgemeine Beschreibung einer Grube</i> .....	29
4.2 <i>Übersicht der identifizierten Bohrlochverläufe</i> .....	30
4.3 <i>Schematische Darstellung der geplanten Grubenverrohrung</i> .....	31
4.4 <i>Übersicht der Grubenbehandlungen</i> .....	34
<b>5 Entwicklungsperspektiven .....</b>	<b>35</b>
5.1 <i>Bestimmung der Entwicklungsperspektiven</i> .....	35
5.2 <i>Abbaustrategie und Reservoir-Management</i> .....	35
5.3 <i>Entwicklungsmöglichkeiten pro (potenziellem) Gasvorkommen</i> .....	36
5.4 <i>Gemeinsamer Entwicklungsausblick für die fünf Vorkommen</i> .....	37
5.5 <i>Dauer des Abbaus</i> .....	37
5.6 <i>Eigene Verwendung beim Abbau</i> .....	37
5.7 <i>Abgeblasene/abgefackelte Kohlenwasserstoffe beim Abbau</i> .....	37
5.8 <i>Gaszusammensetzung und jährlich mitproduzierte Stoffe</i> .....	37

5.9	Mineralien und andere Stoffe, die nach der Gewinnung wieder an die Oberfläche gebracht werden .....	38
5.10	Unterstützungseinrichtungen .....	39
5.11	Wartung der Arbeitsplattform.....	40
6	Daten zur Bodenbewegung.....	42
7	Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Natur .....	44
7.1	Umwelt.....	44
7.2	Natur .....	46
	Anhang 1: Glossar .....	47
	Anhang 2: Referenzen .....	49
	Anhang 3: Topographische Karte mit der Lage der Vorkommen.....	50
	Anhang 4: Prozessablaufdiagramm der Abbaustelle.....	51
	Anhang 5: Geologische Karte und Querschnitte zu den Vorkommen .....	52
	Anhang 6: Detailliertes Diagramm der Produktionsverrohrung .....	56
	Anhang 7: Gasproduktionsprofile für die einzelnen Felder .....	57
	Anhang 8: Produktionstabellen für die einzelnen Vorkommen.....	62
	Anhang 9: Investitionen und jährliche Kosten für Wartung und Betrieb	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1-1	: Lage des Gasvorkommens N05-A und der vier umliegenden Schürfstellen .....	14
Abbildung 2-1	Lage der Vorkommen und umliegende Aktivitäten, Infrastruktur und Naturgebiete .....	16
Abbildung 2-2	Abdruck der Bergbauanlage N05-A .....	17
Abbildung 2-3	Markierte Bohrlochstandorte für das N05-A-Vorkommen.....	19
Abbildung 2-4	Markierte Bohrlochstandorte für die Schürfstelle N05-A-Noord. ....	20
Abbildung 2-5	Markierter Bohrlochstandort für die Schürfstelle Tanzaniet-Oost.....	21
Abbildung 2-6	Ausgewählte Bohrlochstandorte für die Schürfstelle Diamant .....	22
Abbildung 2-7	Markierter Bohrlochstandort für die Schürfstelle N05-A-Südost. ....	23
Abbildung 3-1	Tiefenkarte der Oberseite der Vorkommen (Oberseite des Reservoirs). Die rote Linie zeigt die Lage des Querschnitts in Abbildung 3-2 .....	26
Abbildung 3-2	Querschnitt entlang der Linie A-A' in Abbildung 3-1 vertikaler Maßstab 2x vergrößert .....	26
Abb. 4-1	Schematische Darstellung einer generischen Gasförderbohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft).....	29
Abbildung 4-2	Schematische Darstellung der vertikalen Brunnenverrohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft).....	33
Abbildung 4-3	Schematische Darstellung der abgelenkten Brunnenverrohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft).....	34

Abb. 6-1 Gasproduktionsprofil, das für die Bodenbewegungsstudie verwendet wurde, mit einem Gesamtentnahmevolumen von 22,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> ..... 42

Abbildung 6-2 Bodenabsenkung (in Zentimetern) für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Schürfstellen, Zeitpunkt ist das Ende der Produktion bei maximalem Gasförderungsszenario für den wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten aus Laboranalysen an Gesteinsproben von 0,035 GPa-1. L ..... 43

## Liste der Tabellen

---

Tabelle 4-1 Zusammenfassung der vorhandenen Gruben und der 21 identifizierten potenziellen Grubentrajektorien ..... 30

Tabelle 5-1 Parametrierung der drei Produktionsszenarien ..... 36

Tabelle 5-2 Technisch förderbare Gasmengen für die drei betrachteten Szenarien ..... 37

Tabelle 5-3 Analyse der Erdgasprobe N05-01-S1 PVT-1B ..... 38

Tabelle 5-4 Prognosen zur maximalen Wasser- und Kondensatproduktion ..... 38

# 1 Einführung

---

Dieses Dokument betrifft den gemeinsamen Förderplan für das Gasvorkommen N05-A und zwei nahegelegene unerschlossene potenzielle Gasvorkommen (Prospects) mit den Namen N05-A-Noord und Tanzaniet-Oost. Das Gasvorkommen N05-A wurde im Jahr 2017 durch die Erkundungsbohrung N05-01 entdeckt. Zwei vollständig in Deutschland gelegene Schürfstellen (Diamant und N05-A-Südost) sind in diesen Feldesentwicklungsplan einbezogen, um die kumulativen Umweltauswirkungen zu bewerten.

Wie aus Abbildung 1-1 hervorgeht, überschreiten das Vorkommen N05-A und das Schürfgebiet N05-A-Noord die Grenze zu Deutschland. Die Schürfstelle Tanzaniet-Oost liegt vollständig unter niederländischen Hoheitsgewässern.

Ein Konsortium aus ONE-Dyas B.V. (ONE-Dyas), Hansa Hydrocarbons B.V. (Hansa) und EBN B.V. (EBN) wird gemeinsam die Gasförderung übernehmen. ONE-Dyas ist für die eigentliche Ausführung zuständig und ist somit der Initiator.

ONE-Dyas ist zusammen mit Hansa Inhaber der Produktionslizenz für die Lizenzgebiete N04, N05 und N08 (DEKE-WO / 19137629, vom 24. Juli 2019), in denen sich der niederländische Teil von N05-A und N05-A-Noord befindet, und Inhaber der Produktionslizenz für das Lizenzgebiet N07c (DGETM-EM/15007992, vom 13. Februar 2015), in dem sich Tanzaniet-Oost teilweise befindet. Die Lizenznehmer haben für beide Abbaugenehmigungen Kooperationsverträge mit EBN unterzeichnet.

ONE-Dyas ist der Lizenznehmer in Deutschland für die Lizenzgebiete, die N05-A und N05-A-Noord, sowie in seiner Gesamtheit Diamant und N05-A-Südost umfassen.

ONE-Dyas beabsichtigt, in niederländischen Hoheitsgewässern oberhalb des Gasvorkommens N05-A eine neue Förderanlage zu installieren und das Gasvorkommen N05-A von diesem Standort aus zu erschließen. Es ist beabsichtigt, von der neuen Anlage aus Erkundungsbohrungen in die vier umliegenden niederländischen und deutschen Schürfstellen zu bohren und alle entdeckten niederländischen und deutschen Gasvorkommen von der neuen Anlage aus zu erschließen.

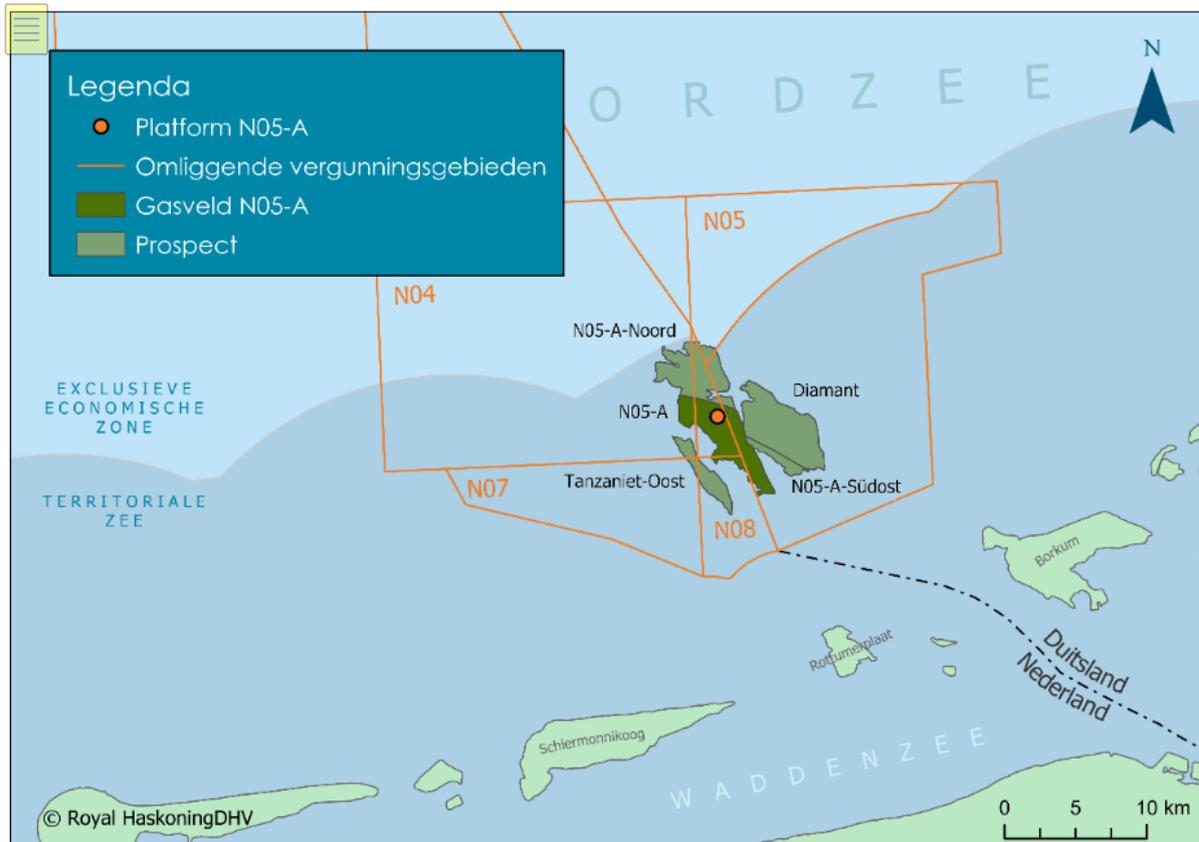


Abbildung 1- 1: Lage des Gasvorkommens N05-A und der vier umliegenden Schürfstellen

## 1.1 Zweck des Feldesentwicklungsplans und zu befolgende Verfahren

Gemäß Artikel 34 des Bergbaugesetzes muss die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen in Übereinstimmung mit einem Feldesentwicklungsplan erfolgen. Die Bergbauverordnung (Mb) legt in Artikel 24 fest, welche Informationen der Feldesentwicklungsplan enthalten muss. Der Feldesentwicklungsplan gibt einen Überblick über die Geologie, die Vorkommen und Bohrungen, die Lage der Abbauarbeiten, Produktionsdaten und Daten über Bodenbewegungen und mögliche Folgen für Natur und Umwelt. Letzteres wird in der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), der Naturprüfung und der Angemessenheitsprüfung behandelt.

Die Produktionspläne für N05-A, N05-A-Noord und Tanzaniet-Oost wurden in Absprache mit dem Ministerium für Wirtschaft und Klima zusammengefasst, um einen Einblick in die gesamten beabsichtigten Explorations- und Erschließungsaktivitäten rund um die N05-A-Prospektion zu geben und die kumulativen Umweltauswirkungen darzustellen. Aus diesen Gründen sind auch zwei vollständig in Deutschland gelegene Schürfstellen (N05-A-Südost und Diamant) in diesem Feldesentwicklungsplan enthalten.

Die Berechnungen und Schätzungen werden von der staatlichen Bergbauaufsicht (SodM) geprüft. Gesetzliche Berater (TNO, EBN, Tcbb) beraten den Minister. Schließlich gibt der Bergbaurat eine Empfehlung ab, die auf allen vorherigen Empfehlungen basiert.

Die Genehmigung des Feldesentwicklungsplans wird gleichzeitig mit der Genehmigung nach dem Gesetz über die Umweltgenehmigung (allgemeine Bestimmungen) (Wabo) für die Errichtung und Instandhaltung der Bergbauanlage N05-A beantragt. Gleichzeitig werden auch die Genehmigungen für die Abbaustelle gemäß § 55 des Bergbaugesetzes und für die Verlegung der Rohrleitung und des Stromkabels gemäß § 94 des Bergbaugesetzes beantragt. Diese vier Entscheidungen (wipla/wabo/art55/art94) werden in Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaft und Klima

beantragt. Für die oben genannten Aktivitäten wird auch eine Wnb-Genehmigung beim Ministerium für Landwirtschaft, Naturmanagement und Lebensmittelqualität beantragt. Der deutsche Abschnitt des Stromkabels von der Grenze bis zum Windpark Riffgat wird einem deutschen Genehmigungsverfahren unterzogen.

## 1.2 Anleitung zum Lesen

In diesem Dokument werden die Vorkommen und ihre Lage, die Bergbauanlage, die Geologie und die Eigenschaften der unterirdischen Gasvorkommen, die Art und Weise der Erdgasförderung einschließlich der Bohrungen, die prognostizierten Fördermengen, mögliche Bodenbewegungen und mögliche Folgen für Umwelt und Natur behandelt.

Der Berichtsentwurf "Earthquake risk and subsidence study of N05-A gas field and surrounding prospects" ist ein eigenständiger Teil dieses Förderplans.

Anhang 1 enthält ein Glossar der Begriffe.

Wie üblich wird ein Teil des Feldesentwicklungsplans separat an das Wirtschaftsministerium geschickt. Dieser vertrauliche Teil enthält Informationen zu den erwarteten Produktions- und Investitionskosten sowie wettbewerbssensitive Details zu den geplanten Bohrungen und Gasmengenberechnungen. Seine Offenlegung könnte die Wettbewerbsposition von ONE-Dyas und Hansa beeinträchtigen.

## 2 Ort der Entnahme und geplante Aktivitäten

### 2.1 Ort der Entnahme

Die Vorkommen befinden sich innerhalb der Hoheitsgewässer der Nordsee nördlich der niederländischen und deutschen Küste, siehe Abbildung 2-1 und Anhang 3. Die südlichste Grenze des Vorkommens liegt etwa zehn Kilometer von Schiermonnikoog und der deutschen Insel Borkum und mehr als fünf Kilometer von Rottumerplaat entfernt. Abbildung 2-1 zeigt auch die umliegenden Naturgebiete und die Infrastruktur.

Wie aus Abbildung 2-1 hervorgeht, überschreiten das Vorkommen N05-A und die Schürfstelle N05-A-Noord die Grenze zu Deutschland. Die Schürfstelle Tanzaniet-Oost befindet sich vollständig in niederländischen Hoheitsgewässern.

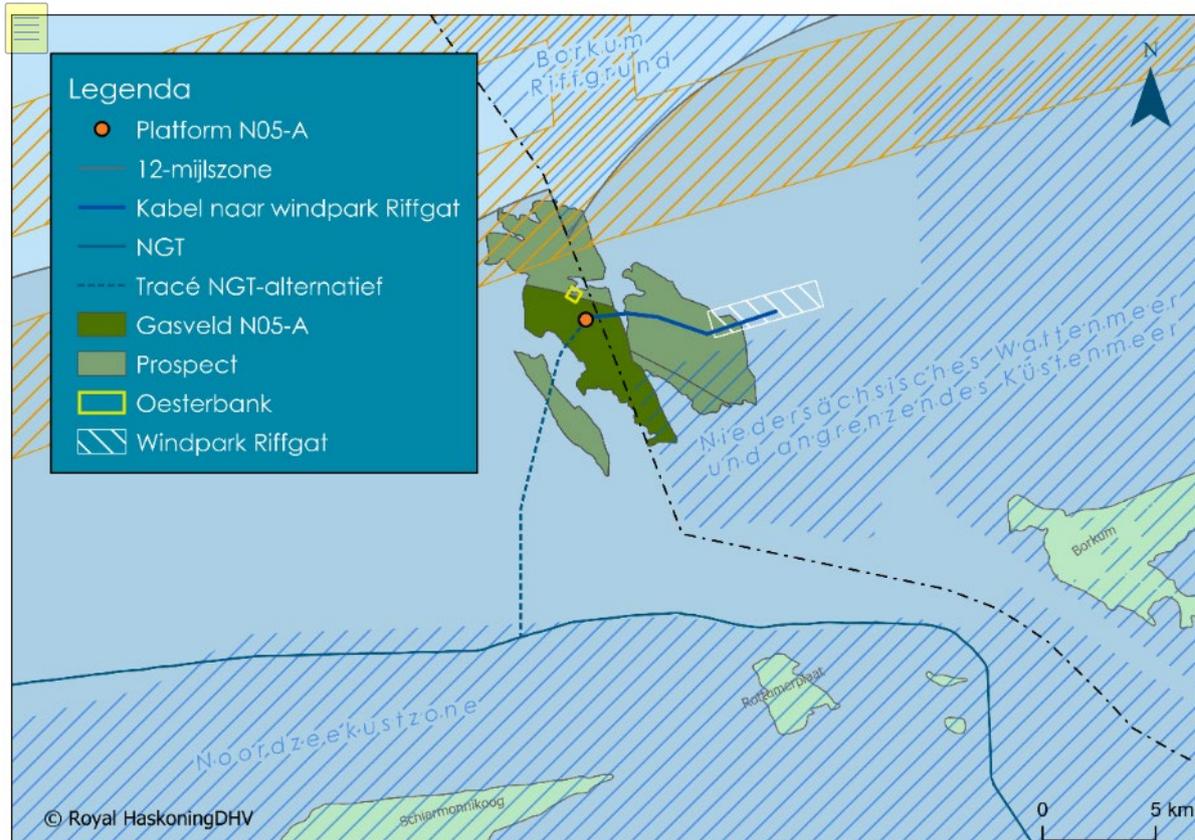


Abbildung 2-1 Lage der Vorkommen und umliegende Aktivitäten, Infrastruktur und Naturgebiete

### 2.2 Andere Verwendungen des Untergrunds

Für den Untergrund in diesem Bereich wurde eine Sandabbaugenehmigung erteilt. Der Sandabbaubereich ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

Das Grundwasser wird in einer Entfernung von etwa zwanzig Kilometern vom geplanten Abbauort an der westlichen und nordwestlichen Seite Schiermonnikoogs (Hertenvallei und Westerplas) gewonnen. In zwanzig bis dreißig Metern Tiefe werden an beiden Standorten jährlich 0,15 Millionen Kubikmeter Grundwasser entnommen (Gebietsdatei für Grundwasserschutzgebiete in Friesland, Schiermonnikoog). Eine Wechselwirkung mit der Gasproduktion um N05-A ist nicht zu erwarten. Als Standardverfahren bei der Gasförderung wird bei den Bohrungen in den ersten fünfundsechzig Metern unter dem Meeresspiegel ein Stahlrohr (Dreißig-Zoll-Leitung) installiert. Dadurch werden die oberflächennahen Grundwasserschichten abgedichtet. Um die darunter liegenden Schichten bis zur hydrologischen Basis (225 Meter unter dem Meeresspiegel) zu schützen, wird mit wasserbasierter Bohrspülung gebohrt. Dieser Abschnitt wird dann mit einem zementierten Stahlrohr (18 5/8 Zoll Mantelrohr) komplett abgedichtet.

Es gibt keine geothermischen Projekte in der näheren Umgebung. Angesichts der Dicke und Durchlässigkeit der Slochteren-Schicht in diesem Gebiet ist die Eignung der Formation für geothermische Projekte gering.

Gasspeicherung und Salzgewinnung sind in diesem Gebiet nicht vorgesehen.

## 2.3 Übersicht der geplanten Aktivitäten

### 2.3.1 Die Bergbauanlage

ONE-Dyas beabsichtigt, die Vorkommen von einer neu zu errichtenden Abbauanlage, N05-A, aus zu erschließen. Die Oberflächenkoordinaten der vorgeschlagenen Abbauanlage sind in Tabelle 2-1. Alle Test- und Erschließungsbohrungen werden von diesem Oberflächenstandort aus durchgeführt.

Tabelle 2- 12 Standort der zukünftigen Bergbauanlage N05-A

N05-A Bergbauanlage	Datum ED50
Breitengrad	06° 21' 23" E
Längengrad	53° 41' 32" N

Abbildung 2-2 zeigt einen Eindruck der Abbaubetriebsanlage, deren Prozessablaufdiagramm in Anhang 4 zu finden ist.

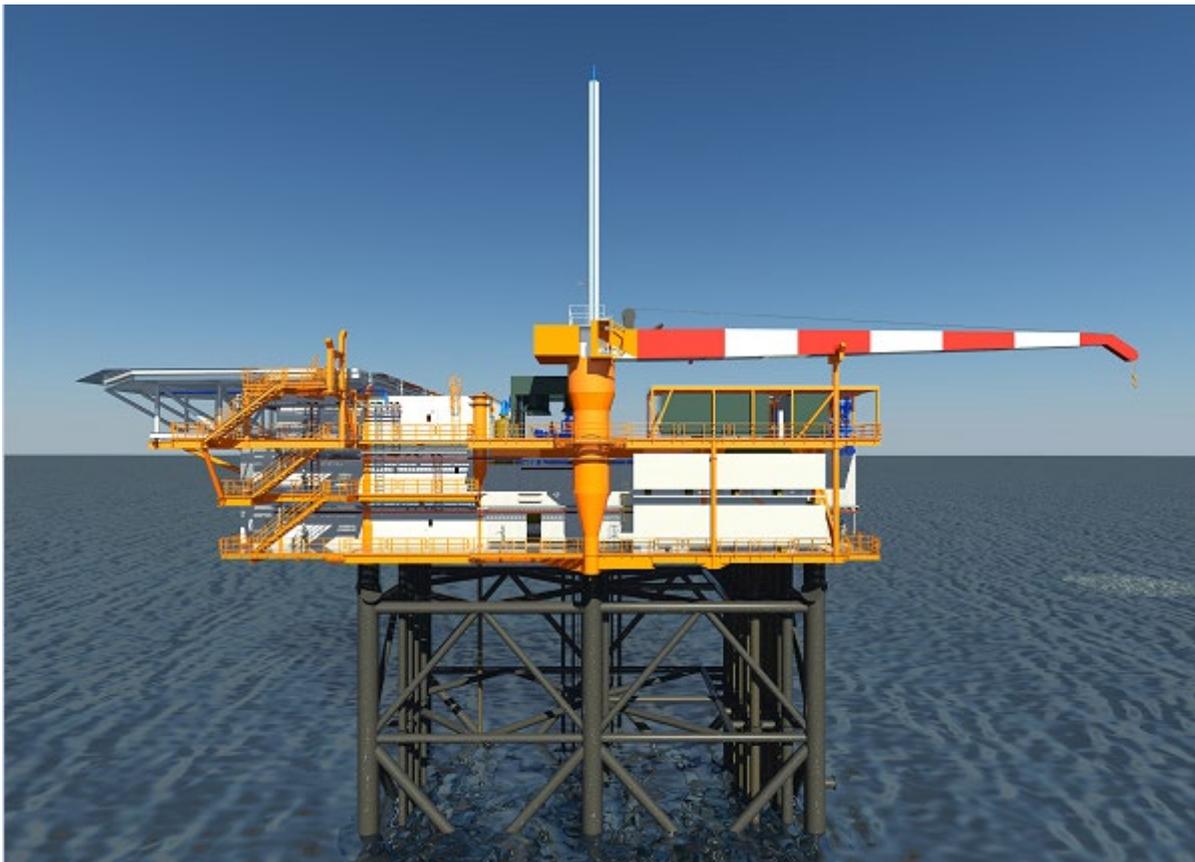


Abbildung 2 -2 Eindruck der Bergbauanlage N05-A

Die Anlage wird für den Anschluss und die Produktion von zwölf Bohrungen ausgerüstet sein.

Die Energieversorgung für den Betrieb der Anlage erfolgt auf Basis von Strom. Zu diesem Zweck wird ein neues Stromkabel vom deutschen Windpark Riffgat aus verlegt.

In der Anlage wird das Erdgas auf die erforderlichen Spezifikationen für die Exportpipeline aufbereitet. Das Erdgas wird von den produzierten Flüssigkeiten getrennt und getrocknet. Das Wasser wird nach der Entfernung von Kohlenwasserstoffen unterhalb der gesetzlichen Vorgaben von dreißig ppm ins Meer eingeleitet. Die Förderanlage hat eine anfängliche Aufbereitungskapazität von vier Millionen Nm<sup>3</sup> Gas pro Tag, mit der Möglichkeit, diese zu einem späteren Zeitpunkt auf sechs Millionen Nm<sup>3</sup> Gas pro Tag zu erweitern.

Das aufbereitete Erdgas wird zusammen mit dem Kondensat über eine neue 13 Kilometer lange Pipeline zur bestehenden NGT (Noordgastransport)-Pipeline transportiert. Die NGT-Pipeline wird das Erdgas nach Uithuizen bringen, wo es nach einer weiteren Aufbereitung entnommen wird.

Die Anlage wird so eingerichtet, dass einige Jahre nach Produktionsbeginn ein elektrisch angetriebener Kompressor installiert werden kann. Dieser Kompressor wird das Erdgas auf den erforderlichen Abgabedruck bringen, nachdem durch die Förderung der Druck in den Vorkommen für einen direkten Export in die NGT-Pipeline zu niedrig geworden ist.

Die Anlage ist normalerweise unbemannt und wird von einem ständig besetzten ONE-Dyas-Kontrollraum aus ferngesteuert und überwacht. Im Durchschnitt sind zwölf Besuche pro Jahr für Kontrollen und Wartung vorgesehen. Die Anlage kann mit Schiffen und Hubschraubern besichtigt werden.

Die Anlage bietet die Möglichkeit, bis zu zwei neue Pipelines für mögliche zukünftige Gasentwicklungen anzuschließen, die nicht Teil dieses Förderplans sind.

### 2.3.2 Geplante Bohrungen

Die gesamte Bohraktivität (für die fünf Vorkommen) sieht maximal zwölf Bohrungen und maximal zwölf Abzweigungen (*Sidetracks*) vor, die alle von der neu installierten Förderanlage N05-A aus gebohrt werden.

Aufgrund der Unwägbarkeiten im Untergrund stehen die Anzahl der benötigten Gruben und die genauen unterirdischen Grubenstandorte nicht im Voraus fest. Einundzwanzig potenzielle unterirdische Bohrlochstandorte wurden für die fünf Felder in diesem Feldesentwicklungsplan identifiziert. Die Ergebnisse der ersten Bohrungen werden bestimmen, welche und wie viele der verbleibenden potenziellen unterirdischen Standorte gebohrt werden. Die unterirdischen Standorte werden bei der detaillierten Bohrlochplanung optimiert.

Basierend auf den Informationen, die aus früheren Bohrungen gewonnen wurden, kann entschieden werden, bei nachfolgenden Bohrungen einen horizontalen Speicherabschnitt zu installieren. Dies könnte geschehen, wenn z. B. geologische Barrieren für den freien Fluss des Erdgases im Reservoir identifiziert werden. Diese horizontalen Abschnitte können zwischen fünfzig und fünfhundert Metern lang sein.

Alle Gruben werden von der vorgesehenen Installation aus gebohrt. Die Bohrungen werden mit einem für die niederländische Nordsee üblichen Verrohrungsschema fertiggestellt. Technische Details zu den Gruben finden Sie in Kapitel 4.

### Bohrung für das Vorkommen N05-A

Für das Gasvorkommen N05-A sind bis zu vier Bohrungen geplant. Vier primäre Grubenstandorte und zwei alternative Grubenstandorte sind in Abbildung 2-3 definiert.

Die Entwicklung des grenzüberschreitenden N05-A-Vorkommens könnte vollständig innerhalb der Niederlande stattfinden. ONE-Dyas erwägt jedoch, aus Gründen der Produktionseffizienz eine Reihe von Bohrungen für das Vorkommen N05-A im deutschen Untergrund zu platzieren.

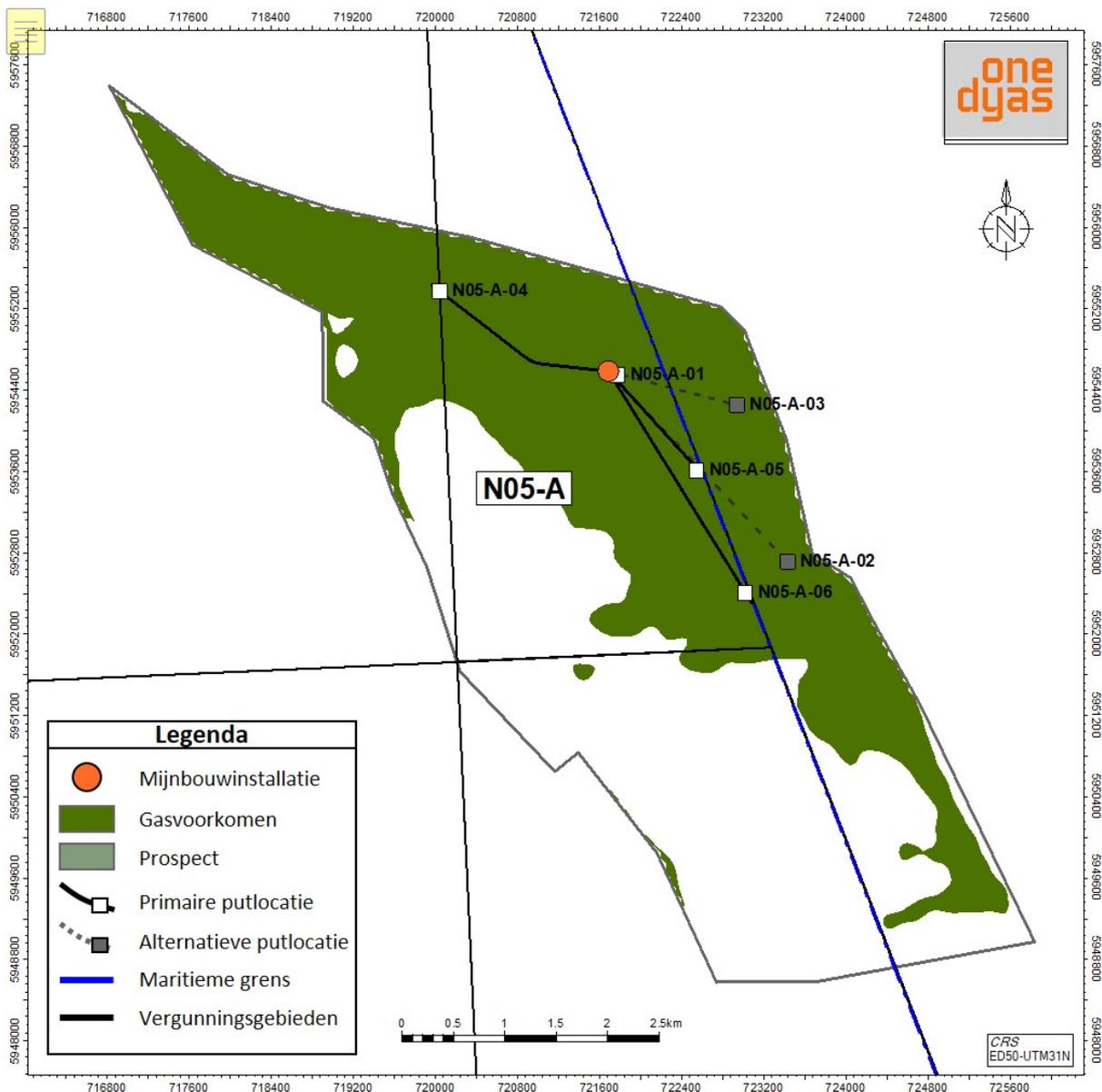


Abbildung 2- 3 Markierte Bohrlochstandorte für das N05-A-Vorkommen

**Bohrung zur Schürfstelle N05-A-Noord**

Für die Schürfstelle N05-A-Noord sind bis zu drei Bohrungen geplant. Drei primäre Grubenstandorte und zwei alternative Grubenstandorte sind in Abbildung 2-4 definiert.

Die Entwicklung des grenzüberschreitenden N05-A-Noord-Prospekts könnte vollständig innerhalb der niederländischen Grenzen stattfinden. ONE-Dyas erwägt jedoch, eine Reihe von Bohrungen im deutschen Untergrund für das N05-A-Noord-Prospekt zu platzieren, um die Produktionseffizienz zu verbessern.

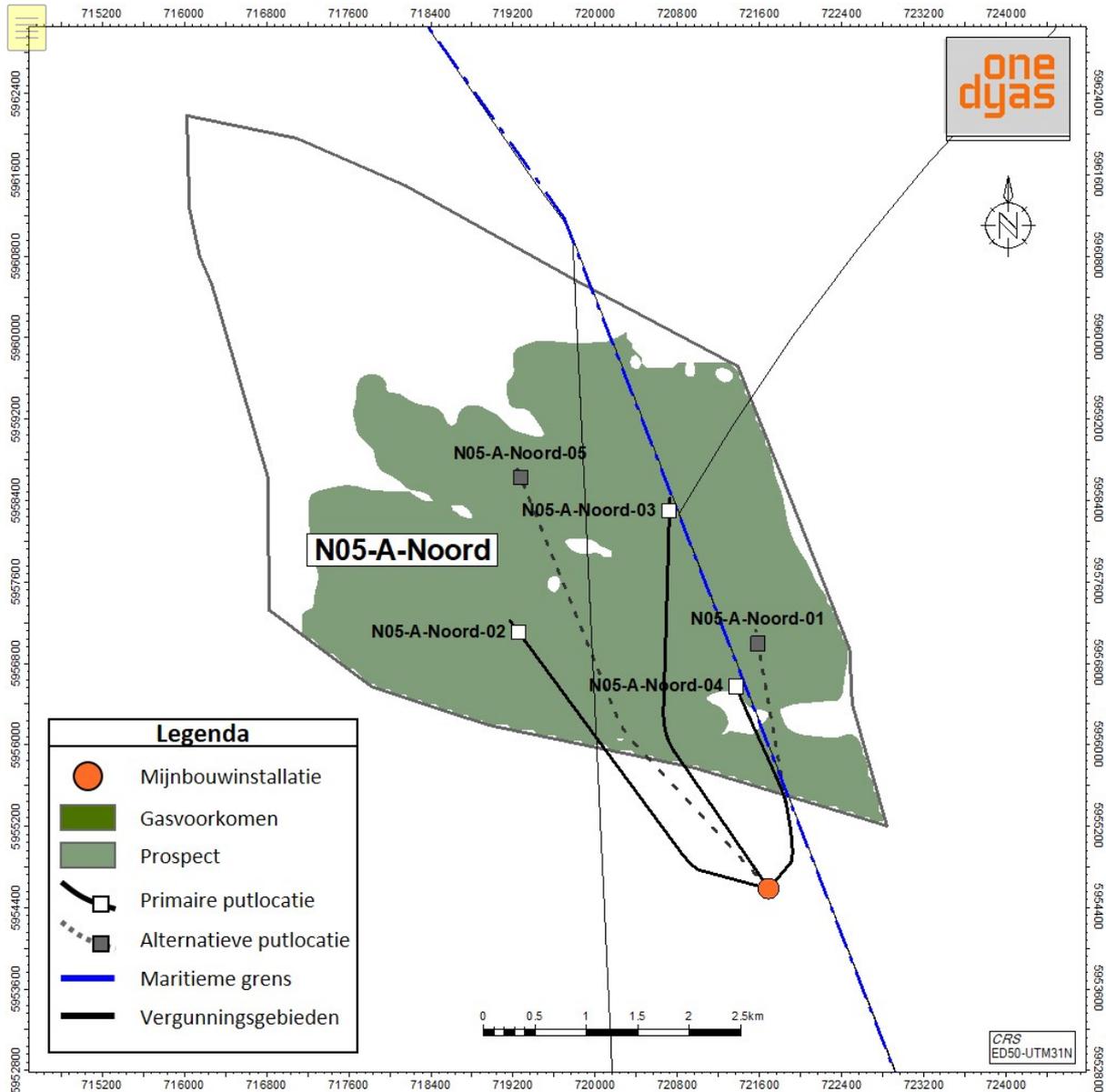


Abbildung 2- 4Identifizierte Bohrlochstandorte für die Schürfstelle N05-A-Noord.

### Bohrungen zur Schürfstelle Tanzaniet-Oost

Für die Schürfstelle Tanzaniet-Oost ist maximal eine Grube geplant, siehe Abbildung 2-5. Die Erkundungsbohrung wird auch als Entwicklungsbohrung dienen, falls Erdgas gefunden wird.

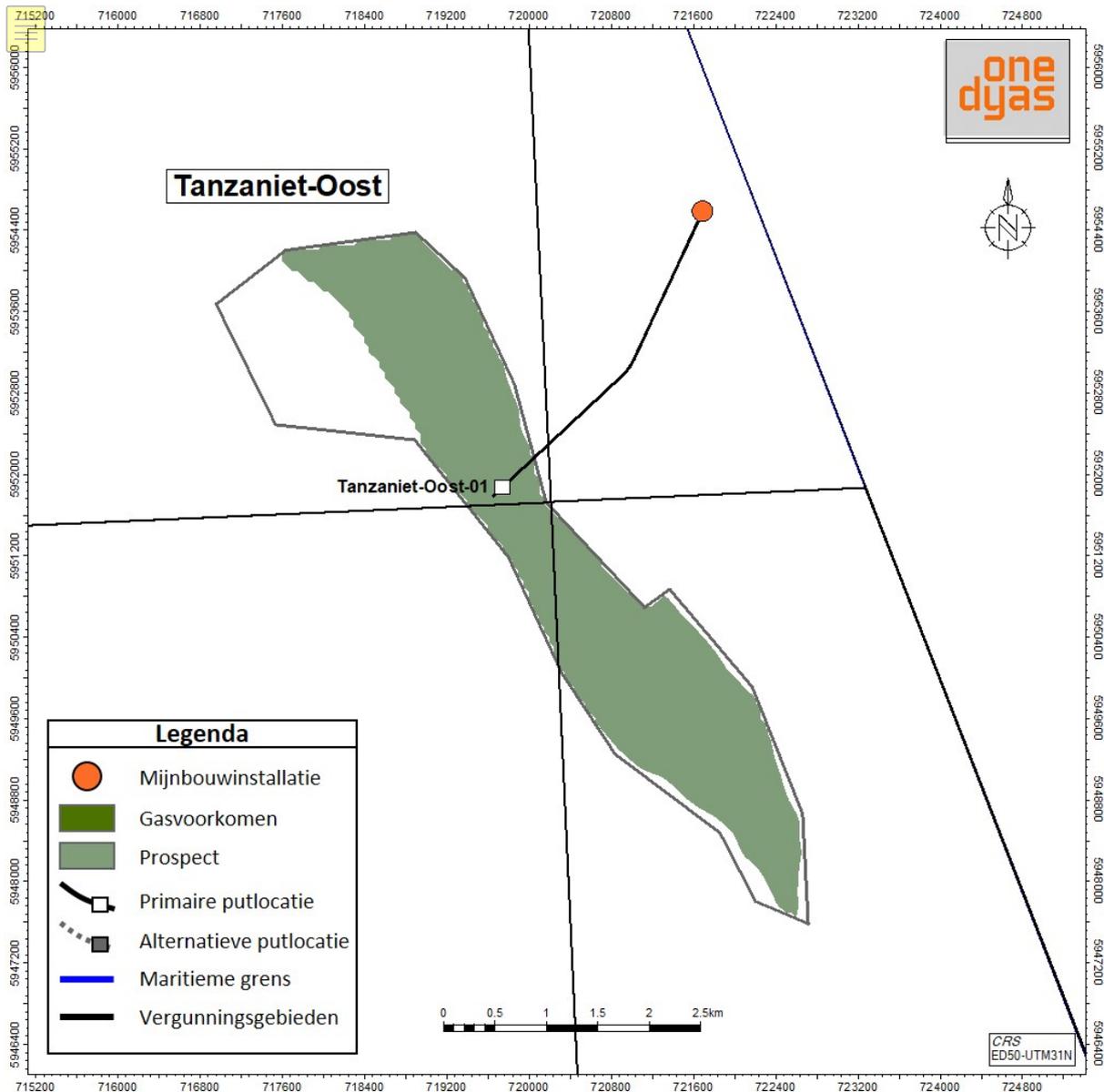


Abbildung 2- 5Markierter Bohrlochstandort für die Schürfstelle Tanzaniet-Oost

**Bohrungen in den Gebieten Diamant und N05-A-Südost**

Für das Diamant-Prospekt sind bis zu vier Bohrungen geplant. Vier primäre Grubenstandorte und vier alternative Grubenstandorte sind in Abbildung 2-6 definiert.

Für die Schürfstelle N05-A-Südost wurde maximal ein Bohrlochpfad festgelegt, siehe Abbildung 2-7. Die Erkundungsbohrung dient auch als Erschließungsbohrung, wenn Erdgas gefunden wird.

Für die Schürfstellen Diamant und N05-A-Südost ist es notwendig, die Bohrungen unter dem Meeresboden auf deutschem Gebiet zu platzieren.

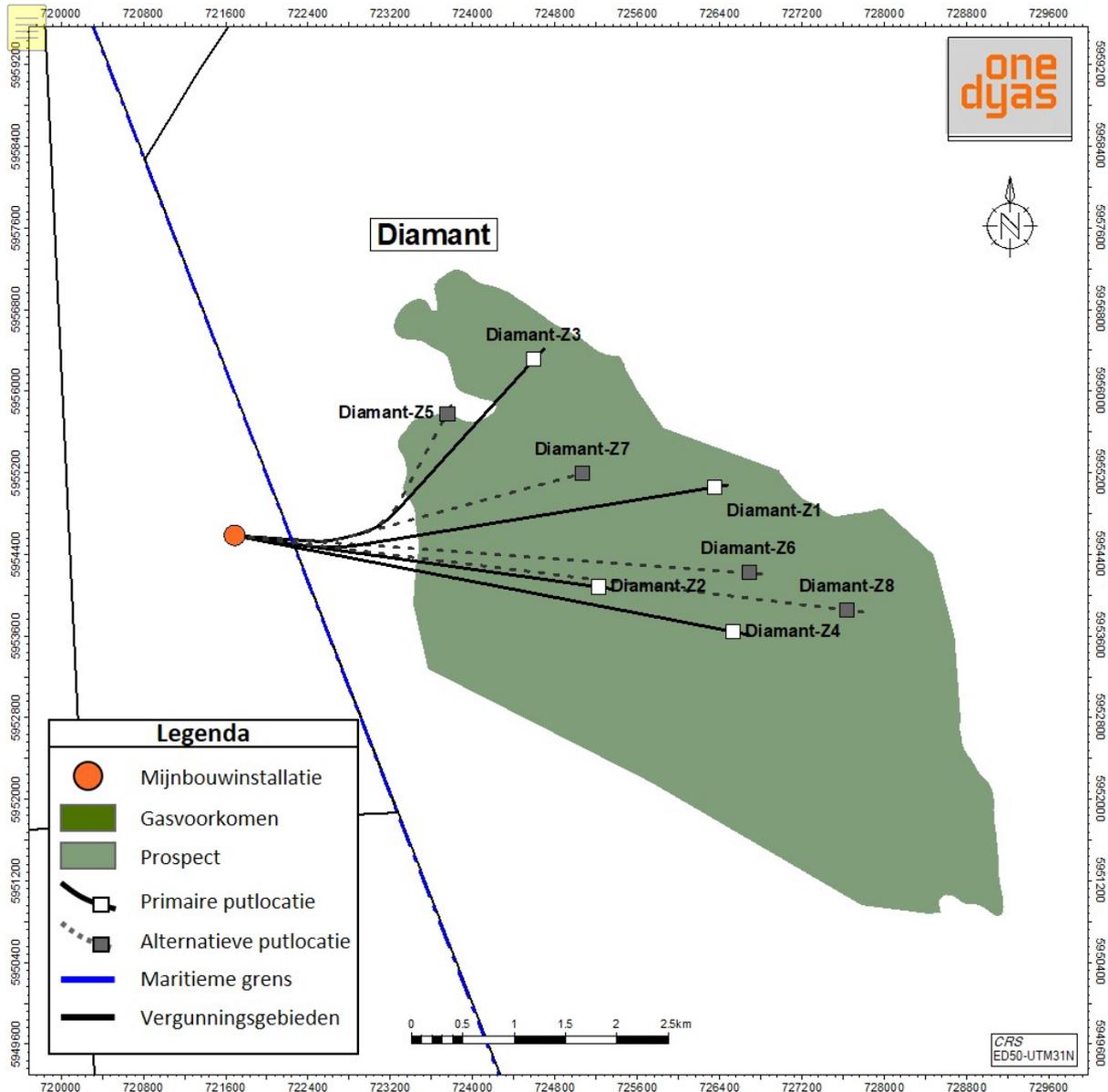


Abbildung 2- 6Ausgewählte Bohrlochstandorte für die Diamant-Schürfstelle

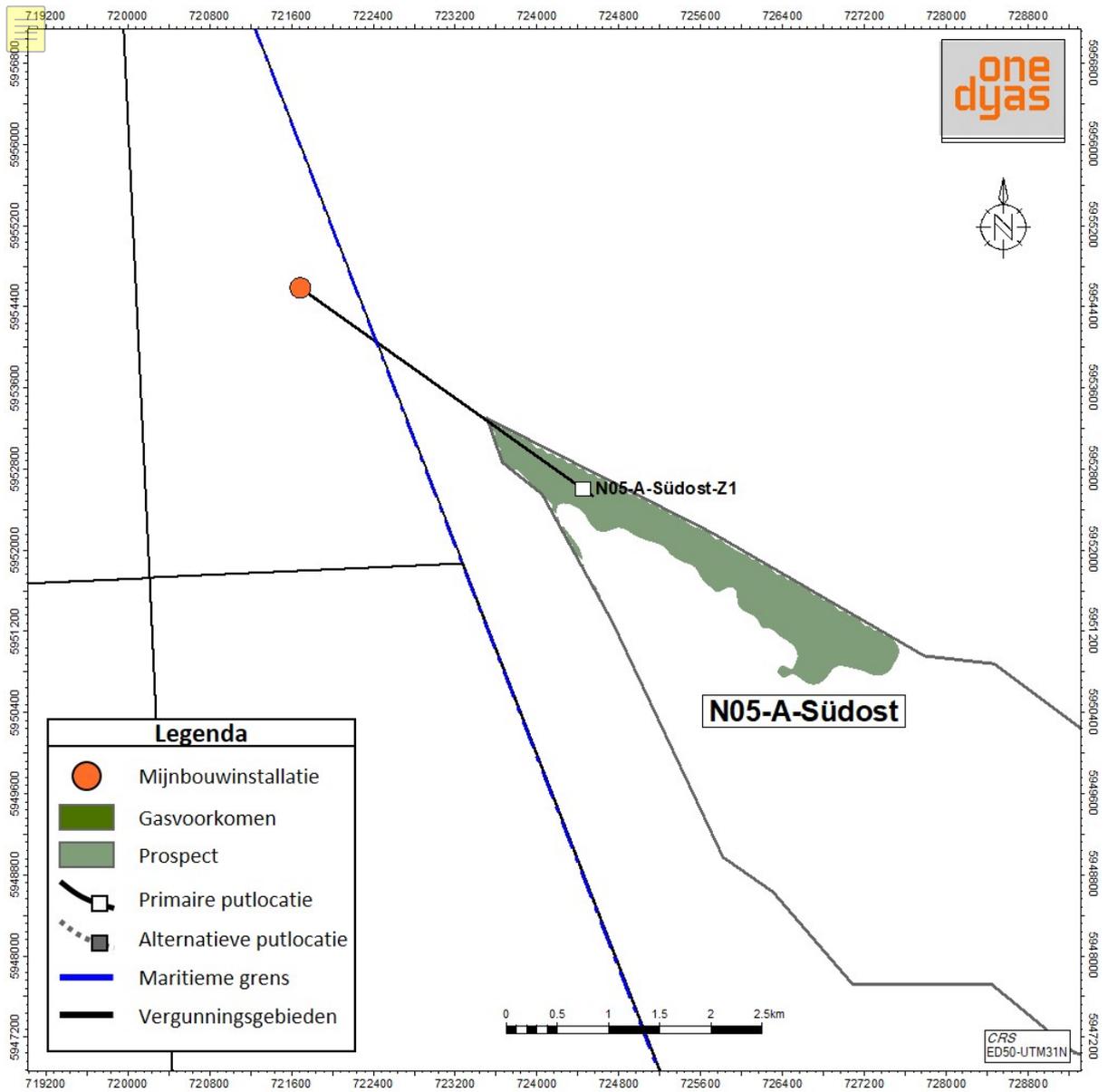


Abbildung 2- 7Markierter Bohrlochstandort für die Schürfstelle N05-A-Südost.

## 3 Überblick über die Geologie

---

### 3.1 Geologie und Modellierung des Untergrunds

Der niederländische Boden und Untergrund, sowohl an Land als auch auf See, ist durch eine kontinuierliche Senkung gekennzeichnet, die im Laufe der letzten dreihundert bis vierhundert Millionen Jahre zur Ablagerung verschiedener Arten von Sedimenten geführt hat. Eine allgemeine Beschreibung mit weiteren Details zu den verwendeten Begriffen finden Sie in Referenz 2 (siehe Anhang 2).

Einer der ersten Schritte bei der Exploration von Erdgas ist die Erstellung eines dreidimensionalen Bildes des Untergrundes mit Hilfe von seismischen Untersuchungen und speziellen Computerprogrammen. Mögliche gasführende Strukturen (Prospects) werden kartiert.

Potenzielle Gasmengen in den identifizierten unterirdischen Strukturen werden mit Hilfe einer sogenannten Spill-Point-Analyse abgeschätzt. Dabei werden die Stellen analysiert, an denen Erdgas aus der kartierten Struktur austreten könnte. Diese Gasmigration wird von mehreren Faktoren bestimmt, wie z. B. der Durchlässigkeit der unterirdischen Klüfte und Gesteinsschichten.

Explorationsbohrungen werden eingesetzt, um die Gasführungskapazität eines potenziellen Gasvorkommens zu bestätigen. Die Bohrdaten werden verwendet, um die Genauigkeit des dreidimensionalen Bildes zu erhöhen. Die relevanten Gesteinseigenschaften wie Porosität (der prozentuale Anteil des Porenvolumens zwischen den Gesteinskörnern), Gassättigung (das Verhältnis von Gas zu Wasser im Porenvolumen) und Permeabilität (die Durchlässigkeit des Gesteins) werden anhand von Messungen im Bohrloch und an Bohrkernen ermittelt.

Die Beschreibung eines (möglichen) Gasvorkommens erfordert die Quantifizierung von Unsicherheiten. Vorhersagen über das verfügbare und förderbare Gasvolumen werden mit einer Unsicherheitsspanne versehen. Für die unbewiesenen Gasvorkommen (Prospects) wird zusätzlich die *Chance auf Abbauerfolg* verwendet, die die Wahrscheinlichkeit beschreibt, dass eine kartierte Struktur Gas enthält.

#### 3.1.1 Bildung des Reservoirs

Das niederkalorische Erdgas befindet sich im Slochteren Sandstein, einem Teil der Rotliegend-Formation, in etwa vier Kilometern Tiefe unter dem Meeresboden. Im Bereich um N05-A ist das Slochteren-Sandsteinpaket relativ dünn (fünfundzwanzig bis dreißig Meter dick) und fehlt stellenweise ganz.

#### 3.1.2 Überliegende Gesteinsschichten

Diese Ablagerungen werden von Tonsteinschichten, die ebenfalls zum *Rotliegend* gehören, überdeckt (und abgedichtet). Darüber befindet sich eine kilometerdicke Schicht aus verschiedenen Gesteinsarten. Von oben nach unten:

<b>Quartär/Tertiär</b>	
Über der Nordsee	Sandschichten im Wechsel mit <i>undurchlässigen</i> Tonschichten
Unter der Nordsee	Undurchlässige Tonschichten; möglicherweise mit Sandsteinschichten durchsetzt
<b>Kreide</b>	
Ommelanden/Texel	Kreide, potentiell durchlässig
Unterkreide	<i>Undurchlässige</i> Tonschichten; möglicherweise mit Sandsteinschichten durchsetzt
<b>Trias</b>	
Haupt Buntsandstein	Durchlässige Schicht; weitgehend erodiert
Unterer Buntsandstein	<i>Undurchlässige</i> Tonschichten; möglicherweise mit Sandsteinschichten durchsetzt
<b>Zulässig</b>	
Zechstein	<i>Undurchlässige</i> Salz-, Anhydrit- und Kalksteinschichten
Rotliegend	<i>Über den Vorkommen im Rotliegend befinden sich undurchlässige</i> Ton- und Salz-/Anhydritschichten.

### 3.1.3 Herkunft des Erdgases

Am Ende des *Karbons* wurde das kohlige Karbon durch den Zustrom neuer Sedimente bis in eine Tiefe von mehr als vier Kilometern verschüttet. Da die Temperatur mit der Tiefe zunimmt, wurde das *Karbon* während dieser Verschüttungsphase auf über hundert Grad Celsius erhitzt. Bei diesem Vergrabungsprozess wurden die ursprünglichen Torfschichten zu Kohle und schließlich zu Anthrazit verdichtet. Dabei wurde Erdgas (Methan und möglicherweise schwerere Kohlenwasserstoffe) gebildet.

Das entstandene Erdgas wanderte in Richtung Oberfläche und füllte poröse Sandsteinformationen entlang der Migrationsroute mit Erdgas.

### 3.1.4 Aufbau

Verschiedene tektonische Phasen haben den niederländischen Untergrund deformiert, was zu einer Vielzahl von Verwerfungen führte. Dies manifestiert sich in einer Reihe von dominanten Verwerfungsorientierungen, die ein unregelmäßiges Rautenmuster von Verwerfungsblöcken auf der Ebene des Gasvorkommens N05-A und der umliegenden Schürfstellen geschaffen haben. Jeder dieser Fracture-Blöcke kann ein Gasvorkommen bilden. Das beschriebene Bruchmuster ist in der Tiefenkarte in Abbildung 3-1 dargestellt. Diese Karte wurde aus Bohrlochdaten und seismischen Daten zusammengestellt.

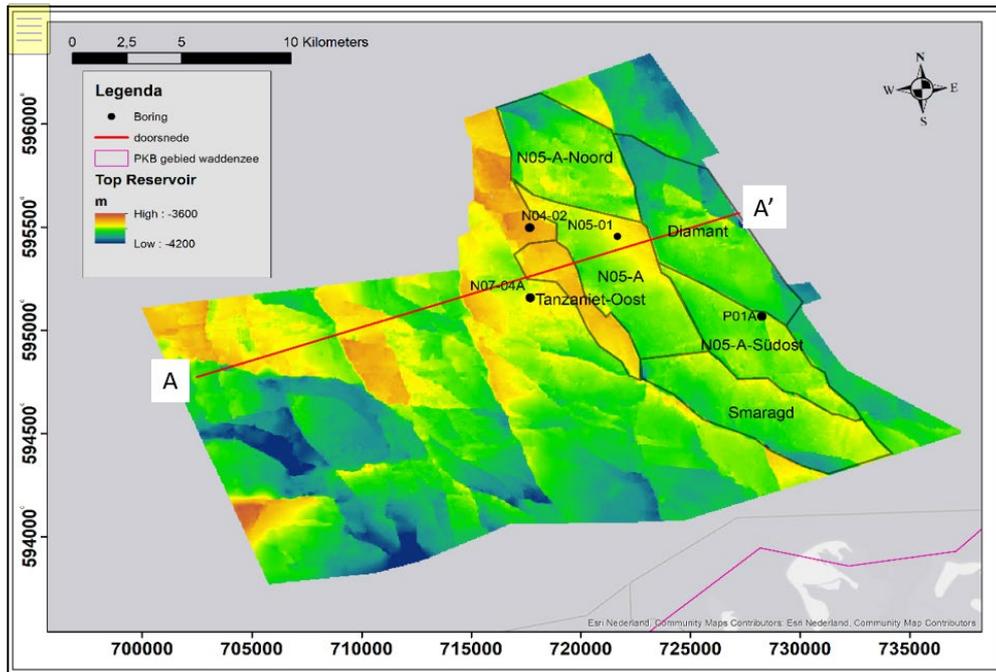


Abbildung 3-1 Tiefenkarte der Oberseite der Vorkommen (oberes Reservoir). Die rote Linie zeigt die Lage des Querschnitts in Abbildung 3-2

Abbildung 3-2 zeigt einen Querschnitt entlang des Profils A-A'. Das Slochteren-Gasvorkommen ist das dünne Band an der Basis des Rotliegend-Intervalls, das das Karbon überlagert. Der Querschnitt veranschaulicht auch die Unterschiede in der Dicke in den darüber liegenden Gesteinsschichten.

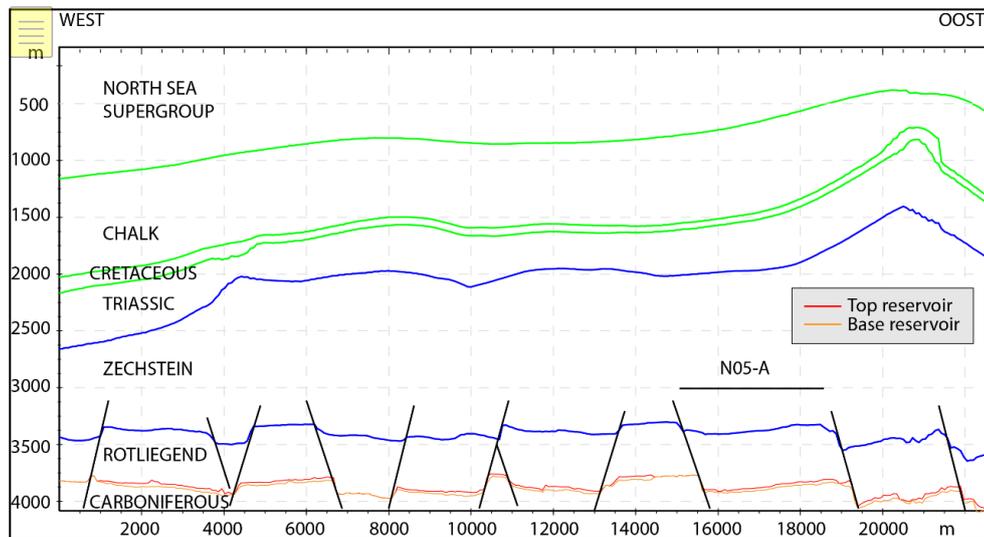


Abbildung 3-2 Querschnitt entlang der Linie A-A' in Abbildung 3-1 vertikaler Maßstab 2x vergrößert

### 3.2 Die (potenziellen) Gasreserven

Zusätzlich zu den Abbildungen in diesem Abschnitt enthält Anhang 5 eine geologische Karte der fünf Vorkommen und eine Reihe von Querprofilen. Die durchschnittlichen Eigenschaften des Reservoirs sind in Abschnitt 3.3 angegeben.

#### 3.2.1 Das Gasvorkommen N05-A

Dieses Vorkommen befindet sich teilweise unter niederländischen und teilweise unter deutschen Gewässern.

Das Vorkommen wurde im Jahr 2017 durch die Erkundungsbohrung N05-01 (Bohrungen -S1 und -S3) nachgewiesen.

Der flachste Punkt des N05-A-Vorkommens liegt bei ca. 3770 m. Der Gas-Wasser-Kontakt wird in einer Tiefe von 3906 m bis 3914 m unter dem mittleren Meeresspiegel geschätzt, wobei die Gassäule in diesem Fall eine Höhe von ca. 140 m hat.

### *3.2.2 Die Schürfstelle N05-A-Noord*

Diese Schürfstelle befindet sich teilweise unter niederländischen und teilweise unter deutschen Gewässern.

Diese Struktur ist vom N05-A-Vorkommen durch eine praktisch ost-westlich orientierte Verwerfung getrennt. Es ist eine deutliche Abnahme des vertikalen Widerstands in westlicher Richtung zu beobachten, was darauf hindeutet, dass die Struktur N05-A-Noord mit der Verwerfung N05-A verbunden ist, was die Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins von Erdgas in der Schürfstelle erhöht. Andererseits scheint die Mächtigkeit der Lagerstätte im nordwestlichen Teil des N05-A-Vorkommens geringer zu sein, was die Wahrscheinlichkeit einer direkten Verbindung zu N05-A-Noord verringert. Es ist möglich, dass die Qualität des Reservoirs in N05-A-Noord aufgrund der Wirkung von ost-westlich orientierten Brüchen innerhalb dieses Blocks geringer ist, die den Porenraum durch mehr als normale Zementation (Ausfällung von gelösten Mineralien und Salzen) reduziert haben könnten. Der Bereich des Gas-Wasser-Kontakts wird auf 3901 m bis 4047 m Tiefe unter dem mittleren Meeresspiegel geschätzt. Der wahrscheinlichste Kontakt wird bei etwa 3920 m erwartet.

### *3.2.3 Die Schürfstelle Tanzaniet-Oost*

Dieses Vorkommen befindet sich vollständig unter niederländischen Gewässern.

Ein schmaler, NW-SE orientierter Bergrücken verläuft entlang der Westseite des Gasfeldes N05-A, wo über weite Strecken keine nennenswerten Vorkommen vorhanden sind. Dieser ein bis drei Kilometer breite Bergrücken wird auf der Ost- und Westseite von einem Störungssystem mit einer NNW-SSE-Ausrichtung begrenzt. Es wird vermutet, dass dieser Hochpunkt bereits während der Ablagerung der Reservoirsande im Perm (vor 260-265 Mio. Jahren) ein topographischer "Hochpunkt" war, an dem keine oder kaum eine Sedimentation stattfand. Die Bohrungen N04-1 (1968) und N04-2 (1992) wurden auf der Grundlage von 2D-seismischen Daten an der höchsten Stelle in diesem Gebiet platziert. Beide Bohrungen fanden Hinweise auf Erdgas, aber nicht genügend guten Reservoirsand. Der Bereich des Gas-Wasser-Kontakts wird auf 3763 m bis 3900 m Tiefe unter dem mittleren Meeresspiegel geschätzt. Der wahrscheinlichste Kontakt wird auf etwa 3840 m erwartet.

### *3.2.4 Die Schürfstelle Diamant*

Dieses Vorkommen befindet sich vollständig unter deutschen Gewässern.

Der Gipfel der Struktur (3750 m) befindet sich drei Kilometer vom vorgeschlagenen Standort der Plattform N05-A entfernt. Sie ist auf der Westseite durch eine Verwerfung mit einem vertikalen Versatz von 120-200 m vom Gasfeld N05-A getrennt. Auf der Ostseite befindet sich ebenfalls eine relativ große Verwerfung mit einem vertikalen Versatz von 100-250 m. Die Diamant-Struktur liegt innerhalb dieser Verwerfung und ist etwa drei Kilometer breit und, parallel zu den Verwerfungen, etwa sieben Kilometer lang in NNW-SSE-Richtung. In beiden Richtungen fällt die Lagerstätte nach Norden bzw. Süden ab; auf der Südseite krümmen sich die Schichten bei etwa 4100 m und erreichen damit die maximale Tiefe, bis zu der die Struktur möglicherweise mit Erdgas gefüllt werden könnte.

Das Modell besagt, dass das Erdgas aus der Tiefe gefüllt wird, aber hauptsächlich durch Migration innerhalb des Reservoirs von Norden. Wenn diese Migration stattgefunden hat, kann eine maximale Füllung bis zu 413 m auftreten. In dieser Tiefe befindet sich der tiefstmögliche Gas-Wasser-Kontakt. Dies kann nur geschehen, wenn die Brüche gasdicht sind. Wenn die Klüfte durchlässig sind, ist der Gas-Wasser-Kontakt höher und die anfänglichen Gasmengen sind kleiner.

Im am wenigsten positiven Fall leckt die Struktur nahe der Oberseite des Vorkommens und es gibt kein oder nur sehr wenig Erdgas. Letzteres kann auch auftreten, wenn die abdichtende Deckschicht unwirksam ist. Dies scheint für Diamant, so nahe am N05-A-Gasvorkommen, nicht wahrscheinlich. Es wird erwartet, dass sowohl die Qualität des Reservoirs als auch die Qualität der Deckschicht ähnlich wie bei N05-A sein wird.

Der Bereich des Gas-Wasser-Kontakts wird auf 3930 m bis 4013 m Tiefe unter dem mittleren Meeresspiegel geschätzt. Der wahrscheinlichste Kontakt wird auf ca. 3975 m erwartet.

### *3.2.5 Die Schürfstelle N05-A-Südost*

Dieses Vorkommen befindet sich vollständig unter deutschen Gewässern.

N05-A-Südost wird durch zwei große Brüche von Diamant (im Norden) und dem Gasvorkommen N05-A (im Westen) getrennt. Das Reservoir fällt nach Süden ab und die Struktur wird weiter östlich von einer weiteren NNW-ZSO orientierten Bruchzone begrenzt. Die deutsche Bohrung P1A wurde 1965 in diese Struktur gebohrt und das Ergebnis war etwas unschlüssig; die aktuelle Interpretation ist, dass ein Gas-Wasser-Kontakt zwischen 3898 m und 3926 m Tiefe unter dem mittleren Meeresspiegel möglich ist. Der wahrscheinlichste Kontakt wird bei etwa 3910 m erwartet. Moderne Bohrungen müssen die Tiefe des Gas-Wasser-Kontakts nachweisen und zeigen, ob die angetroffenen Gasmengen wirtschaftlich förderbar sind.

## 3.3 Durchschnittliche Eigenschaften des Vorkommens

Die Vorkommen haben eine geschätzte Bruttomächtigkeit von zwanzig bis vierzig Metern mit einem Netto-Brutto-Verhältnis von bis zu 75 %. Die durchschnittliche Porosität liegt bei etwa zwölf Prozent. Die durchschnittliche Durchlässigkeit wird auf etwa zehn Milli-Darcy geschätzt.

## 4 Geplante Bohrungen

### 4.1 Allgemeine Beschreibung eines Bohrlochs

Abbildung 4.1 zeigt eine schematische Darstellung eines Bohrlochs. Die Hauptkomponenten werden hier besprochen.

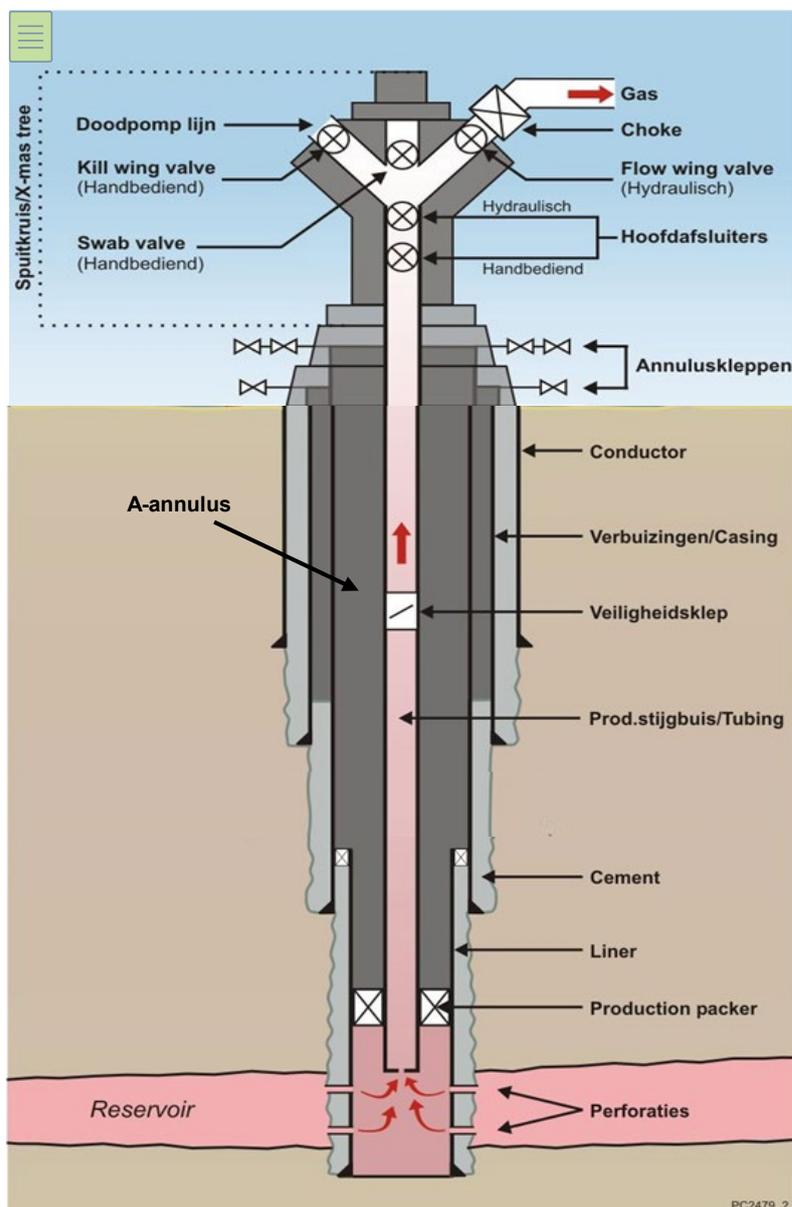


Abbildung 4-1 Schematische Darstellung einer generischen Gasförderbohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft)

Ein Bohrloch besteht aus einer teleskopartig geformten Bohrung, deren Durchmesser mit zunehmender Tiefe allmählich abnimmt. Das Bohrloch wird mit einem Metallrohr verstärkt: einem *Gehäuse*. Der Raum zwischen dem Gehäuse und dem Bohrloch wird mit Zement gefüllt. Der Zement verhindert den Fluss von Flüssigkeiten zwischen den verschiedenen Schichten. Der letzte Teil des Bohrlochs besteht in der Regel aus einem so genannten *Liner*: einer Metallverrohrung, die nicht bis an die Oberfläche reicht, sondern in der letzten Verrohrung endet. Der Liner wird ebenfalls sowohl in die endgültige Verrohrung als auch in die Bohrlochwand einzementiert.

Das obere Gehäuse (Conductor) ist besonders belastbar und dient neben der Stabilität auch als Fundament für die Grubenventile.

Die Tiefe, in der eine neue Reihe von Futterrohren installiert wird, hängt von den Gesteinseigenschaften und dem Druck der Flüssigkeiten in den Bodenschichten ab. Nachdem die Endverrohrung zementiert wurde, wird das Bohrloch mit einer Förderverrohrung (dem *Tubing*) für die Produktion vorbereitet.

Nachdem die Verrohrung installiert und getestet wurde, wird das Metallgehäuse gegenüber der Gassperre perforiert. Während der Förderung strömt das Erdgas durch diese Perforationen über die Verrohrung an die Oberfläche.

Die Verrohrung ist mit einem hydraulisch betätigten unterirdischen Sicherheitsventil ausgestattet, das bei einem Abfall des Hydraulikdrucks automatisch schließt. Zusätzlich zu diesem unterirdischen Ventil gibt es zwei Hauptventile an der Oberfläche am Sprühkreuz (X-mas tree) des Brunnens; das obere Hauptventil wird hydraulisch betätigt, das untere Hauptventil wird manuell bedient.

Der X-mas tree hat einen Anschluss zum 'Totpumpen' der Grube, auch Kill Wing Valve genannt. Dieses Abpumpen mit einer Flüssigkeit mit hohem spezifischem Gewicht kann in Ausnahmefällen notwendig sein, z. B. bei Reparaturen oder Fehlfunktionen des Brunnens.

Schließlich wird ein Brunnen mit einer *Drossel* ausgestattet, um die Produktion zu steuern.

Messgeräte zur Messung von Druck, Temperatur und Gasdurchfluss sind im Sprühkreuz und in der Anlage am Brunnenstandort vorhanden.

Bohrungen können abgelenkt werden, d. h. die Bohrtrajektorie verläuft nicht gerade nach unten, sondern gekrümmt. Um unterirdische Standorte zu erreichen, die sich nicht direkt unter der Bergbauanlage befinden, werden Umlenkbrunnen verwendet.

## 4.2 Übersicht der identifizierten Bohrlochverläufe

Die Tabelle 4-1 zeigt einundzwanzig ausgewiesene Bohrlochtrajektorien. Die maximale seitliche Entfernung von der Bergbauanlage zu den unterirdischen Grubenstandorten beträgt fünf Kilometer.

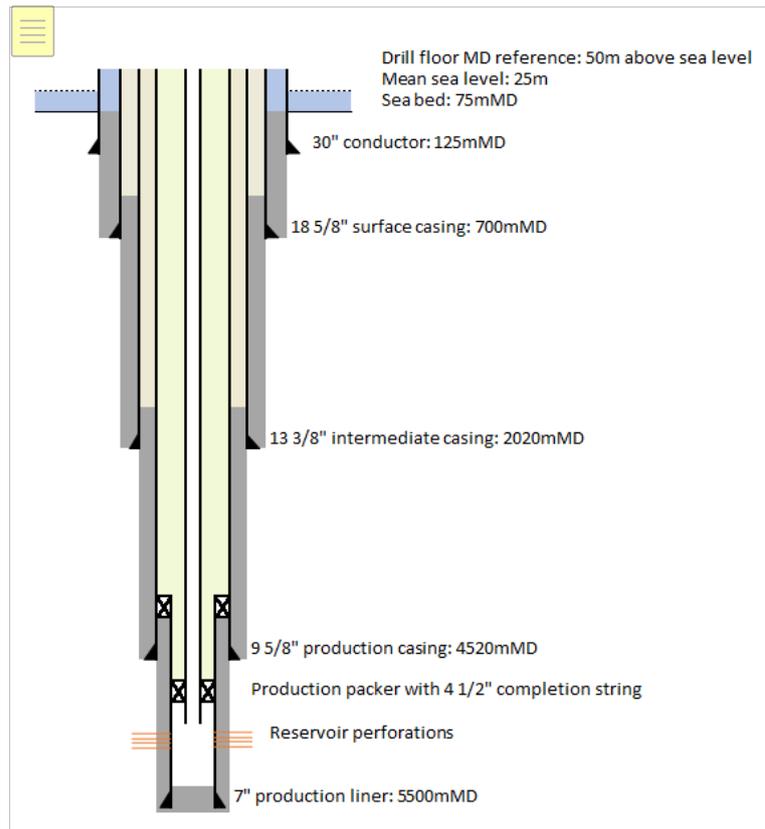
Tabelle 4-1 Übersicht über die vorhandenen Bohrungen und die 21 identifizierten potenziellen Bohrlochtrajektorien

Verhindern	Brunnen	Zielort	Formular	Formation	Jahr	Status
<b>N05-A</b>	N05-01-S1	DE	Vertikal	Rotliegend	2017	Erkundungsbohrungen
	N05-01-S3		Geteilt			
<b>N05-A</b>	N05-A-01	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A</b>	N05-A-02	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A</b>	N05-A-03	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A</b>	N05-A-04	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A</b>	N05-A-05	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A</b>	N05-A-06	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Noord</b>	N05-A-Noord-01	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Erkundungsbohrungen / Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Noord</b>	N05-A-Noord-02	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Noord</b>	N05-A-Noord-03	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Noord</b>	N05-A-Noord-04	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Noord</b>	N05-A-Noord-05	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Entwicklungsbohrungen

<b>Tanzaniet-Oost</b>	Tanzaniet-Oost-01	DE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Erkundungsbohrungen / Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z1	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Erkundungsbohrungen / Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z2	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z3	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z4	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z5	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z6	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z7	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>Diamant</b>	Diamant-Z8	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Potenzielle Entwicklungsbohrungen
<b>N05-A-Südost</b>	N05-A-Südost-Z1	DIE	Geteilt	Rotliegend	Geplant	Erkundungsbohrungen / Potenzielle Entwicklungsbohrungen

### 4.3 Schematische Darstellung der geplanten Grubenverrohrung

Die Abbildungen 4-2 und 4-3 zeigen schematisch den Verrohrungsplan für die geplanten Bohrungen. Alle Bohrungen folgen einem ähnlichen Schema, die Tiefen für das Verrohrungsschema variieren je nach Bohrung.



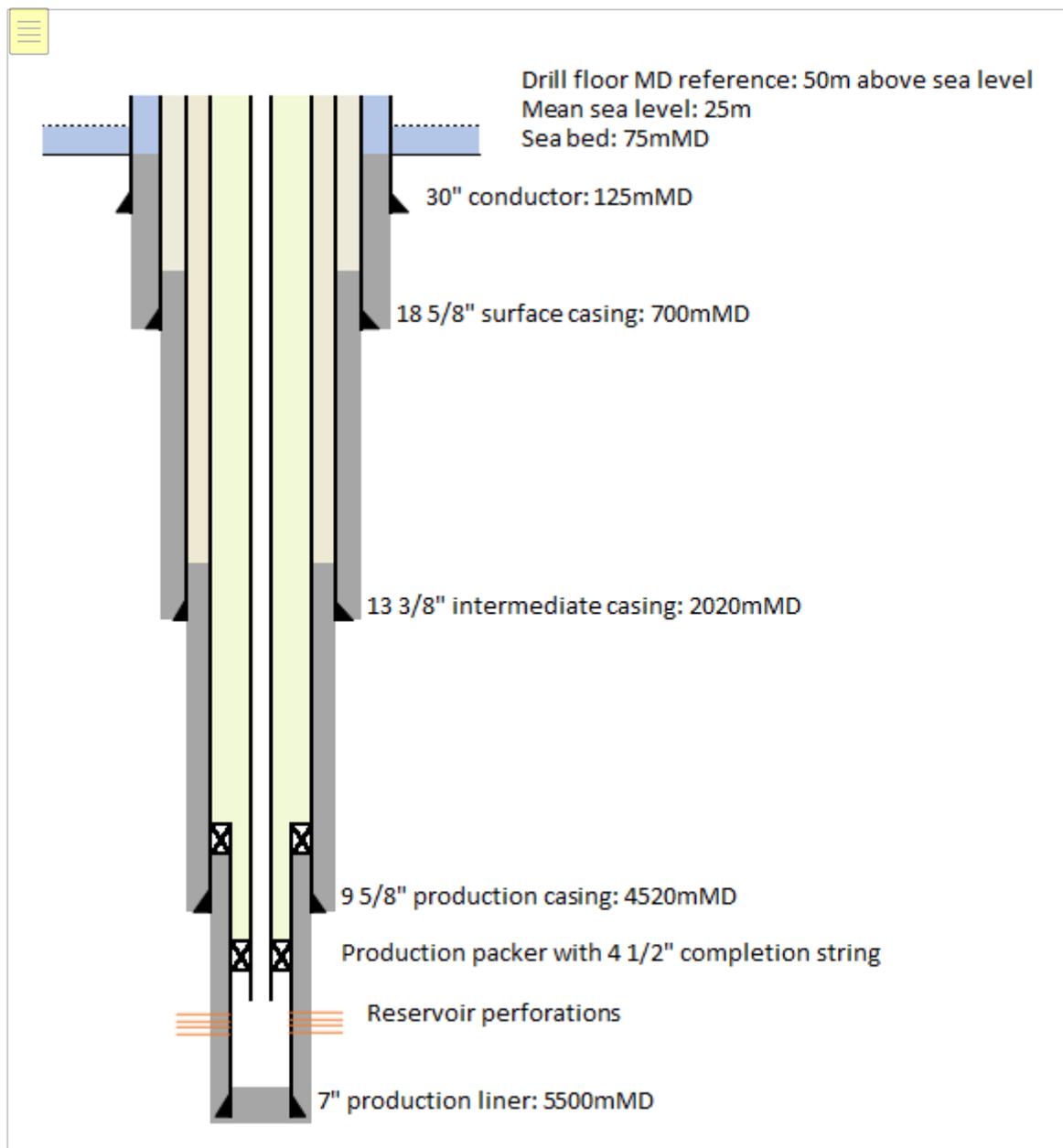


Abbildung 4- 2Schematische Darstellung der vertikalen Grubenverrohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft).

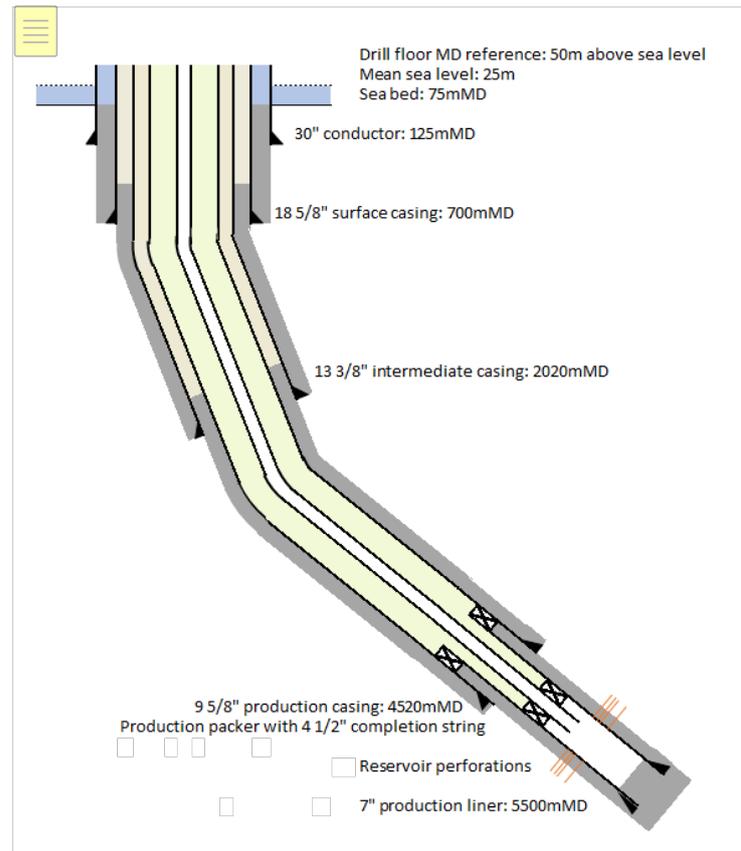


Abbildung 4-3 Schematische Darstellung der abgelenkten Grubenverrohrung. Die Zeichnung ist nicht maßstabsgetreu (stark vertikal geschrumpft).

### 4.3.1 Ort und Art der Kohlenwasserstofffreisetzung

Die Bohrungen sind in der Rotliegend-Formation perforiert.

## 4.4 Übersicht der Grubenbehandlungen

Die erwartete Produktivität der Rotliegend-Sandstein-Vorkommen wurde auf der Grundlage von Produktionstests in der Erkundungsbohrung N05-01 als reichlich eingeschätzt. Es wird nicht als notwendig erachtet, die Produktionsbohrungen zu stimulieren.

Während der Betriebsphase einer Grube kann es an der Innenseite der Futterrohre und in den Perforationen zu *Ablagerungen* (z.B. Kalk oder Salz) kommen. Um diese Ablagerungen zu entfernen, kann der Brunnen mit Frischwasser oder einer sauren Lösung behandelt werden. Dabei handelt es sich um eine Routinebehandlung, die keinen Überdruck erfordert und keinen Einsatz einer Bohranlage voraussetzt.

Darüber hinaus können neue Perforationen vorgenommen werden, um einen größeren Teil der Formation mit dem Bohrloch in Verbindung zu bringen. Dies dauert ein paar Tage und wird von einem kleinen Wartungsteam durchgeführt (es ist kein Bohrgerät erforderlich).

Während der Betriebsphase der Grube kann es erforderlich sein, den Durchmesser des Rohrs anzupassen. Dieser Vorgang wird mit einer kleinen Anlage (einer sogenannten *Workover-Einheit*, nicht einem Bohrturm) durchgeführt.

Schließlich finden während der Lebensdauer eines Brunnens verschiedene andere Wartungsarbeiten an Gehäusen, Ventilen usw. statt.

Alle operativen Maßnahmen, einschließlich der oben genannten, werden von SSM überwacht und in Übereinstimmung mit den geltenden Vorschriften durchgeführt.

## 5 Entwicklungsperspektiven

---

### 5.1 Bestimmung der Entwicklungsperspektiven

Der Entwicklungsausblick in diesem Förderplan basiert auf Computersimulationsmodellen.

Die Simulationsmodelle für N05-A und die umliegenden Schürfstellen wurden aus seismischen Daten und Bohrlochdaten erstellt. Die Modelle wurden anhand des Produktionstests N05-01 kalibriert.

Dieser Feldesentwicklungsplan konzentriert sich in erster Linie auf die Entwicklungsperspektiven der einzelnen Vorkommen. Es wurde ein minimal erwartetes, ein erwartetes und ein maximal erwartetes Produktionsszenario definiert. Für jedes Vorkommen existieren drei Simulationsmodelle, die diese Szenarien beschreiben.

Ausgangspunkt für die Entwicklungsperspektiven pro Einzelvorkommen ist, dass die Schürfstellen gasführend sind. Die Gasführungskapazität wurde für das Vorkommen N05-A mit der Bohrung N05-01 nachgewiesen, ist aber für die Schürfstellen nicht sicher.

Zusätzlich zu den Entwicklungsaussichten für jedes einzelne Vorkommen wird in diesem Kapitel auch eine Einschätzung der erwarteten gemeinsamen Entwicklungsaussichten für die fünf Vorkommen gegeben. Dabei werden die *Chancen* der Aussichten *auf einen Explorationserfolg berücksichtigt*.

#### 5.1.1 Unsicherheiten im Entwicklungsausblick

Für jedes Vorkommen beschreiben die drei Produktionsszenarien die Unsicherheit der zukünftigen Produktion aufgrund von Unsicherheiten im Untergrund, wie z. B.:

1. Das anfängliche Gasvolumen in den Vorkommen.
2. Die Menge an Erdgas, die mit den einzelnen Bohrlöchern verbunden ist.
3. Gute Produktivität.
4. Das Ausmaß, in dem die Wasserproduktion die Gasproduktion behindern oder schließlich stoppen wird.

Die Unsicherheit des anfänglichen Gasvolumens wird weitgehend durch die Unsicherheit in der Tiefe der Gas-Wasser-Kontakte und die Genauigkeit der seismisch gewonnenen Informationen in Bezug auf die Tiefe und Form der Struktur bestimmt.

Die Menge des mit den einzelnen Bohrungen verbundenen Erdgases und die Produktivität der Bohrungen wird durch etwaige (geologische) Hindernisse für den freien Fluss des Erdgases in das Vorkommen beeinflusst. Diese Barrieren sind auf der Seismik nicht sichtbar, aber ihr Vorhandensein wird aufgrund des Produktionstests der Erkundungsbohrung N05-01 für möglich gehalten. Im maximal erwarteten Szenario sind keine Barrieren enthalten, im erwarteten Szenario wird die interne Bruchdichte basierend auf dem Test der Explorationsbohrung N05-01 geschätzt, im minimal erwarteten Szenario wird die Bruchdichte im Vergleich zum erwarteten Szenario verdoppelt.

Die Wahrscheinlichkeit der Wasserproduktion wird aufgrund der angenommenen einschränkenden Natur der die Vorkommen umgebenden Klüfte als gering eingeschätzt. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden.

Wie bereits erwähnt, ist eine wichtige zusätzliche Unsicherheit für die Aussichten die *Wahrscheinlichkeit des Explorationserfolgs*. Diese Ungewissheit spiegelt sich nicht in den Entwicklungsaussichten der einzelnen Aussichten wider, da diese einzelnen Aussichten unter dem Vorbehalt stehen, dass Erdgas vorhanden ist.

### 5.2 Abbaustrategie und Vorkommen-Management

Die Förderung aller Vorkommen erfolgt durch natürliches Ausströmen des Erdgases aufgrund des Überdrucks in der Lagerstätte (sog. *Depletion Drive*).

Die Bergbauanlage N05-A wird mit einer Gasförderkapazität von anfänglich vier und bis zu sechs Mio. Nm<sup>3</sup> Gas pro d ag (ca. 1400 Mio. Nm<sup>3</sup> Gas pro Jahr bzw. 2100 Mio. Nm<sup>3</sup> Gas pro Jahr bei einem Wirkungsgrad des Produktionssystems von fünfundneunzig Prozent) ausgestattet sein.

Mit der Produktion wird der Vorkommendruck mit der Zeit zu niedrig für einen direkten Export in die NGT-Pipeline. In allen Produktionsszenarien wurde davon ausgegangen, dass nach einigen Jahren an der Abbaustätte N05-A die Produktionsverdichtung durch einen später zu installierenden elektrisch angetriebenen Kompressor erfolgen wird.

Die Leistung des Vorkommens wird überwacht durch:

- Druckmessung im Sprühkreuz (Fernauslesung).
- Wasser-, Kondensat- und Gasproduktionsmessungen (Fernauslesung).
- Druckmessungen am Boden des Gehäuses (kann aus der Ferne abgelesen werden).
- Falls erforderlich, werden spezifische Messungen im Bohrloch durchgeführt, z. B. zur Bestimmung des Zuflussprofils oder zur Überwachung von Änderungen des Gas-Wasser-Kontakts in der Umgebung der Grube.

## 5.3 Entwicklungsmöglichkeiten pro (potenziellem) Gasvorkommen

Die Parametrierung der Produktionsszenarien ist in Tabelle 5-1 zusammengefasst.

Tabelle 5- 1 Parametrierung der drei Produktionsszenarien

	Minimal erwartetes Produktionsszenario	Erwartetes Produktionsszenario	Maximal erwartetes Produktionsszenario
<b>Anfängliches Gasvolumen</b>	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
<b>Produktivität des Reservoirs</b>	Niedrig (verdoppelte interne Berstdichte)	Erwartet (kalibriert auf N05-01 Produktionstest)	Hoch (keine internen Frakturen)
<b>Saugdruck des Kompressors</b>	10 bar		
<b>Effizienz der Produktion</b>	95%		
<b>Bohrungen N05-A</b>	4		
<b>Grube N05-A-Noord</b>	3		
<b>Grube Tanzaniet-Oost</b>	1		
<b>Wells Diamant</b>	4		
<b>Grube N05-A-Südost</b>	1		

Bei der Dimensionierung der Plattform wird berücksichtigt, dass in einer oder mehreren Schürfstellen kein Erdgas gefunden werden wird. Die Bohranlage wird für bis zu 12 Bohrungen ausgerüstet sein, während laut Tabelle 5-1 insgesamt 13 Bohrungen zur Erschließung der fünf Schürfstellen erforderlich sind.

Die Tabelle 5-2 zeigt die resultierenden technisch förderbaren Gasmengen pro Vorkommen für die drei Szenarien. Die Anhänge 7 und 8 zeigen Grafiken und Tabellen der geschätzten jährlichen produzierten Gasmengen für die fünf einzelnen Vorkommen.

Tabelle 5- 2 Technisch förderbare Gasmengen für die drei betrachteten Szenarien

Technisch förderbare Gasmengen in Mrd. Nm <sup>3</sup>				
Vorkommen und Schürfstellen	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet	
N05-A Vorkommen	2.9	4.9	7.5	
Kombiniertes Vorkommen	N05-A-Noord	1.5	2.5	5.7
	Tanzaniet-Oost	0.0	0.2	1.0
	Diamant	1.7	5.6	7.3
	N05-A-Südost	0.2	0.4	0.8

## 5.4 Gemeinsamer Entwicklungsausblick für die fünf Vorkommen

Basierend auf den erwarteten förderbaren Mengen aus der Tabelle 5-2 und der Wahrscheinlichkeit des Explorationserfolgs liegt das geschätzte technisch förderbare Gasvolumen für die fünf kombinierten Felder zwischen viereinhalb und dreizehn Milliarden Nm<sup>3</sup>.

## 5.5 Dauer des Abbaus

Die erwartete Dauer des Abbaus beträgt zehn bis fünfunddreißig Jahre. Die Gasproduktion wird in der Regel beendet, wenn die Jahresproduktion so weit zurückgegangen ist, dass die Produktionskosten den Nutzen übersteigen. Die Ungewissheit der Förderdauer wird größtenteils durch Faktoren im Untergrund bestimmt, aber auch durch zukünftige technische, wirtschaftliche und soziale Entwicklungen, die nur schwer vorhersehbar sind.

## 5.6 Eigene Verwendung beim Abbau

Ein Eigenverbrauch von Kohlenwasserstoffen am Abbauort ist nicht vorgesehen, da die Anlage elektrisch betrieben wird.

## 5.7 Abgeblasene/abgefackelte Kohlenwasserstoffe beim Abbau

Die Menge des Erdgases, die verbrannt und abgeblasen wird, ist marginal. Das Abblasen/Abfackeln beschränkt sich auf die Druckentlastung des Systems zu Wartungs- und Inspektionszwecken.

## 5.8 Gaszusammensetzung und jährlich mitproduzierte Stoffe

Die Tabelle 5-3 zeigt eine Analyse des niederkalorischen N05-A-Erdgases auf Basis von Gasproben aus dem Jahr 2017.

Tabelle 5- 3Analyse der Erdgasprobe N05-01-S1 PVT-1B

Komponente	Mol%
Methan (C <sub>1</sub> )	69.600
Ethan (C <sub>2</sub> )	3.455
Propan (C <sub>3</sub> )	0.864
i-Butan (iC <sub>4</sub> )	0.135
n-Butan(nC <sub>4</sub> )	0.220
neo-Pentan(C <sub>5</sub> )	0.007
i-Pentan (iC <sub>5</sub> )	0.055
n-Pentan(nC <sub>5</sub> )	0.076
Hexan (C <sub>6</sub> )	0.076
Me-Cyclopentan	0.003
Benzol	0.068
Cyclohexan	0.022
Heptan (C <sub>7</sub> )	0.041
Me-Cycloheptan	0.019
Toluol	0.010
Oktan (C <sub>8</sub> ) plus	0.066
Stickstoff (N <sub>2</sub> )	23.995
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	1.288
Schwefelwasserstoff (H <sub>2</sub> S)	-
Gesamt	100.000

Das Erdgas produziert auch Wasser und Erdgaskondensat. Die Tabelle 5-5 enthält eine Schätzung der maximalen Mengen. Die maximale Wasserproduktion wird auf der Grundlage des Kondensats aus dem Erdgas plus dem potenziell produzierten Formationswasser geschätzt. Die Schätzung des maximal produzierten Formationswassers basiert auf Simulationsergebnissen für zwei zukünftige Bohrungen, die sich in der Nähe des Gas-Wasser-Kontakts befinden, in den erwarteten kleineren Gasvorkommen N05-A-Südost und Tanzaniet-Oost.

Die maximale Erdgaskondensatproduktion tritt bei maximaler Gasproduktion auf und basiert auf höheren Kondensat-zu-Gas-Verhältnissen als in den Gasproben von N05-01 gefunden.

Tabelle 5- 4Prognosen zur maximalen Wasser- und Kondensatproduktion

Maximal miterzeugte Stoffe	
Wasser (kondensiert & Bildung)	150 m <sup>3</sup> /d
Erdgas-Kondensat	80 m <sup>3</sup> /d

## 5.9 Mineralien und andere Stoffe, die bei der Gewinnung in den Untergrund zurückgeführt werden

In der Abbaustätte N05-A wird nicht erwartet, dass Stoffe in den Untergrund zurückgeführt werden.

## 5.10 Unterstützungseinrichtungen

Neben den beschriebenen Produktionsanlagen verfügt die Behandlungsplattform auch über verschiedene Unterstützungseinrichtungen. Die wichtigsten dieser Einrichtungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

### 5.10.1 *Scheuer-, Spül- und Regenwasserauffang und Behandlung*

Es gibt ein geschlossenes und ein offenes Entwässerungssystem für verschiedene (Ab-)Wasserströme:

Das offene Abflusssystem sammelt potenziell kontaminiertes Regen-, Scheuer- und Waschwasser von den Decks. Ein Öl-Wasser-Trenner trennt die Öl- und Wasserphasen des offenen Entwässerungssystems. Dadurch wird das Öl bis unter die gesetzlichen Einleitungsanforderungen abgeschieden und das restliche Wasser kann ins Meer eingeleitet werden. Das abgeschiedene Öl wird in das geschlossene Abflusssystem gepumpt.

Im geschlossenen Entwässerungssystem werden Prozessflüssigkeiten, die z. B. bei Wartungsarbeiten freigesetzt werden, in den Entgaser abgeleitet. Das Wasser aus dem geschlossenen Ableitungssystem wird im Entgaser mit dem Produktionswasser kombiniert. Es ist möglich, zusätzliche Reinigungssysteme an das geschlossene Abflusssystem anzuschließen, wie z. B. einen Absorptionsfilter. Aus Sicherheitsgründen wird das Regenwasser vom Hubschrauberdeck direkt ins Meer abgeleitet.

### 5.10.2 *Lagerung von Hilfsstoffen*

Auf der Aufbereitungsplattform werden verschiedene Hilfsstoffe eingesetzt, wie z. B. TEG zur Gasaufbereitung, Korrosionsinhibitor zum Schutz der Exportpipeline, Methanol zur Verhinderung von Hydraten beim Anfahren von Bohrungen und Diesel zur Verwendung in den Notstromaggregaten und Feuerlöschpumpen. Außerdem sind verschiedene andere Stoffe wie Schmieröl, Farbe und Reinigungsmittel enthalten. Alle Zusatzstoffe werden gemäß den gesetzlichen Bestimmungen gelagert. Für größere Mengen gibt es Lagertanks, während kleinere Mengen von Stoffen in speziellen Verpackungen gelagert werden. Dabei handelt es sich um 10 m<sup>3</sup> Diesel und 5 m<sup>3</sup> Tote Tanks für Methanol, Korrosionsinhibitor und TEG.

### 5.10.3 *Abblasesysteme*

Im Normalbetrieb der Aufbereitungsplattform wird der größte Teil des im Prozess freigesetzten Rauchgases über einen Abgasverdichter in den Prozess zurückgeführt. Eine kleine Menge des Abgases, das letzte im produzierten Wasser gelöste Restgas, wird abgeblasen. Im Katastrophenfall kann es erforderlich sein, eine oder mehrere Anlagen drucklos zu machen. Die Plattform wird mit separaten Hoch- und Niederdruck-Abblasesystemen ausgestattet, um das in diesen Anlagen vorhandene Erdgas im Notfall sicher entfernen zu können. Während der Wartung wird die Plattform über den Abgaskompressor drucklos gemacht und zur Exportpipeline transportiert.

### 5.10.4 *Feuerlöschanlage*

Die Behandlungsplattform wird mit einer Feuerlöschanlage ausgestattet, die aus Feuerlöschpumpen, Rohrleitungen, Sprinklern und Anschlüssen zur Brandbekämpfung besteht. Die Plattform wird außerdem mit Flammen- und Gasetektoren ausgestattet, um Feuer und die Freisetzung von brennbaren Gasen frühzeitig zu erkennen. Außerdem werden überall auf der Plattform tragbare Feuerlöscher angebracht.

### 5.10.5 *Steuerungs- und Schutzsysteme*

Zur Steuerung der verschiedenen Prozesse ist die Behandlungsplattform mit einem umfangreichen Mess-, Regel- und Steuerungssystem ausgestattet. Dieses System ermöglicht die Steuerung aller

Prozesse über den Kontrollraum auf der Plattform selbst oder aus der Ferne über einen zentralen Kontrollraum an Land.

Die Plattform wird von einem DCS (Distributed Control System) gesteuert und überwacht. Im Falle von Prozessstörungen greift das SGS (Safe Guarding System) ein. Das SGS kann einen Teil oder den gesamten Prozess sperren, um eine Eskalation zu verhindern.

Die Plattform ist so konstruiert, dass bei einem Ausfall des SGS alle Ventile der Plattform in der sicheren Position sind: (Emergency Shut Down Valves) ESDV-Ventile schließen und (Emergency Blow Down) EBD-Ventile öffnen.

Die Plattform ist außerdem mit einem High Integrity Pressure Protection System (HIPPS) ausgestattet, einem autonomen System. Dieses Schutzsystem greift ein, wenn die Gefahr besteht, dass der Druck in der Anlage zu hoch wird. Die HIPPS-Ventile schließen und isolieren die Bohrlöcher und das Manifold von der Plattform und der Exportpipeline. Der isolierte Teil der Installation kann dem maximalen Druck standhalten, der vom Vorkommen geliefert werden kann.

Im Brandfall wird die Plattform eingeschlossen und die Anlage abgesprengt. Um geschlossene Teile der Plattform vor Überdruck zu schützen, werden PSV's (Process Safety Valves) installiert, die den Überdruck auf ein sicheres Niveau ablassen.

### 5.10.6 *Andere Plattformeinrichtungen*

Die Plattform wird unbemannt vom Land aus betrieben und bietet Platz für maximal zwölf Personen für Wartungsarbeiten usw. Diese Unterkunft besteht aus Schlaf- und Wohnräumen, sanitären Anlagen, einer Küche und einem Lagerraum. Die Unterkunft ist so gelegen, dass das Personal immer einen sicheren Fluchtweg hat. Darüber hinaus verfügt eine Unterkunft über eine Blast-Wall (explosionssichere Wand), die die Besatzung im Falle einer Explosion schützt und auch für eine gewisse Zeit Feuerfestigkeit bietet.

Für den Umschlag von Gütern zu und von Versorgungsschiffen wird die Plattform mit einem Kran ausgestattet. Dieser Kran wird auch zum Bewegen von Gütern auf der Plattform selbst und bei Wartungsarbeiten eingesetzt.

Die Plattform verfügt über einen Hubschrauberlandeplatz für den Personentransport. Das Personal kann auch per Schiff zur und von der Plattform transportiert werden. Bei einem Notfall auf der Plattform wird die Evakuierung grundsätzlich mit Hilfe von Hubschraubern durchgeführt. Außerdem kann die Evakuierung mit Hilfe des Rettungsbootes auf der Plattform, der Rettungsinseln und der Abseilstationen durchgeführt werden.

Zwei Tragegurte und zwei J-Rohre sind am Mantel der Plattform befestigt. Die Steigrohre sind für den Anschluss von Leitungen vorgesehen, die in Zukunft von Satelliten aus verlegt werden sollen. J-Rohre werden zum Verbinden und Führen von (Bündeln von) Kabeln, Steuer- und Kommunikationsleitungen und Rohrleitungen für Hilfsstoffe (Umbilicals) verwendet. Dies betrifft das Stromkabel zum Windpark Riffgat und zukünftige Bündel, um zukünftige Satelliten mit der Hauptplattform zu verbinden. Das Gas von den Satellitenplattformen wird auf der Hauptplattform aufbereitet und getrocknet, bevor es weiter zum NGT transportiert wird.

## 5.11 *Wartung der Aufbereitungsplattform*

Die neue Aufbereitungsplattform wird so robust und wartungsarm wie möglich gestaltet. Eine periodische Wartung wird jedoch weiterhin notwendig sein. Bei größeren Wartungsarbeiten oder bestimmten Eingriffen am Bohrloch kann es erforderlich sein, vorübergehend eine Bohr- oder Unterkunftsplattform neben der Behandlungsplattform zu platzieren. Um die Behandlungsplattform und alle Installationen in gutem Zustand zu halten, wird in einem Wartungsprogramm festgelegt, welche periodischen Inspektionen und Wartungsarbeiten pro Installation oder Teil der Installation erforderlich sind. Die Inspektionen und Wartungsaktivitäten mit entsprechenden Häufigkeiten und Anweisungen

werden von ONE-Dyas im Computer Managed Maintenance System (CMMS) erfasst. Die benennende Stelle (NoBo, externer Auditor) und SSM genehmigen die Inspektions- und Wartungsprogramme.

Ein besonderer Bestandteil des Wartungsprogramms sind Rohrleitungen. Die Wartungs- und Inspektionsaktivitäten und -frequenzen zur Überwachung der Pipelines sind im Pipeline Integrity Management System (PIMS) enthalten.

Bei der Produktion von Erdgas kann sich in Prozessanlagen Schlamm ansammeln oder es können sich Ablagerungen (Zunder oder Kesselstein) an den Wänden bilden. Wenn der Schlamm und der Zunder mit Kohlenwasserstoffen und/oder Schwermetallen, möglicherweise einschließlich Quecksilber, verunreinigt sind, werden sie als gefährlicher Abfall entsorgt. Einige Erdgasvorkommen im tiefen Untergrund setzen im Laufe der Förderung NORM-Material ("natürlich vorkommendes radioaktives Material") frei. Oberhalb eines bestimmten Strahlungsniveaus wird eine Plattform als NORM-kontaminiert deklariert und es gelten spezifische Anforderungen und Verfahren für die Wartung. ONE-Dyas hat Verfahren für den Umgang mit diesen Materialien, einschließlich der Art der Entsorgung, der Verpackung und des Transports an Land. An Land wird dieser Abfall, wie auch andere Abfälle von der Plattform, von einem autorisierten Verarbeiter verarbeitet.

## 6 Daten zur Bodenbewegung

Der Berichtsentwurf "Earthquake risk and subsidence study of N05-A gas field and surrounding prospects" ist diesem Gewinnungsplan als lose Anlage beigefügt.

Die Bodenbewegungsanalysen wurden für das Produktionsszenario durchgeführt, in dem alle Schürfstellen gasführend sind und in dem außerdem das maximal erwartete Gasvolumen (Tabelle 5-2) aus allen Vorkommen gefördert wird (maximale Schätzung der Erschöpfung). In diesem Szenario werden insgesamt 22,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> Erdgas aus dem Untergrund gefördert, davon stammen 7,5 Mrd. Nm<sup>3</sup> aus dem Gasfeld N05-A. Das für die Bodenbewegungsstudie in Abbildung 6-1 verwendete Produktionsprofil ist auf die vorgesehene maximale Produktionskapazität der Bergbauanlage beschränkt (6,0 Mio. Nm<sup>3</sup> Gas pro Tag oder etwa 2.100 Mio. Nm<sup>3</sup> Gas pro Jahr bei einem Wirkungsgrad des Produktionssystems von fünfundneunzig Prozent).

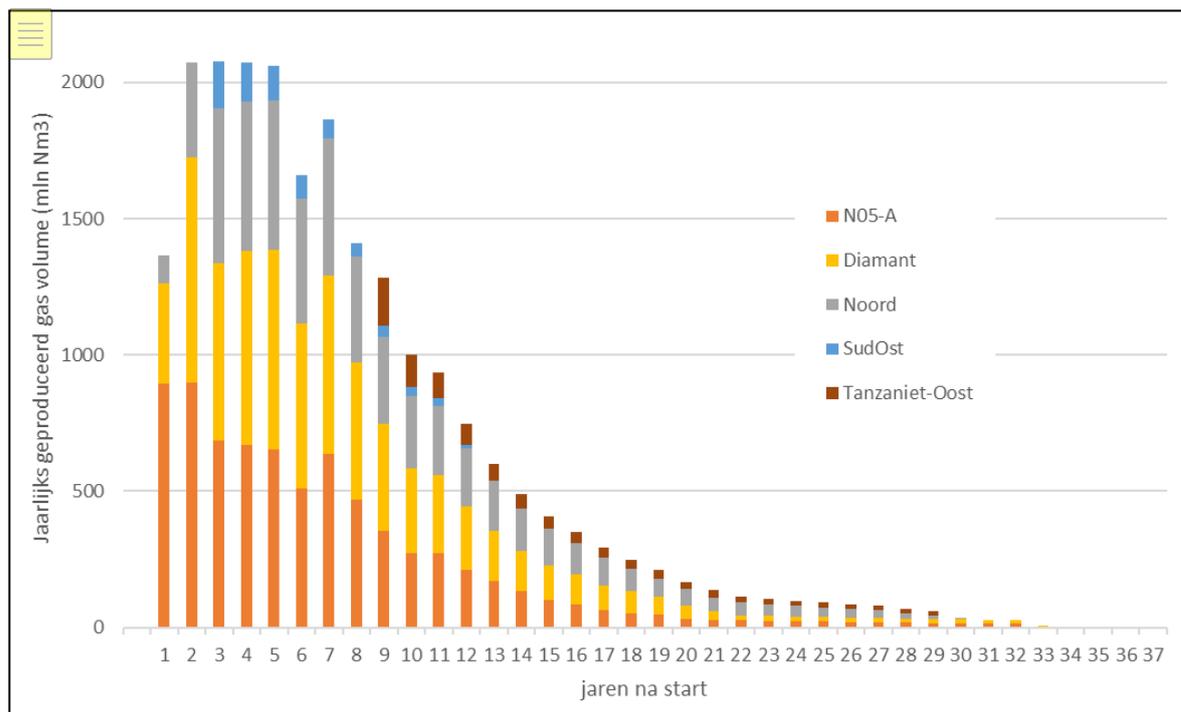


Abbildung 6- 1Für die Bodenbewegungsstudie verwendetes Gasproduktionsprofil mit einem Gesamtentnahmevermogen von 22,3 Mrd. Nm<sup>3</sup>

Durch die Annahme des maximalen Entwicklungsausblicks identifiziert die Bodenbewegungsstudie das maximale Umweltrisiko. Dieses Szenario hat eine geringe Eintretenswahrscheinlichkeit. Es ist wahrscheinlich, dass eine wesentlich geringere Gasmenge gefördert wird, wodurch die Folgen der Gasförderung (deutlich) geringer ausfallen werden als in der Studie angegeben.

Basierend auf der Methodik für die Risikoanalyse zu induzierten Beben aus der Gasförderung (State Supervision of Mines, 2016, Ref. 1) scheint die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens, selbst für das maximale Förderszenario, für die Vorkommen N05-A, N05-A-Noord und Diamant vernachlässigbar zu sein.

Für die Schürfstellen Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost beträgt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Erdbebens nach dieser Methode 19 %. Zusätzliche Informationen aus neuen Bohrungen auf der niederländischen Seite der Grenze und aus bestehenden Bohrungen auf der deutschen Seite der Grenze deuten jedoch darauf hin, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens für diese Aussichten nach unten auf vernachlässigbar angepasst werden kann.

Für das sich erschöpfende Feld N05-A und die umliegenden Schürfstellen wurde eine Prognose für die Absenkung der Oberfläche (des Meeresbodens) am Ende der Förderung erstellt (Abbildung 6-2). Die Absenkung wurde modelliert, indem die Absenkung einer Reihe von Kernvorkommen überlagert und

dann über die Gesamtfläche des Gasfeldes verteilt wurde. Die Berechnungen wurden für eine Reihe von Verdichtungskoeffizienten durchgeführt. Basierend auf diesen Berechnungen beträgt die zu erwartende Absenkung bei einem Verdichtungskoeffizienten von 0,035 GPa-1 im Zentrum der Senkung 1,6 cm für das N05-A-Vorkommen separat (Gesamtgasproduktion 7,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>) und 2,6 cm einschließlich der vier umliegenden Schürfstellen im Szenario der maximalen Gasproduktion (Gesamtgasproduktion 22,3 Mrd. Nm<sup>3</sup>) am Ende der Förderung.

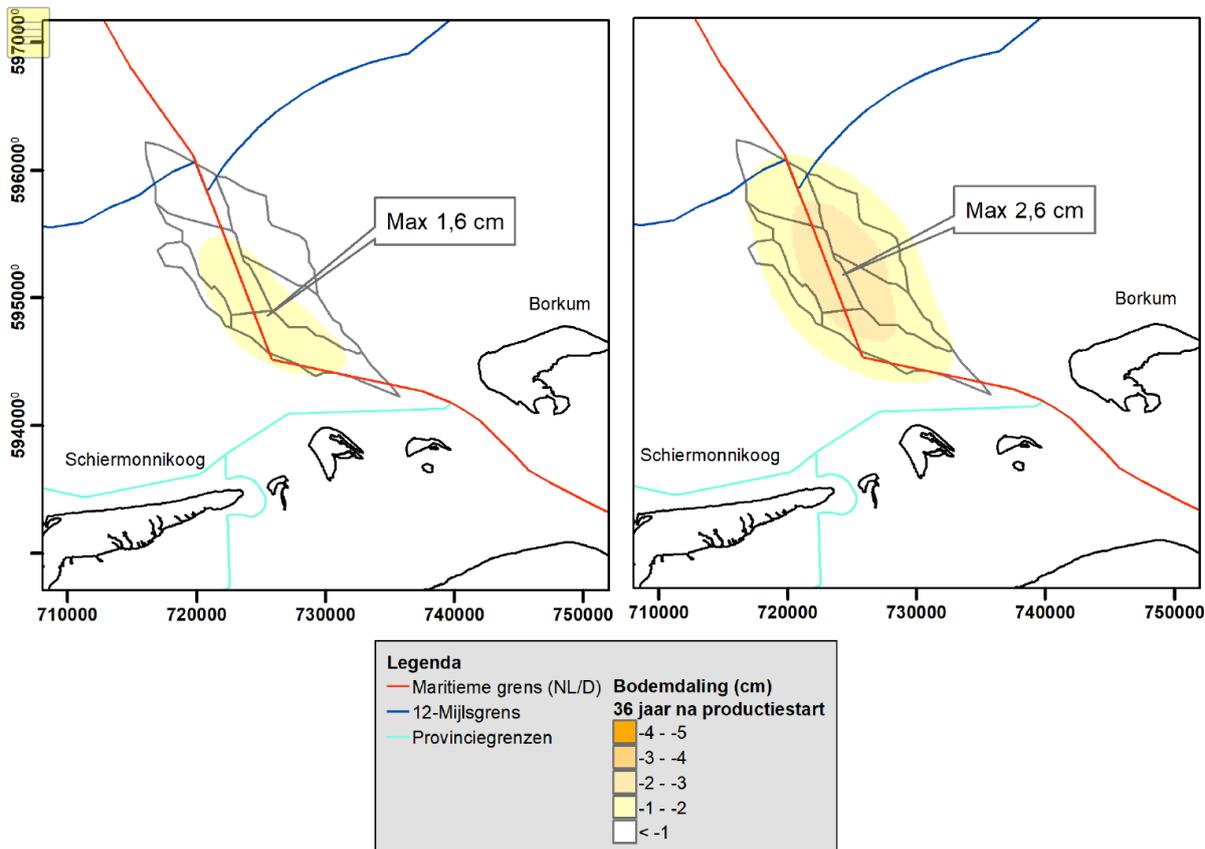


Abbildung 6- 2 Bodensenkungen (in Zentimetern) für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Schürfstellen, Zeitpunkt ist das Ende der Produktion bei maximalem Gasförderungsszenario für den wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten aus Laboranalysen an Gesteinsproben von 0,035 GPa-1. L

## 7 Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Natur

---

### 7.1 Umwelt

#### 7.1.1 Unterwassergeräusche

Viele Meerestiere nutzen Schallsignale zur Kommunikation, Nahrungssuche und Orientierung unter Wasser. Unterwasserlärm kann diesen stören und somit Meeressäuger, Fische und Vögel beeinträchtigen. Je nach Lärmpegel kann es auch zu Hörschäden kommen. Lärmbelästigung durch Unterwasserlärm tritt hauptsächlich während der Bau- und Bohrphase auf. Meeressäuger wie Schweinswale und Robben sind besonders empfindlich gegenüber Unterwasserlärm. Je näher die Meeressäuger an der Lärmquelle sind, desto größer ist die Störung und desto größer ist das Verletzungsrisiko. Die Auswirkungen wurden in der Naturbewertung untersucht.

##### *Bauphase*

Das Rammen der Ankerpfähle während der Installation der Produktionsplattform ist die Hauptquelle für Unterwasserlärm. Dies dauert etwa zwei Tage.

Das Rammen der Ankerpfähle erfordert abmildernde Maßnahmen. Um die Auswirkungen des Unterwasserlärms auf Meerestiere zu mindern, wird während der Rammarbeiten ein Blasenschirm um die Plattform herum installiert. Dies führt zu einer erheblichen Reduzierung der Unterwassergeräusche um 7 bis 11 Dezibel. Die Lärmbelastung bleibt innerhalb der niederländischen und (strengerer) deutschen Normen. ONE-Dyas hält sich die Möglichkeit offen, andere Techniken zur Geräuschreduzierung anzuwenden, sofern diese das Geräusch um eine ausreichende Anzahl von Dezibel reduzieren.

##### *Bohrphase*

Die bedeutendsten Geräuschemissionen in der Bohrphase werden durch das Eintreiben der Leiter (maximal zwölf) verursacht. Die Fahrt eines jeden Leiters dauert etwa zwölf Stunden. Die Schallwellen der VSP-Messung (maximal fünf) verursachen ebenfalls Unterwasserlärm. Jede Umfrage dauert etwa einen Tag. Das Fahren der Leiter und die Durchführung einer VSP-Vermessung entsprechen den gesetzlichen Vorgaben.

#### 7.1.2 Wasseremissionen

Durch die Aktivitäten werden umweltschädliche Stoffe ins Meer eingeleitet. Diese Emissionen (Einleitungen) können die Natur beeinträchtigen. Wasseremissionen treten hauptsächlich während der Bohr- und Produktionsphase auf.

In der Bohrphase sind dies wasserbasierte Bohrspülung und Bohrklein, in der Produktionsphase das bei der Gasaufbereitung anfallende Produktionswasser. In beiden Phasen wird auch das Sanitär- und Regenwasser, das von den Decks abgewaschen wird, ins Meer eingeleitet. Die Bergbauverordnung legt Regeln für die Einleitung von Schadstoffen ins Meer fest, wie z. B. eine maximale Ölkonzentration im eingeleiteten Wasser. ONE-Dyas und der Betreiber der Bohrinselform stellen sicher, dass die Anforderungen erfüllt werden.

Trübung und Sedimentation als Folge der Einleitung von Bohrschlamm und Bohrklein können die Natur beeinträchtigen und wurden in der Naturbewertung untersucht. Die Naturbewertung ergab, dass die Trübung keine signifikanten Auswirkungen hat, da sie nur ein vorübergehendes Phänomen ist und das Gebiet eine natürliche Dynamik aufweist. Auch die Sedimentation des Bohrschlammes wird keine nennenswerten Auswirkungen haben, da Organismen erst ab einer Tiefe von 1,5 Zentimetern von der Sedimentation betroffen sind. Diese Dicke wird nicht erreicht.

Die grobe Fraktion von Bohrklein sedimentiert schnell. Pro Bohrung wird eine maximale Schichtdicke von ca. 23 cm in einem Radius von 95 Metern von der Plattform erwartet. Bei zwölf Bohrungen ist die zusätzliche Sedimentation in einem Radius von 105 Metern um die Plattform größer als eineinhalb Zentimeter, was bedeutet, dass eine Fläche von 3,5 Hektar (0,006% der Borkum-Steine) gestört wird. Darüber hinaus gibt es keine bis vernachlässigbar kleine Mengen an zusätzlicher Sedimentation.

### 7.1.3 Meeresboden

Bodenverändernde Aktivitäten finden hauptsächlich während der Bau- und Bohrphase statt.

#### *Bauphase:*

- Die Pipeline und das Stromkabel werden im Meeresboden vergraben.
- Der Meeresboden wird von den Beinen der Förderplattform und von den Steinen bedeckt, die um die Beine geschüttet werden, um zu verhindern, dass Sand um sie herum ausgewaschen wird.

#### *Bohrphase:*

- Der Meeresboden wird von den Beinen der Bohrplattform und von Steinen bedeckt, die um die Beine herum abgelagert werden, um zu verhindern, dass Sand um sie herum ausgewaschen wird.
- Sedimentation des ausgetragenen Bohrkleins auf dem Meeresboden.

In der Naturbewertung wurde die Auswirkung der gestörten Flächen pro Gebiet mit besonderem ökologischen Wert untersucht. Eine Auswirkung wird nur bei den Borkum-Steinen erwartet, aber sehr begrenzt und nicht signifikant. Die Gesamtfläche der Borkumer Steine beträgt 60.000 Hektar (600 km<sup>2</sup>). Während der Bau- und Bohrarbeiten werden maximal 30 Hektar gestört. Das ist weit weniger als ein Prozent der Borkum-Steine.

### 7.1.4 Luftemissionen

In allen Phasen des Projekts werden Personen und Güter zur und von der Bohr- und Förderplattform transportiert. Die dafür eingesetzten Schiffe und Hubschrauber verbrauchen Treibstoff und verursachen damit Luftemissionen.

In der Bauphase werden die Emissionen hauptsächlich durch die Arbeiten zur Positionierung der Plattform, die Verlegung der Rohrleitung und des Stromkabels verursacht. Diese Emissionen werden hauptsächlich von arbeitenden Schiffen verursacht und beschränken sich auf die Monate, in denen die Arbeiten tatsächlich durchgeführt werden.

In der Bohrphase verursacht das Abfackeln Luftemissionen während der sauberen Produktion von Bohrlöchern. Bei Vorbohrungen sind die Generatoren, die zur Erzeugung des notwendigen Stroms auf der Bohrinself eingesetzt werden, eine wichtige Quelle für Emissionen.

In der Produktionsphase werden die Emissionen hauptsächlich durch die Anlagen verursacht, die Erdgas aufbereiten.

#### *Luftqualität*

Selbst während des Worst-Case-Szenarios mit gleichzeitiger Bohrung und Produktion ist der Beitrag der Aktivitäten zu den Hintergrundkonzentrationen vernachlässigbar. In keiner der Phasen liegt ein Verstoß gegen gesetzliche Normen vor. Das Erdgas im Feld N05-A enthält von Natur aus Benzol und Xylol. Untersuchungen zeigen, dass beide Substanzen während der Produktionsphase freigesetzt werden. Die Emissionen sind jedoch so gering, dass sie deutlich unter den geltenden Richtlinien und gesetzlichen Anforderungen bleiben.

### *Stickstoff-Deposition*

Emissionen von Stickstoffverbindungen, wie z. B. NO<sub>2</sub>, können zu einer erhöhten Stickstoffablagerung in Naturschutzgebieten führen. Dies kann Folgen für die darauf empfindliche Natur haben. Dies wurde in der Naturprüfung und in der Angemessenheitsbewertung untersucht. Die Aktivitäten verursachen keine signifikanten Auswirkungen.

## 7.2 Natur

### *7.2.1 Natura 2000-Gebiete*

Die nächstgelegenen Natura 2000-Gebiete in niederländischen Gewässern sind die Küstenzone der Nordsee und das Wattenmeer. Stickstoffablagerungen können auch potenzielle Auswirkungen auf Natura 2000-Gebiete an Land und auf Inseln haben. Dünengebiete sind besonders empfindlich gegenüber Stickstoffablagerungen. Die nächstgelegenen relevanten Natura 2000-Gebiete in der deutschen Nordsee sind Borkum Riffgrund, Niedersächsisches Wattenmeer und angrenzendes Küstenmeer sowie Niedersächsisches Wattenmeer. Außerdem ist das Borkumer Riff ein nach deutschem Recht geschütztes Naturschutzgebiet.

### *7.2.2 Geschützte Arten und Lebensraumtypen*

Geschützte Arten, die im Plangebiet vorkommen und von der geplanten Tätigkeit betroffen sein können, sind benthische Organismen, Fische und Fischlarven, Meeressäuger: Schweinswal, Kegelrobbe und Seehund, Vögel, Fledermäuse und Reptilien.

Darüber hinaus kommen im Plangebiet verschiedene geschützte Lebensraumtypen vor. Am wichtigsten sind H1110 - Ständig überflutete Sandbänke und H1170 - Riffe.

### *7.2.3 Auswirkungen auf natürliche Werte in den verschiedenen Phasen*

Es gibt keine signifikanten Auswirkungen auf N2000-Gebiete und geschützte Arten in der Bauphase, der Bohrphase, der Produktionsphase und den Transporten in allen Phasen. Signifikante Auswirkungen auf das Austernbank-Renaturierungsprojekt in den Borkumer Steinen sind ebenfalls nicht zu erwarten.

Die Hauptauswirkungen auf die Natur in der Stilllegungsphase werden durch die Entfernung der Produktionsplattform, der Pipeline und des Kabels verursacht. Diese Aktivitäten liegen so weit in der Zukunft, dass sie noch nicht bewertet worden sind.

## Anhang 1: Glossar

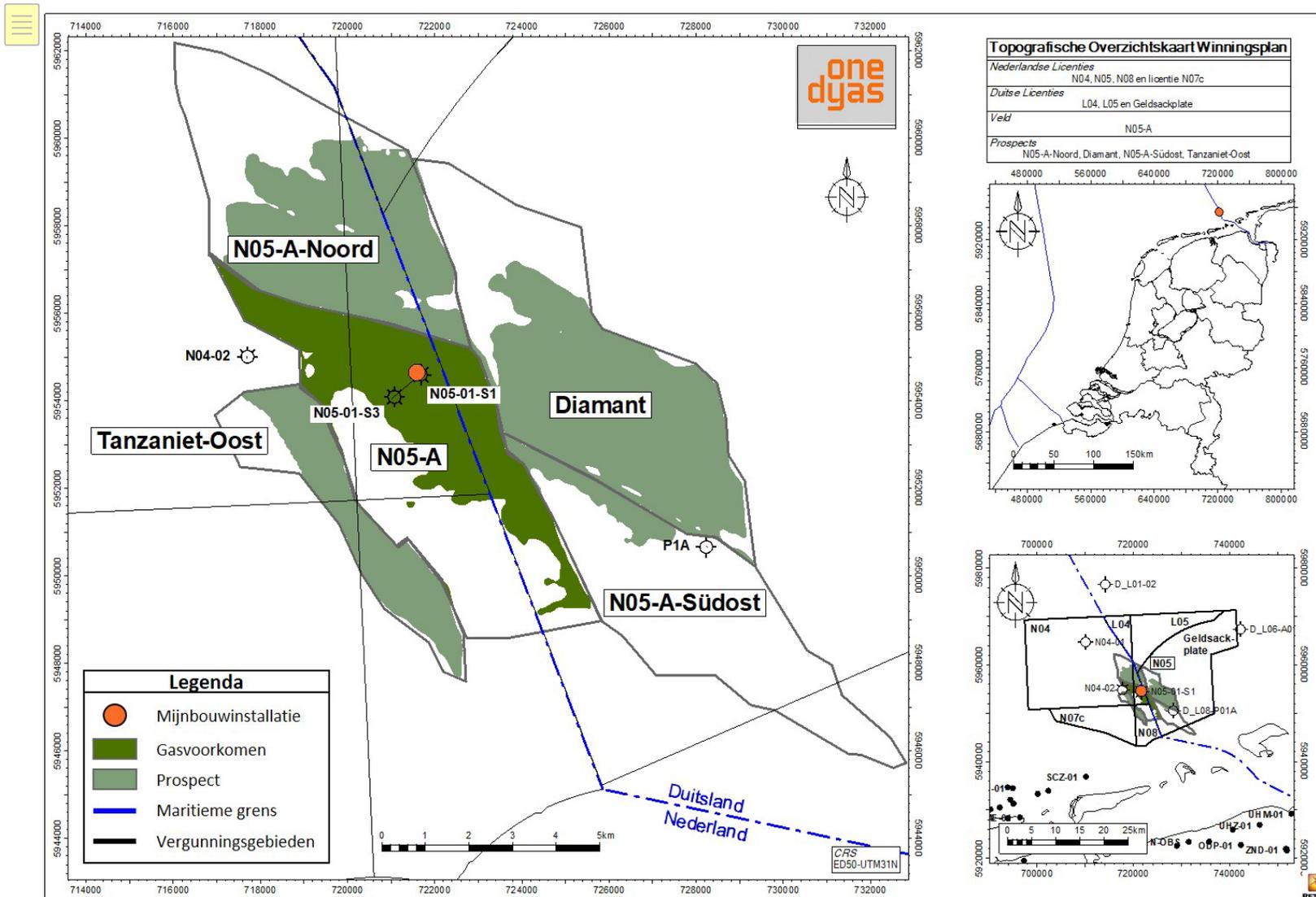
Zementierung	Ausfällung von gelösten Mineralien und Salzen
Cm	Uniaxialer Verdichtungskoeffizient; Grad der Kompressibilität des Gesteins
Verdichtung	Die Kompression des Vorkommengesteins bei der Förderung senkt den Druck der Flüssigkeit in den Poren und bietet keinen ausreichenden Gegendruck zum Gewicht des darüber liegenden Gesteins.
Komprimierung	Erhöhung des Drucks des erzeugten Erdgases mit Hilfe eines Verdichters
Kondenswasser	Stoffgemisch, hauptsächlich Kohlenwasserstoffe, die bei der Förderung von Erdgas durch den Temperatur- und Druckabfall bei der Gasaufbereitung kondensieren
Erschöpfung	Druckabfall, der durch die Förderung von Erdgas (oder Öl oder Wasser) aus dem Vorkommengestein verursacht wird
EBN	Energiemanagement Niederlande
ED50	Europäisches Datum 1950, ein in Europa eingeführtes geodätisches Bezugssystem zur Vereinheitlichung von Längen- und Breitengraden
EZK	Ministerium für Wirtschaft und Klima
GIIP	Gas Initially In Place; Volumen des ursprünglich im Vorkommen vorhandenen Erdgases (in Nm <sup>3</sup> )
GWC	Gas-Wasser-Kontakttiefe (in m unter NAP)
LNv	Ministerium für Landwirtschaft, Natur und Fischerei
RTE	Rotary Table Elevation; Höhe des Bohrtisches (RT) über dem Meeresspiegel
Mb	Bergbauverordnung
MD	Gemessene Tiefe; Tiefe gemessen entlang der Trajektorie der Bohrung
EIA	Umweltverträglichkeitsbericht
EIA	Umweltverträglichkeitsprüfung
MSL	Mittlerer Meeresspiegel
Ms.	Bergbaugesetz
NGT	Noordgastransport
Nm3	Normkubikmeter; Gasvolumen bei 0 0C und 1,01325 bara
Permeabilität	Das Ausmaß, in dem ein (poröser) Festkörper für einen anderen Stoff (Gas oder Flüssigkeit) durchlässig ist. Wenn ein Material für einen anderen Stoff undurchlässig ist, wird das Material als für diesen Stoff undurchlässig bezeichnet.
Porosität	Verhältnis von Porenvolumen zu Gesamtvolumen des Gesteins.

Schürfstelle	Ein potenzielles Vorkommen, das auf seismischen Untersuchungen identifiziert, aber noch nicht durch Erkundungsbohrungen nachgewiesen wurde, also unbewiesen ist
SSM	Staatliche Aufsicht über den Bergbau
Tcbb	Technischer Ausschuss für Bodenbewegung
Territoriale Gewässer	Ein an das Landgebiet eines Küstenstaates angrenzender Landstreifen, über den sich die Souveränität dieses Staates erstreckt (einschließlich Luftraum, Meeresboden und Untergrund)
TNO	Niederländische Organisation für angewandte wissenschaftliche Forschung
TVDss	True Vertical Depth subsea; vertikale Tiefe, gemessen unter dem Meeresspiegel
Wabo	Gesetz zum Umweltrecht (Allgemeine Bestimmungen)
WiPla	Bergbauplan
Wnb	Naturschutzgesetz

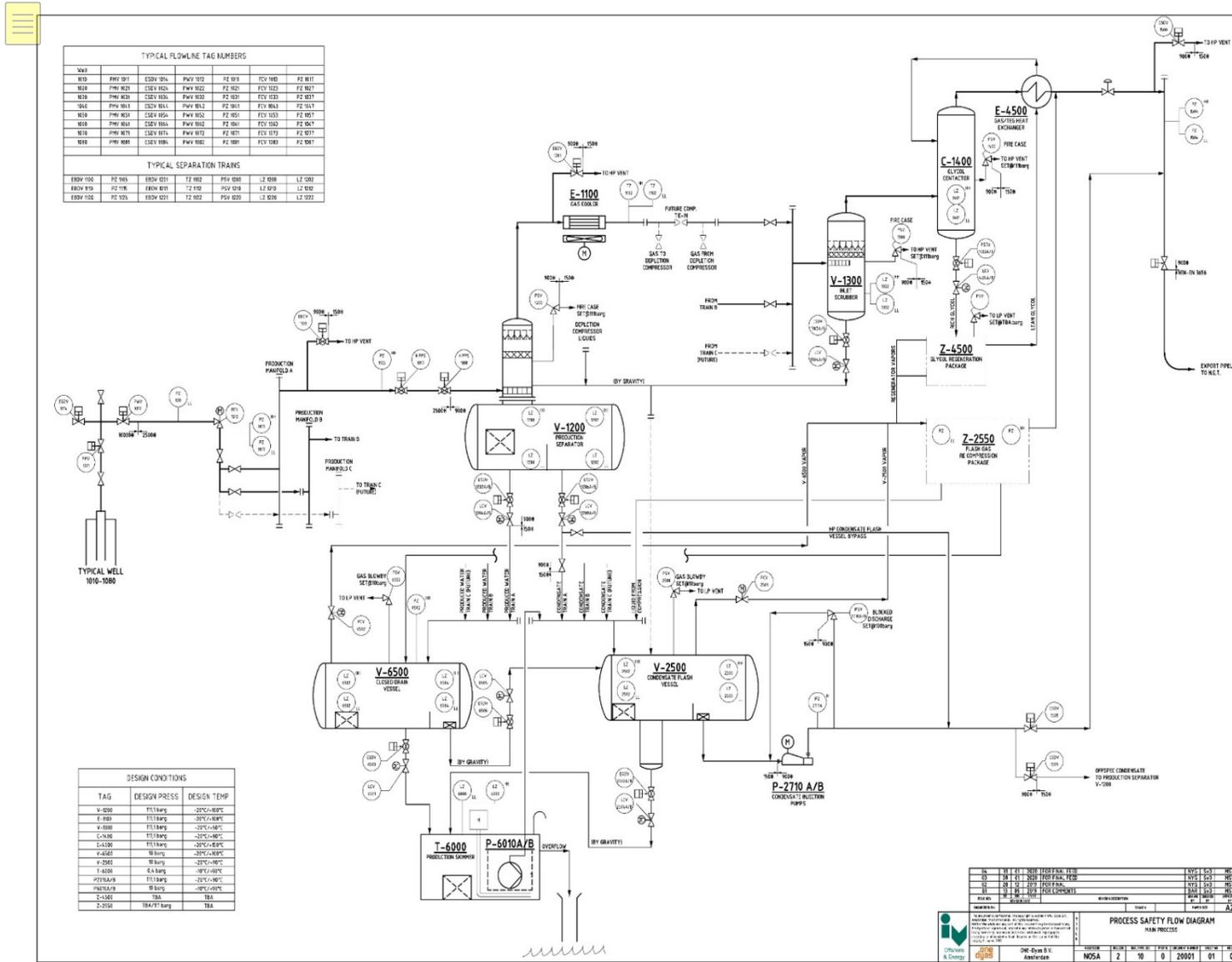
## **Anhang 2: Referenzen**

1. SSM, *Methodology for risk analysis in relation to induced quakes by gas production* (Temporary Guidance), Februar 2016.
2. *Geology of the Netherlands*, Wong et al. (eds), Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, 2007 / Amsterdam University Press, 2007

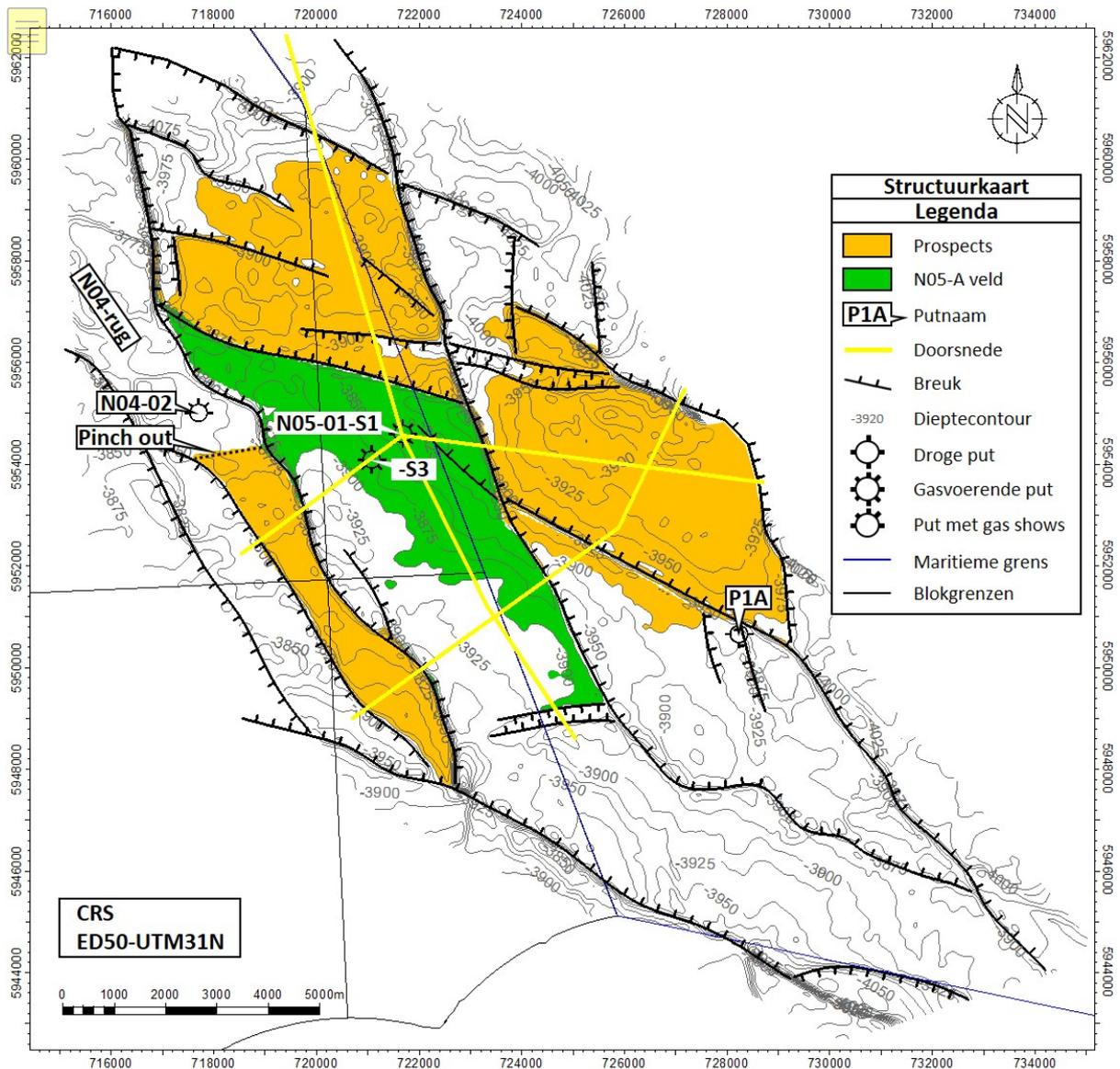
### Anhang 3: Topographische Karte mit der Lage der Vorkommen



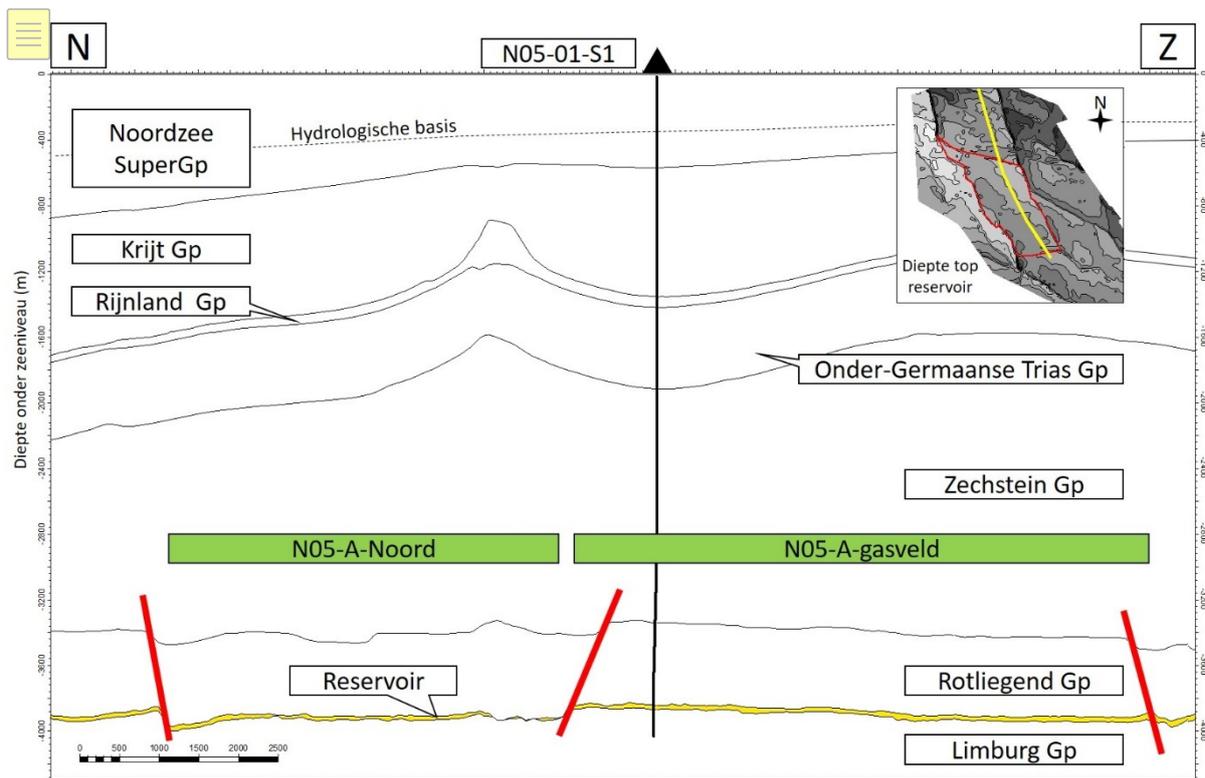
# Anhang 4: Prozessablaufdiagramm der Abbaustelle



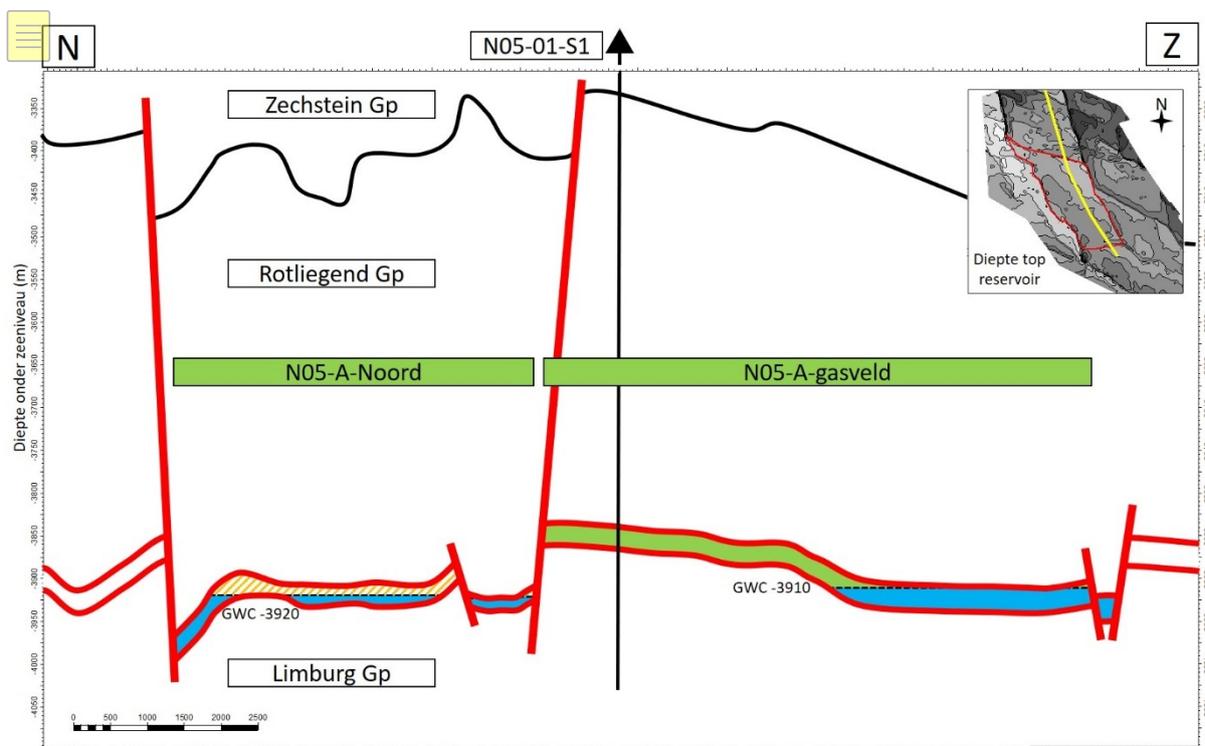
## Anhang 5: Geologische Karte und Querschnitte zu den Vorkommen



Anhang 5-1: Tiefenkarte des oberen Teils der Lagerstätte des Vorkommens N05-A und der vier umliegenden Schürfstellen, die den gasführenden Teil der Vorkommen und die Lage der Querschnitte zeigt.



Anlage 5-2: Nord-Süd-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle N05-A-Noord mit Darstellung des gesamten darüber liegenden Gesteinspakets.



Anlage 5-3: Nord-Süd-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle N05-A-Noord auf dem Niveau der Lagerstätte mit Darstellung der Erdgas- und Aquiferanteile des Vorkommens.

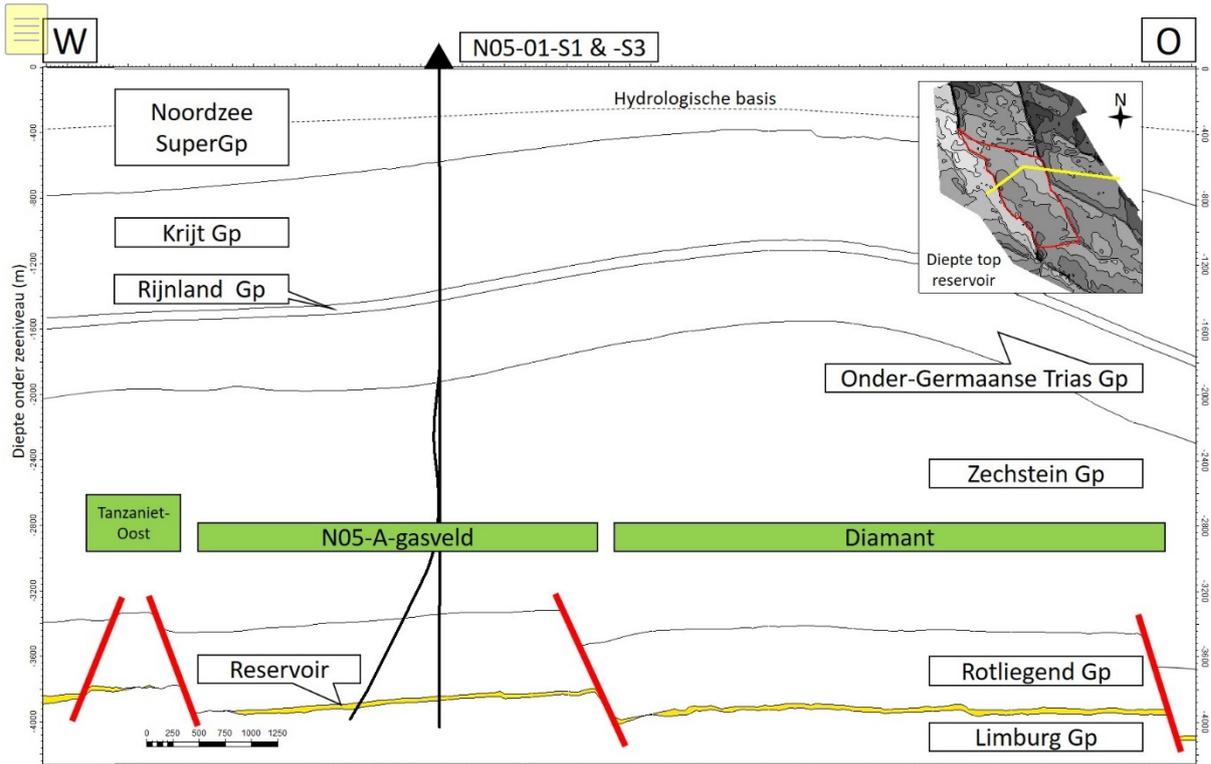


Abbildung 5-4: West-Ost-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle Diamant und Tanzaniet-Oost mit Darstellung des gesamten darüber liegenden Gesteinspakets.

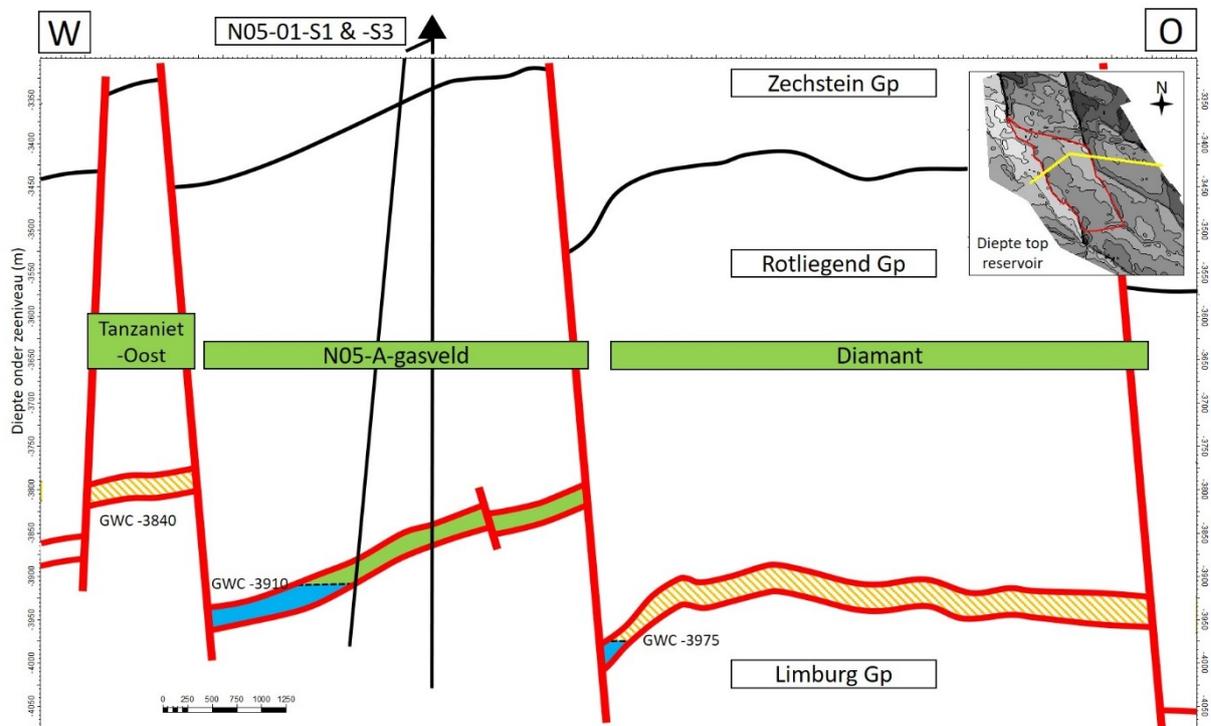


Abbildung 5-5: West-Ost-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle Diamant und Tanzaniet-Oost auf dem Niveau der Lagerstätte, der die Erdgas- und Aquiferanteile des Vorkommens zeigt.

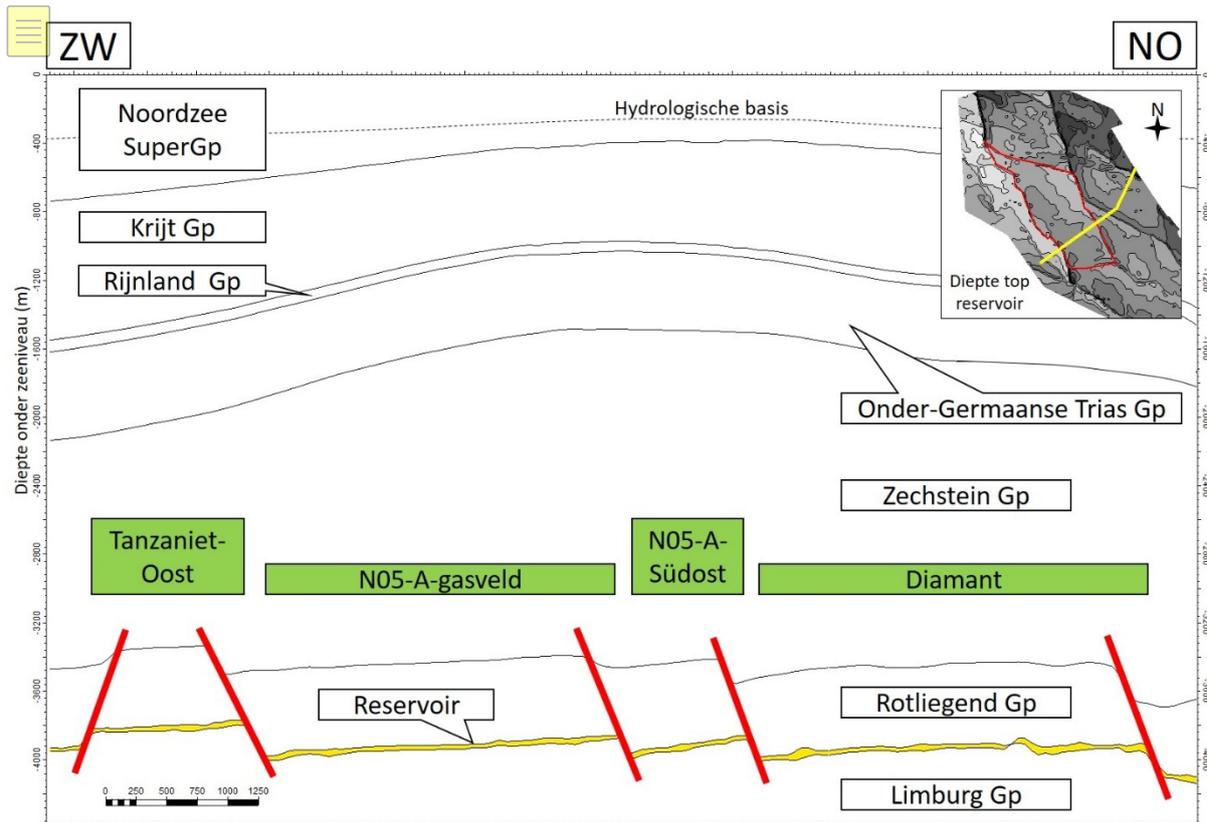


Abbildung 5-6: Südwest-Nordost-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle Diamant, N05-A-Südost und Tanzaniet-Oost mit dem gesamten darüber liegenden Gesteinspaket.

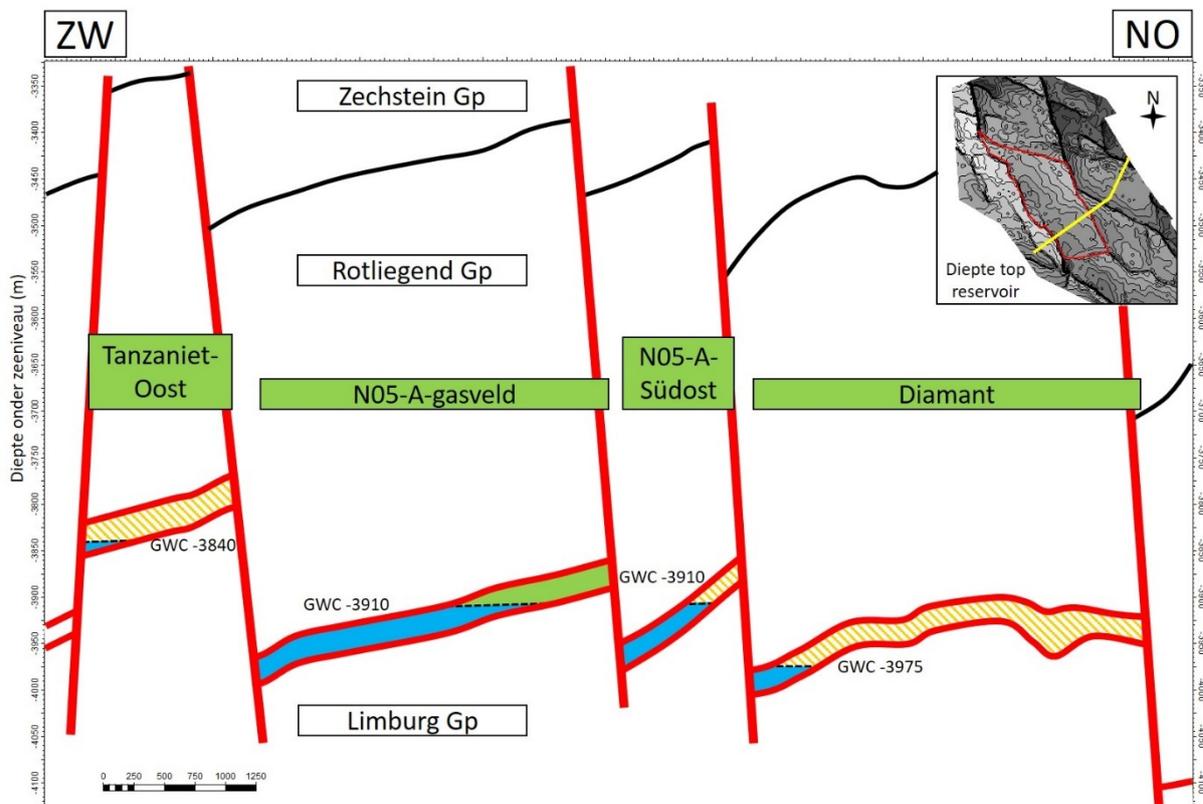
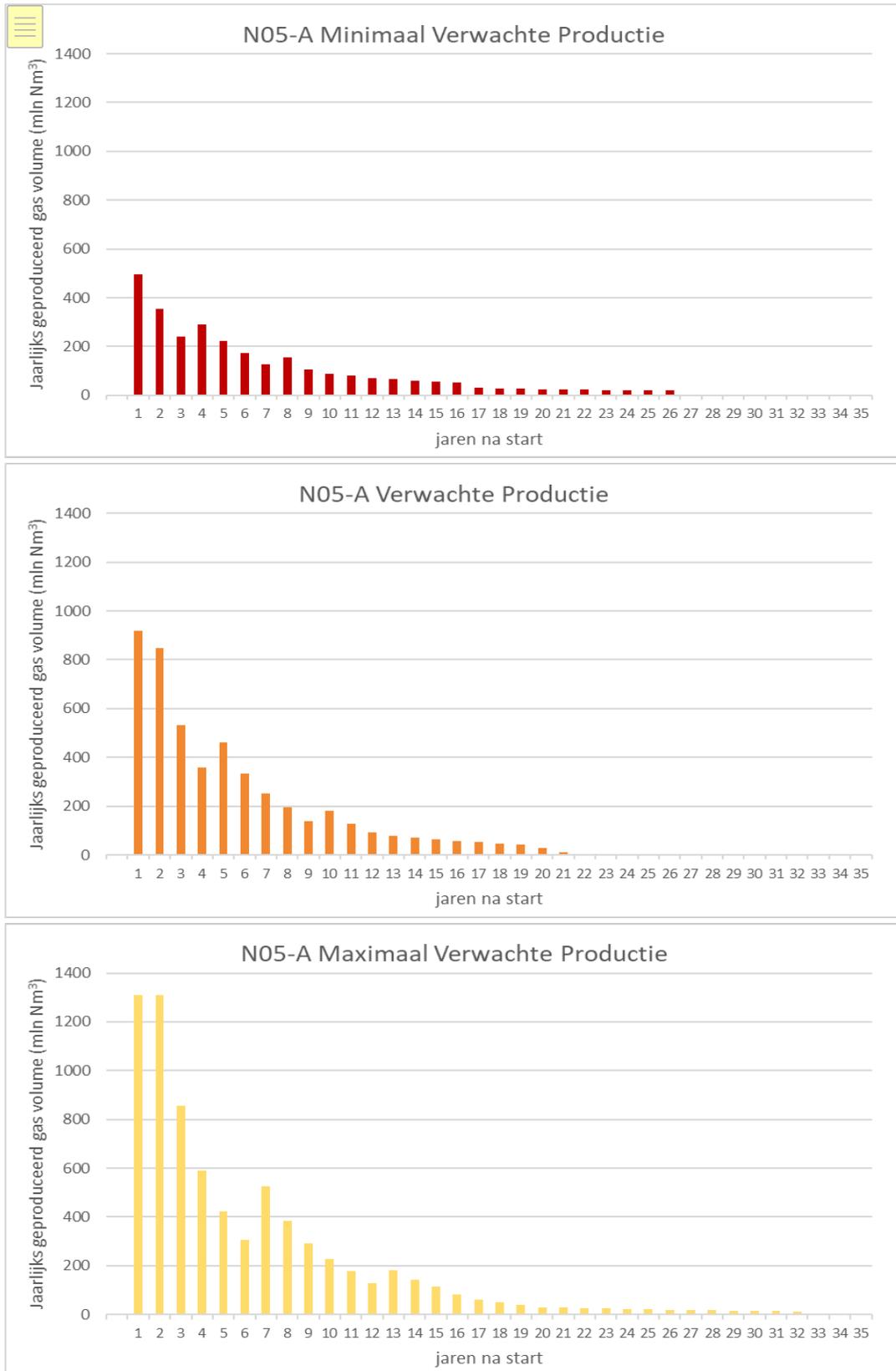


Abbildung 5-7: Südwest-Nordost-Querschnitt durch das Gasfeld N05-A und die Schürfstelle Diamant, N05-A-Südost und Tanzaniet-Oost auf dem Niveau der Lagerstätte, der die Erdgas- und Aquiferanteile des Vorkommens zeigt.

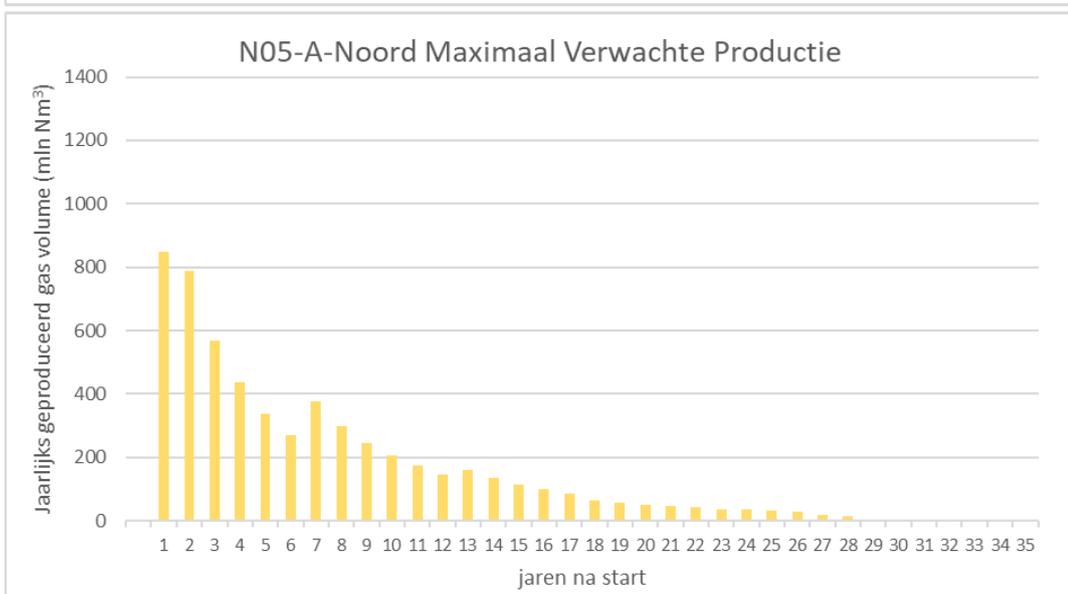
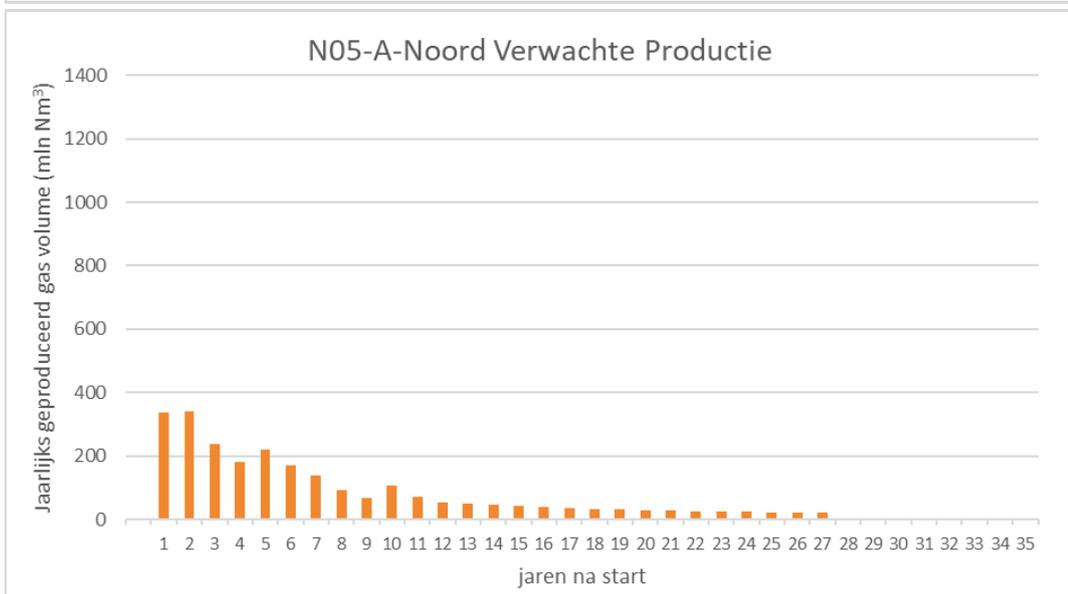
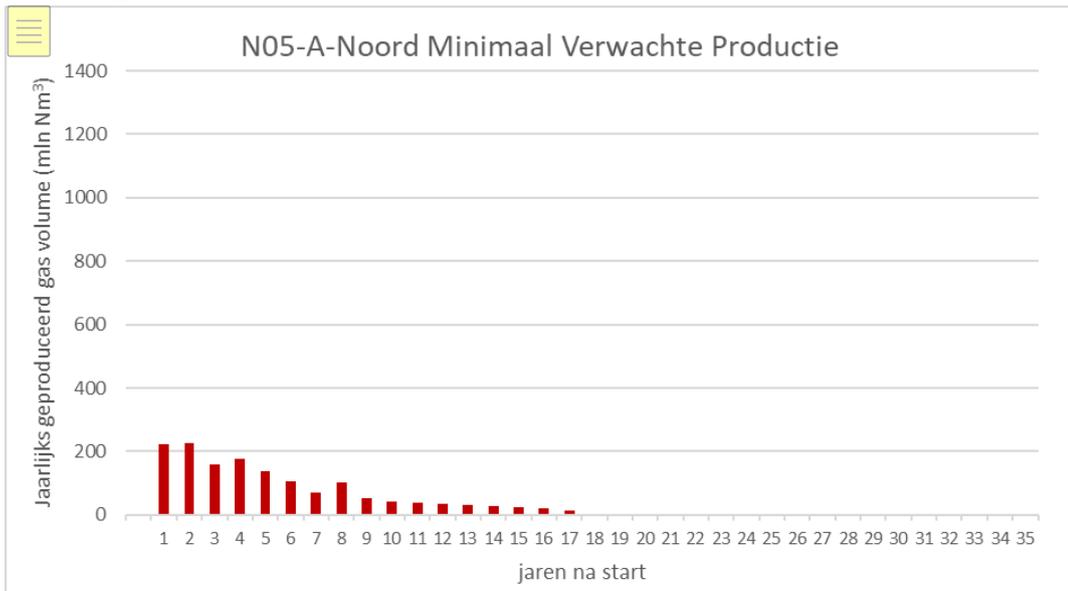
## Anhang 6: Detailliertes Diagramm der Produktionsverrohrung

GEMS Standard 4 1/2" Completion				one dyas		
Casing size at approx. depth	Pressure Rating	Description	Max OD"	Min ID"	Diff ID"	
	961 bar	Landing string 5" 18 lb/ft P110 VAM TOP HT	5.577	4.214	4.151	
	689 bar	<b>Tubing hanger</b> Tubing hanger, with 4" Nominal 'H'-profile	14.020	3.885	3.875	
	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP Tubing	4.937	3.913	3.875	
	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP Tubing	4.937	3.913	3.875	
Casing 18 5/8" 87.5 lb/ft		<b>3.812" 'BA' lock profile</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection 3.812" 'BA' lock profile c/w 3.812" seal bore	4.937	3.913	3.875	
	551 bar	<b>TR-SCSSSV</b> Model "Thunder-8E" Tubing Retrievable safety valve 3.812" lower seal bore	7,048	3.875	3.833	
	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP bottom connection	4.937	3.913	3.833	
18 5/8" Shoe, 700m	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP Tubing	4.937	3.913	3.833	
Casing 13 3/8" 72 lb/ft P110						
13 3/8" Shoe, 2000m	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP Tubing	4.937	3.913	3.833	
Casing 9 5/8" 53.5 lb/ft P110						
7" Liner Top, 4450m	690 bar	4 1/2" 12.6 lb/ft VM95 13Cr VAM TOP Tubing	4.937	3.913	3.833	
9 5/8" Shoe, 4500m						
	689 bar	<b>Dual Gauge carrier</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection Dual Gauge carrier with SureSENS 175 Quartz Dual Gauge 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Bottom connection	4.937 4.937	3.913 3.913	3.833 3.833	
	689 bar	<b>Water Injection Sub</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection Fresh Water Injection Sub 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Bottom connection	4.937 4.937	3.913 3.913	3.833 3.833	
Liner 7" 32 lb/ft P110	689 bar	<b>3.75" Seating Nipple</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection 3.750" Model "AOF" Top No-Go Seating Nipple 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Bottom connection	4.937 5.368	3.913 3.750	3.833 3.833	
	689 bar	<b>Production Packer</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection Premier Cut to Retrieve Packer, 7" 32-35lb/ft 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Bottom connection	5,820	3,870	3.833	
	689 bar	<b>3.688" Seating Nipple</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection 3.688" Model "AOF" Top No-Go Seating Nipple 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Bottom connection	4.937 5.256	3.913 3.688	3.833 3.833	
	689 bar	<b>No-Go Sub</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection 5.75" OD No-Go sub	4.937 5.750	3.913 3.875	3.833 3.833	
7" x 5" Liner X-over, 5200m		<b>Ratcheting Muleshoe</b> 4 1/2" 12.6 lb/ft P110 13Cr VAM TOP Top connection Ratcheting Muleshoe	5.187 5.782	3.913 3.725	3.833	
Production Liner 5" 18 lb/ft P110						
TD 5500m						

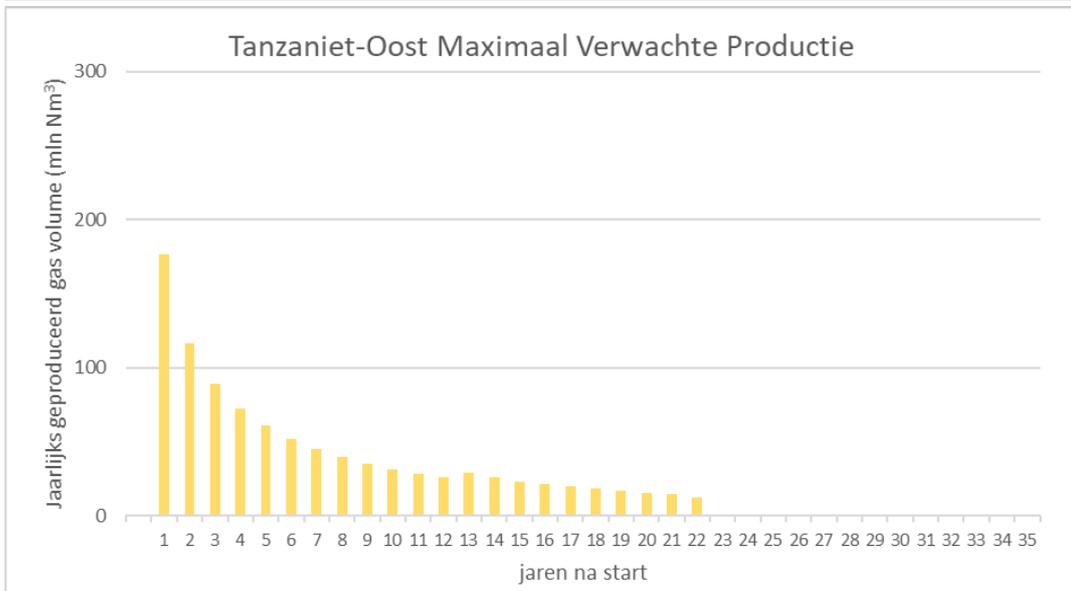
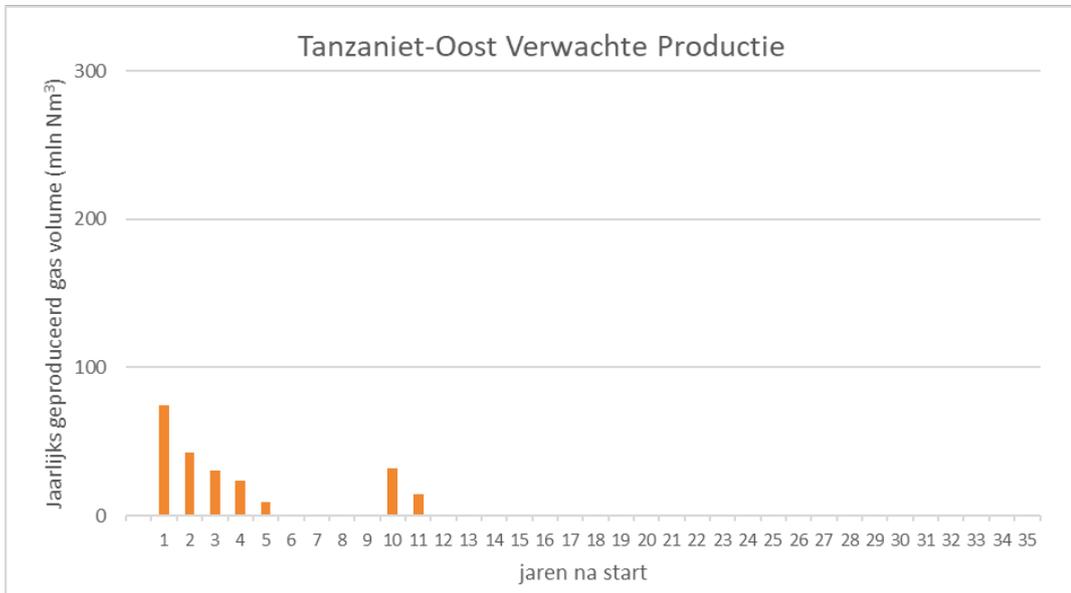
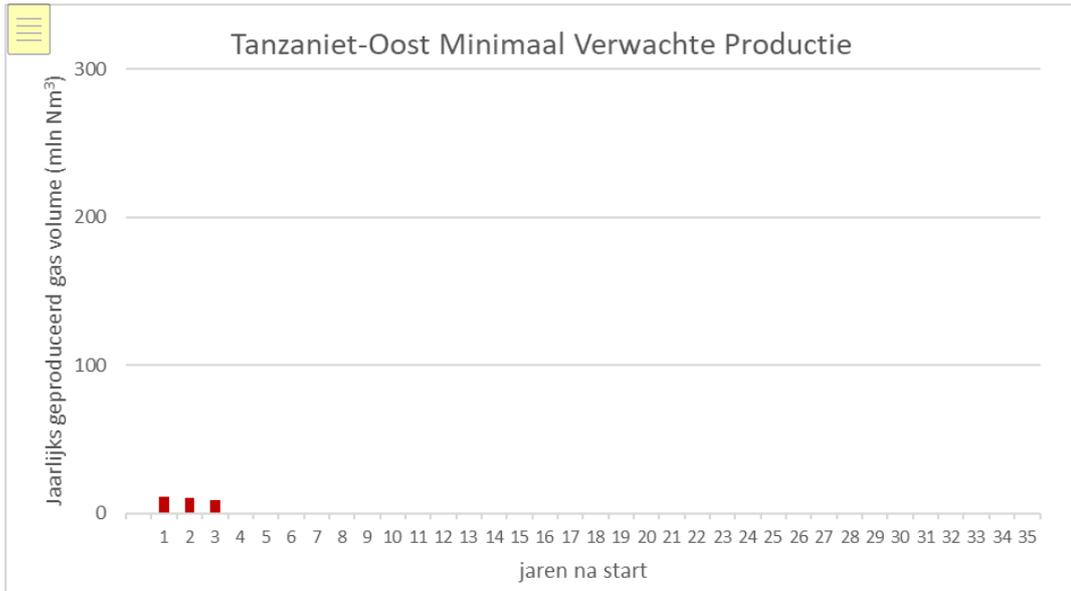
## Anhang 7: Gasproduktionsprofile für die einzelnen Felder



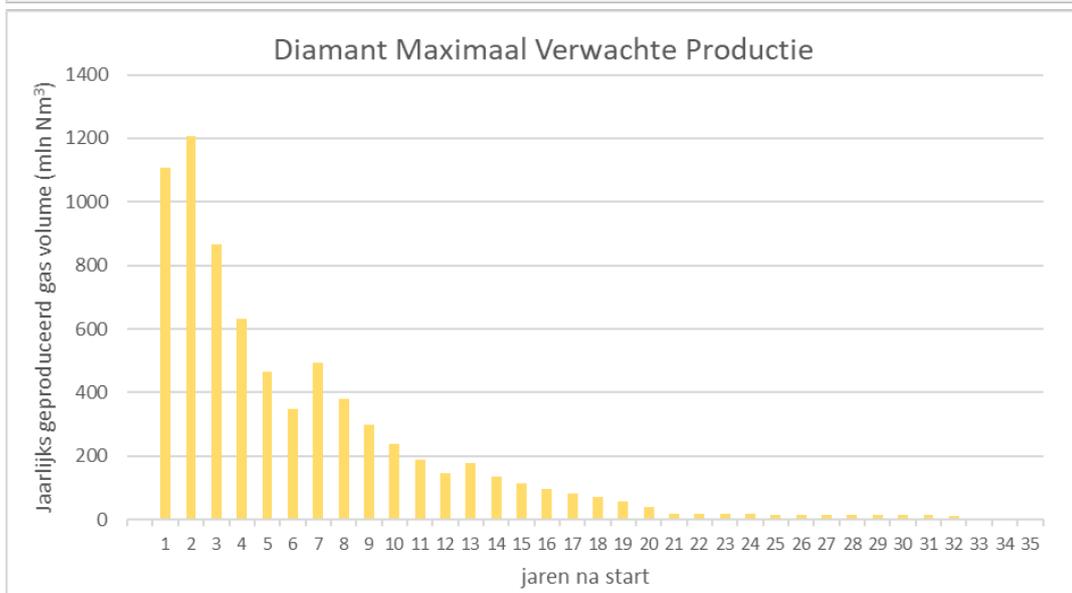
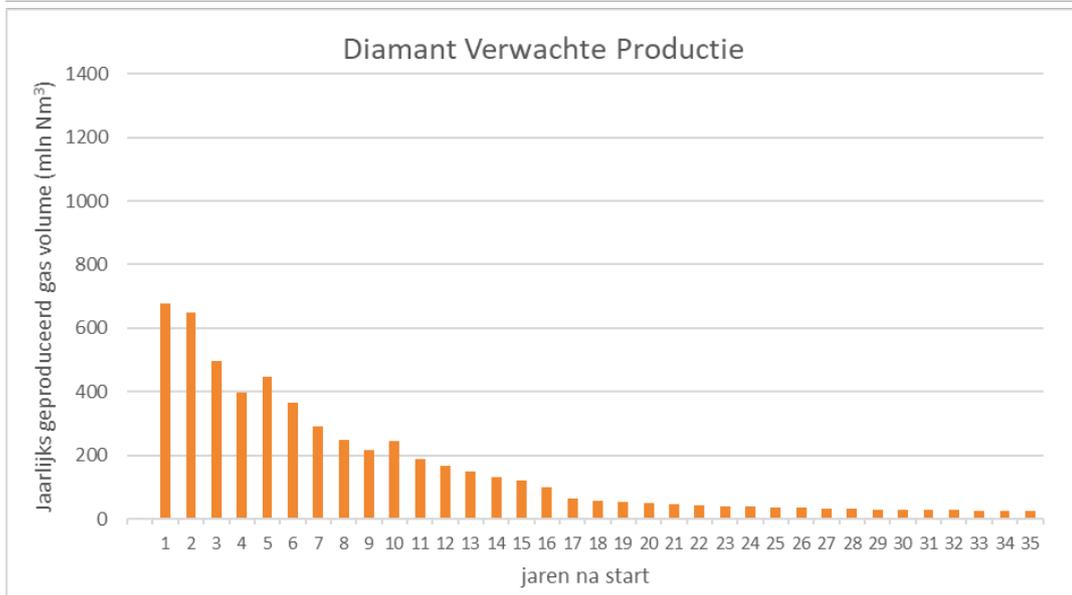
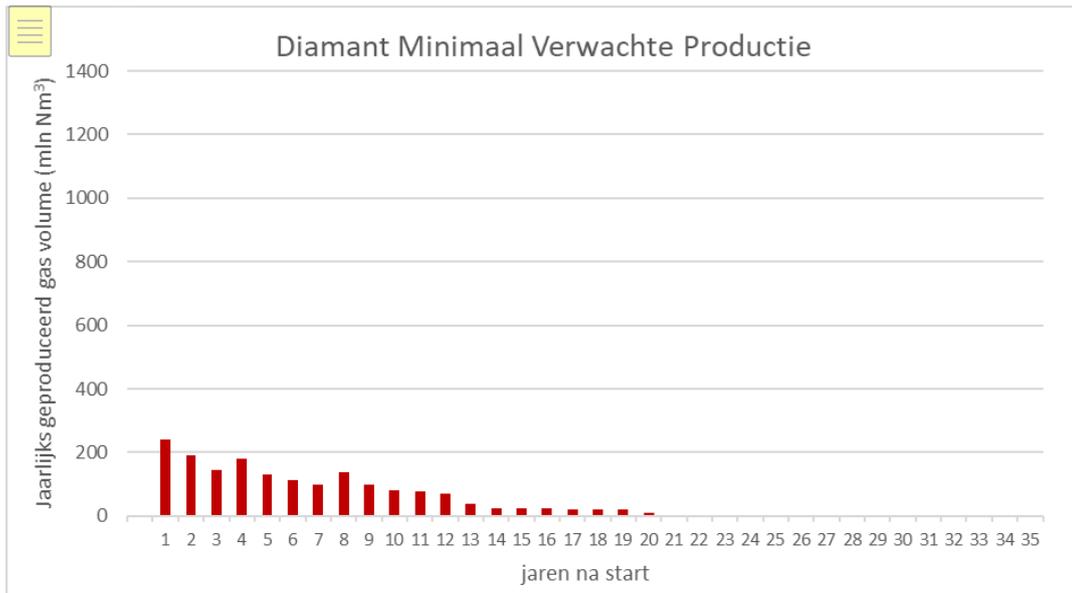
Anhang -71: Gasproduktionsprofile für das Vorkommen N05-A



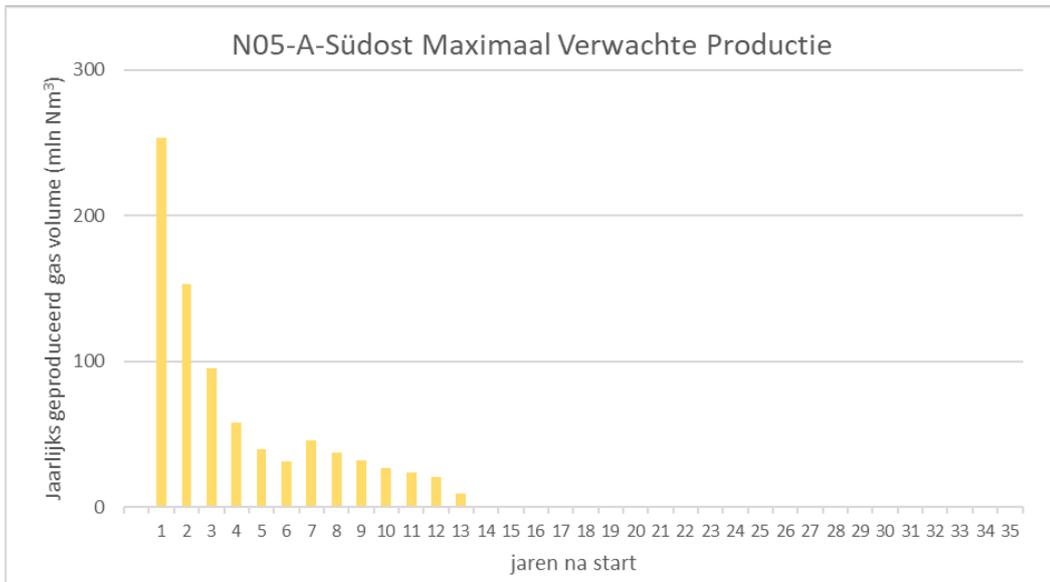
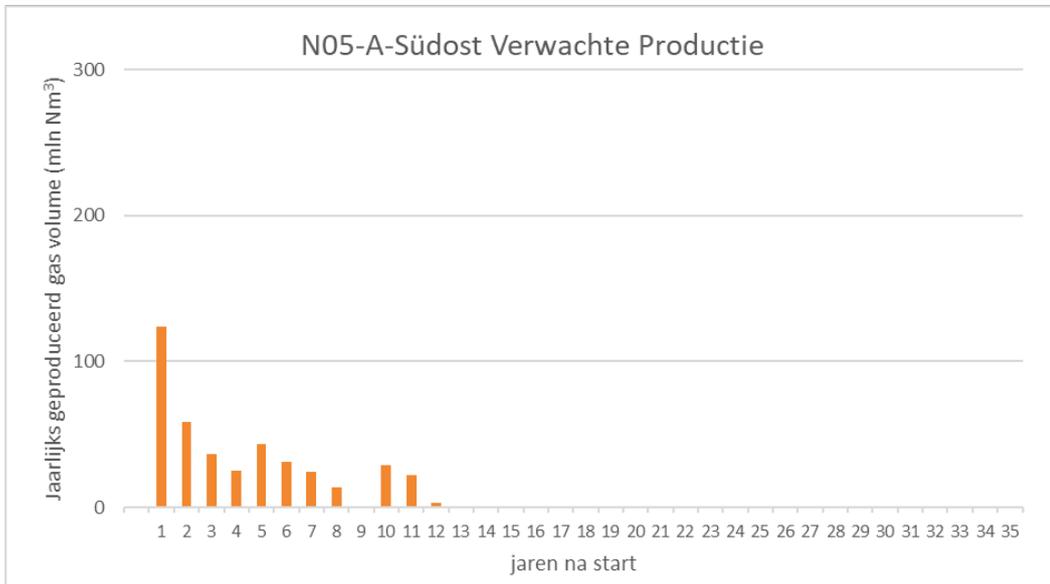
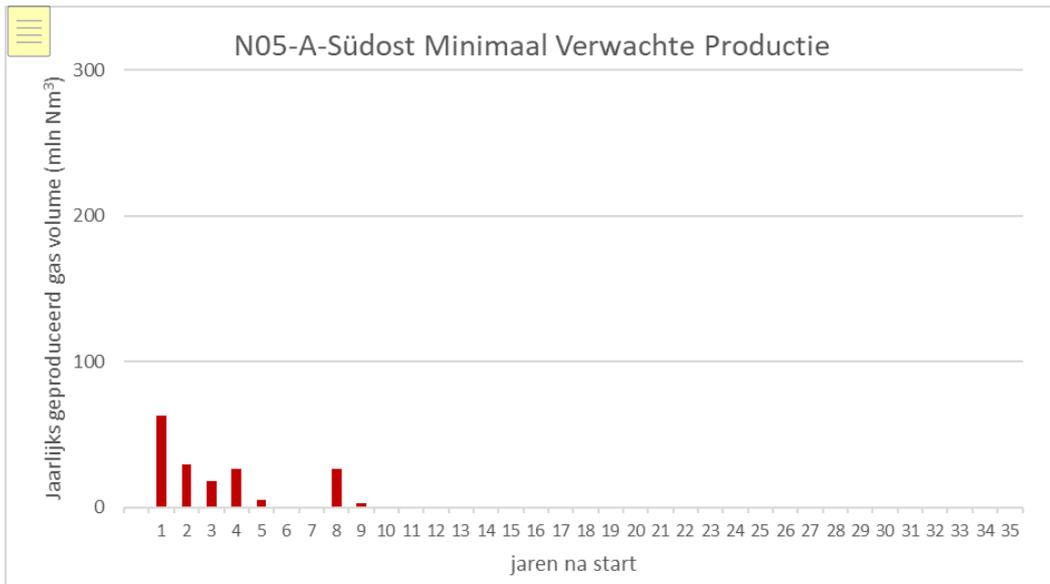
Anhang -72: Gasproduktionsprofile für das Schürfgebiet N05-A-Noord



Anhang -73: Gasproduktionsprofile für das Prospekt Tanzaniet-Oost



Anhang -74: Gasproduktionsprofile für die Schürfstelle Diamant



Anhang -75: Gasproduktionsprofile für die Schürfstelle N05-A-Südost

## Anhang 8: Produktionstabellen für die einzelnen Vorkommen

Anhang 8-1: Minimal erwartete, erwartete und maximal erwartete Jahresproduktion für das Vorkommen N05-A

Jahr	N05-A Jährliches Produktionsvolumen (mln Nm3)		
	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
1	497	919	1309
2	353	846	1309
3	241	530	856
4	291	357	589
5	223	460	422
6	172	333	306
7	127	252	526
8	154	196	385
9	105	139	292
10	88	182	226
11	79	126	176
12	72	90	128
13	66	79	182
14	61	71	142
15	56	64	113
16	52	58	84
17	29	52	61
18	28	48	52
19	26	44	41
20	25	28	30
21	24	12	28
22	23	0	26
23	22	0	24
24	21	0	23
25	21	0	21
26	20	0	20
27	0	0	19
28	0	0	17
29	0	0	16
30	0	0	15
31	0	0	14
32	0	0	11
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>2876</b>	<b>4885</b>	<b>7464</b>

## Anhang 8-2: Minimal erwartete, projizierte und maximal erwartete Jahresproduktion für das Schürfgebiet N05-A-Noord

Jahr	N05-A-Noord Jährliches Produktionsvolumen (mln Nm <sup>3</sup> )		
	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
1	222	338	847
2	227	340	789
3	158	237	570
4	176	182	437
5	136	220	339
6	105	171	269
7	70	140	376
8	101	92	297
9	54	69	245
10	43	107	206
11	38	72	173
12	34	55	148
13	30	50	160
14	27	45	135
15	24	41	116
16	22	38	100
17	13	36	85
18	0	33	66
19	0	31	58
20	0	29	52
21	0	28	46
22	0	26	42
23	0	25	38
24	0	24	35
25	0	23	32
26	0	22	30
27	0	20	18
28	0	5	13
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
<b>Gesamt</b>	1479	2498	5722

## Anhang 8-3: Minimal erwartete, projizierte und maximal erwartete Jahresproduktion für das Schürfgelbiet Tanzaniet-Oost

Jahr	Tanzaniet-Oost Jährliches Produktionsvolumen (Mio. Nm3)		
	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
1	11	75	177
2	10	43	116
3	9	31	89
4	0	24	73
5	0	9	61
6	0	0	52
7	0	0	45
8	0	0	40
9	0	0	35
10	0	32	32
11	0	14	28
12	0	0	26
13	0	0	29
14	0	0	26
15	0	0	23
16	0	0	21
17	0	0	20
18	0	0	18
19	0	0	17
20	0	0	16
21	0	0	14
22	0	0	12
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
<b>Gesamt</b>	31	227	969

## Anhang 8-4: Minimal erwartete, projizierte und maximal erwartete Jahresproduktion für das Bohrloch N05-A-Südost

Jahr	N05-A-Südost Jährliches Produktionsvolumen (mln Nm <sup>3</sup> )		
	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
1	63	124	253
2	30	59	153
3	18	36	96
4	26	25	58
5	5	44	40
6	0	31	32
7	0	24	46
8	26	14	37
9	3	0	32
10	0	29	27
11	0	22	24
12	0	3	21
13	0	0	9
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
<b>Gesamt</b>	171	412	827

## Anhang 8-5: Minimale, erwartete und maximale erwartete Jahresproduktion für das Diamant Prospect

Jahr	Diamant Jahresproduktionsvolumen (mln Nm <sup>3</sup> )		
	Minimum erwartet	Erwartet	Maximal erwartet
1	242	678	1107
2	190	647	1206
3	146	495	867
4	181	398	633
5	130	447	467
6	111	365	349
7	99	291	492
8	138	250	380
9	97	217	299
10	82	245	237
11	76	188	187
12	70	166	145
13	38	148	177
14	25	133	134
15	24	119	114
16	23	100	98
17	22	64	84
18	21	56	70
19	20	52	59
20	8	49	39
21	0	45	19
22	0	43	18
23	0	40	18
24	0	38	17
25	0	36	17
26	0	34	16
27	0	33	16
28	0	31	15
29	0	30	15
30	0	29	14
31	0	28	14
32	0	27	12
33	0	26	0
34	0	25	0
35	0	24	0
<b>Gesamt</b>	<b>1744</b>	<b>5597</b>	<b>7334</b>



**Erdbebenrisiko- und  
Bodensenkungsstudie N05-A  
Gasfeld und umliegende  
Prospekte**





## 1 Zusammenfassung des Managements

Dieser Bericht beschreibt die Abschätzung des Erdbebenrisikos und die Senkungsprognose für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte bei dem Szenario der maximalen Gasproduktion. Dieses Szenario geht von einer maximalen Schätzung für die Abbau aller noch nicht gebohrten Prospekte und des Gasfeldes N05-A aus. Grund für die Studie ist die Absicht von ONE-Dyas, einen Förderplan für das Gasfeld N05-A vorzulegen.

### Erdbebenrisiko

Unter Verwendung der Methodik zur Risikoanalyse von induzierten Beben durch Gasförderung (DHAIS, van Eijs et al. , 2004; van Thienen-Visser et al. , 2012; Staatstoezicht op de Mijnen, 2016) wurde eine Analyse der Wahrscheinlichkeit eines Erdbebens durchgeführt. Diese Analyse wurde für das Szenario der maximalen Gasproduktion durchgeführt. Die strenge Anwendung von DHAIS zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens für die Prospekte N05-A, N05-A-Noord und Diamant vernachlässigbar ist und für die Prospekte Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost 19% beträgt. Zusätzliche Informationen aus neuen Bohrungen auf der niederländischen Seite der Grenze und aus bestehenden Bohrungen auf der deutschen Seite der Grenze, die sich auf das Elastizitätsmodul des Reservoirs und des Aushubs konzentrieren, zeigen jedoch, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens für alle Prospekte nach unten auf vernachlässigbar angepasst werden kann. (Abbildung 1.1).

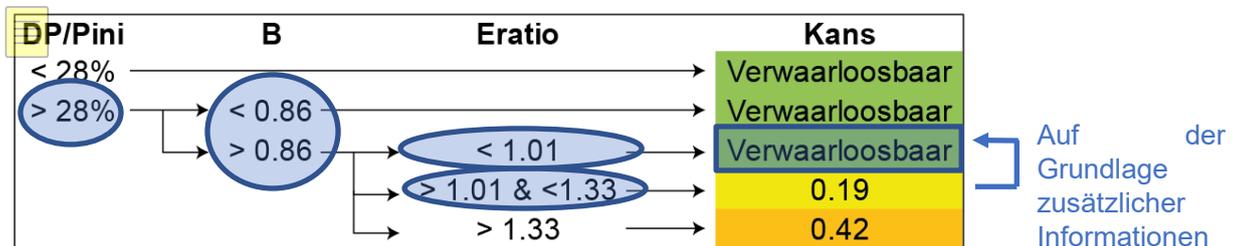


Abbildung 1.1 Zusammenfassung der Erdbebenrisikoanalyse.

### Bodensenkungsprognose

Es wurde eine Prognose für Oberflächenabsenkung (Meeresboden) für das abbauende Feld N05-A und die umliegenden Prospekte im Szenario der maximalen Gasproduktion am Ende der Förderung erstellt (Abbildung 1.2). Die Absenkung wurde modelliert, indem die Absenkung einer Reihe von Kernreservoirs überlagert und dann über die Gesamtoberfläche des Gasfelds verteilt wurde. Die Berechnungen wurden für eine Reihe von Verdichtungskoeffizienten durchgeführt. Basierend auf diesen Berechnungen beträgt die zu erwartende Absenkung bei einem Verdichtungskoeffizienten von 0,035 GPa<sup>-1</sup> im Zentrum der Senkung 1,6 cm für das Gasfeld N05-A einzeln und 2,6 cm einschließlich der umliegenden Prospekte im Szenario der maximalen Gasproduktion am Ende der Förderung.

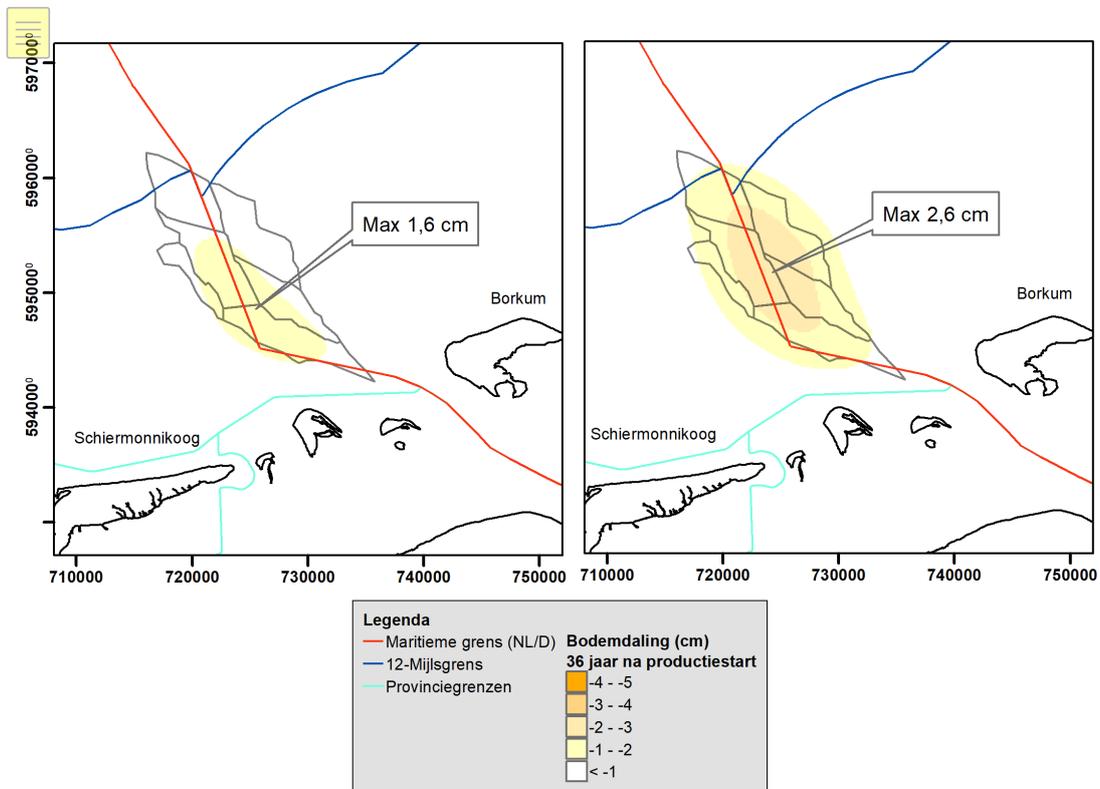


Abbildung 1.2 Bodensenkungen (in cm) für das Gasfeld N05-A und umliegende Prospekte, Zeitpunkt = Ende der Förderung mit maximalem Gasförderungszenario für den wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten aus Laboranalysen an Gesteinsproben von 0,035 GPa-1. Links: erwartete Landabsenkung für N05-A separat. Rechts: Erwartete Absenkung unter der Annahme, dass alle Schächte gasführend sind und gleichzeitig aus allen Schächten gefördert wird.

## 2 Einführung

### 2.1 Motiv und zugrundeliegende Frage

ONE-Dyas untersucht das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte auf Gasförderung (Abbildung 2.1). Im Zusammenhang mit dem Produktionsplan ist es wichtig, einen guten Einblick in die möglichen Auswirkungen der Gasproduktion auf die Umgebung des Gasfeldes und die umliegenden Prospekte zu haben. Dieser Bericht befasst sich mit dem Screening des Erdbebenrisikos und der Prognose der durch die Gasförderung verursachten Absenkungen.

Diese Studie bezüglich der Senkungen und der damit verbundenen seismischen Aktivität verwendet eine Schätzung für das Szenario der maximalen Gasproduktion. Dieses Szenario basiert auf den folgenden Annahmen:

- Das Vorhandensein von Gas wird in N05-A und allen umliegenden Prospekte angenommen, die vom Standort der Plattform N05-A aus angezapft werden können.
- Die Menge des vorhandenen Gases und die Eigenschaften der Lagerstätte in N05-A und den umliegenden Prospekte wurden so gewählt, dass eine maximale Schätzung der Abbau der Vorkommen verwendet wird. Dieses Szenario hat eine geringe Eintretenswahrscheinlichkeit. Es ist wahrscheinlicher, dass die Parameter so beschaffen sind, dass die tatsächlichen Werte für Senkungen und seismische Aktivität (deutlich) niedriger sind.
- Das Abbauszenario für die Studie wird für einen Zeitrahmen von 37 Jahren modelliert. Die technische maximale Förderdauer der Bohrungen im Szenario beträgt etwa 33 Jahre, basierend auf einem Oberflächendruck von 10 bar am Bohrlochkopf.
- Bei der Modellierung wurde davon ausgegangen, dass das potenzielle Reservoir in der Smaragd-Struktur südlich von N05-A wasserführend ist und über den Aquifer mit N05-A verbunden ist. Daher schätzt die Modellierungsstudie den maximal möglichen Druckabfall in dieser Struktur aufgrund der Gasproduktion im Gasfeld N05-A. Erkundungsbohrungen in der Smaragd-Struktur sind vom geplanten Plattformstandort für die Erschließung des Gasfeldes N05-A aus nicht möglich und sind daher nicht Teil dieses Projektes.

Die Abbaugenehmigung für N04-N05-N08 wurde am 24. Juli 2019 erteilt und hat eine Laufzeit von 30 Jahren. Um die Auswirkung von Absenkungen bestmöglich zu simulieren, ist der modellierte Förderzeitraum länger als die Laufzeit dieser Fördergenehmigung. Der erwartete Abbaustopp wird vor dem Ende der Abbaugenehmigung liegen.

Deltares hat bereits früher Studien zum Absenkungs- und Erdbebenrisiko in einer Konzession von ONE-Dyas durchgeführt (de Lange & Luger, 2012; de Lange et al., 2013; de Lange & Creusen, 2017). Die gleiche Methodik wurde in der aktuellen Studie verwendet. Die geophysikalischen und geomechanischen Eigenschaften der geologischen Einheiten wurden teilweise von nlog.nl (VELMOD 3.1 von TNO, 2017) bezogen und teilweise vom Auftraggeber bereitgestellt.

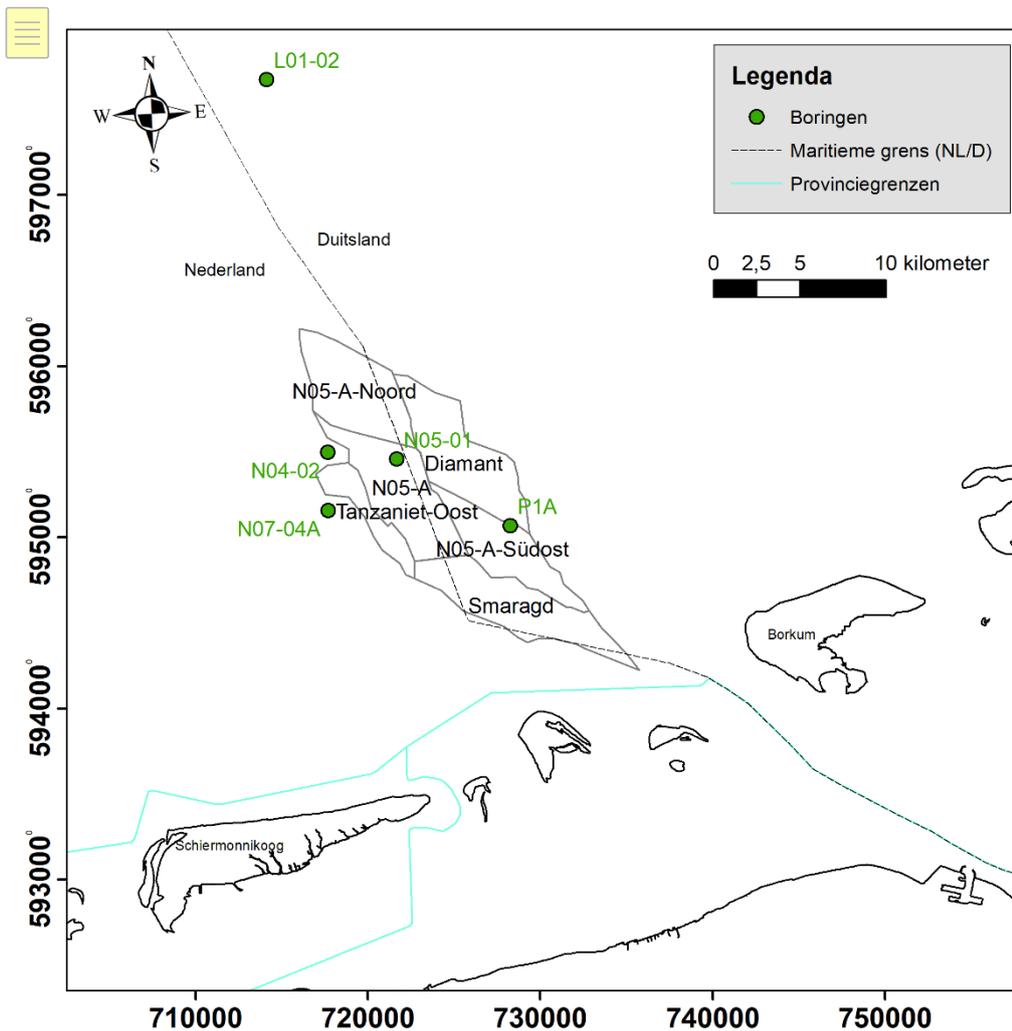


Abbildung 2.1 Lage des Gasfeldes N05-A und der umliegenden Prospekte. Die Wassertiefe in diesem Gebiet variiert von 20 bis 25 m.

## 2.2 Verfahren

### 2.2.1 Erdbebenrisiko

Aus den Daten aller produzierenden Gasfelder in den Niederlanden hat TNO Verbindungen zwischen den Eigenschaften des Untergrunds, der Fördermethode und den Druckänderungen und dem Auftreten von Beben aufgestellt (van Eijs et al., 2004; van Thienen-Visser et al., 2012). Die Methodik aus diesen Berichten wurde in die Methodik zur Risikoanalyse von induzierten Beben aus der Gasförderung übernommen (SSM, 2016). In diesem Bericht wird diese Methodik als DHAS (Deterministische Gefahrenanalyse für induzierte Seismizität) bezeichnet.

Die Vorhersage der Auswirkungen von Erdbeben erfolgt in einigen Schritten. Ausgehend von bestimmten Merkmalen eines Öl- oder Gasvorkommens wird die Wahrscheinlichkeit bestimmt, dass ein Beben zu irgendeinem Zeitpunkt während der Förderung des Vorkommens auftritt. Dies geschieht mit Hilfe der Tabelle in Tabelle 2.1. Aus dieser Tabelle kann geschlossen werden, dass zunächst der relative Druckabfall  $DP/P_{ini}$  berücksichtigt werden muss. Liegt

dieser unter dem Schwellenwert von 28 %, ist die Wahrscheinlichkeit eines Erdbebens vernachlässigbar. Wenn der relative Druckabfall größer als 28 % ist, dann muss die Bruchdicke B berücksichtigt werden. Je nach Wert für B ist die Analyse abgeschlossen ( $B < 0,86$ ) und die Wahrscheinlichkeit eines Erdbebens ist vernachlässigbar, oder der nächste Parameter (Verhältnis; relative Steifigkeit des überlagernden Gesteins zum Reservoirgestein) sollte berücksichtigt werden. Je nach Wert für das Verhältnis ist die Erdbebenwahrscheinlichkeit vernachlässigbar, gleich 19 % oder gleich 42 %.

Tabelle 2.1 Erdbebenwahrscheinlichkeit nach der DH AIS-Methode.

DP/Pini	B	Eratio	Kans
< 28%			Verwaarloosbaar
> 28%	< 0.86		Verwaarloosbaar
			Verwaarloosbaar
	> 0.86	< 1.01	0.19
		> 1.01 & < 1.33	0.42
	> 1.33		

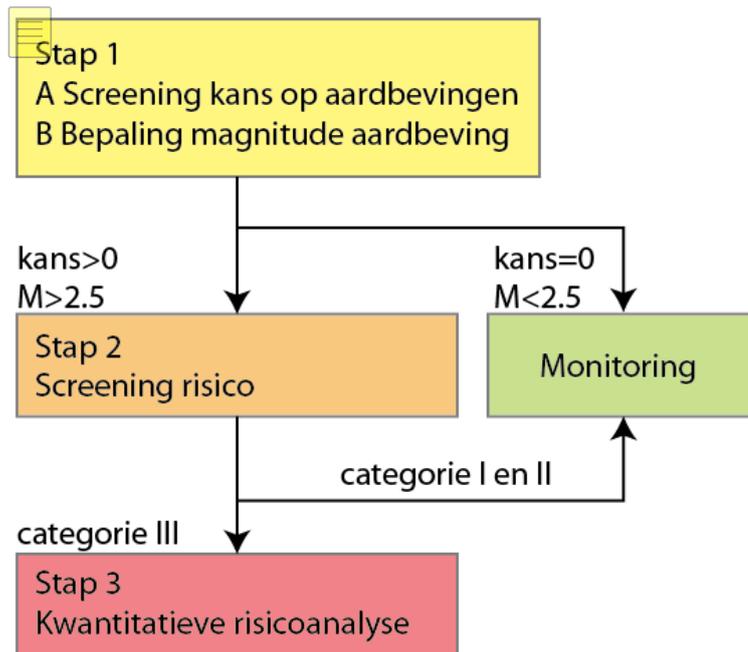


Abbildung 2.2 DH AIS-Methode.

Die Entscheidungsstruktur in Bezug auf die seismische Risikoanalyse ist in Abbildung 2.2 dargestellt. In Schritt 1A und 1B wird ein Screening für die Erdbebenwahrscheinlichkeit durchgeführt (gemäß Tabelle 2.1) und die potenzielle maximale Magnitude bestimmt. Dies ist die Stärke eines Erdbebens, wenn die gesamte aufgestaute Energie auf einmal freigesetzt würde. Basierend auf einer Schätzung der möglichen maximalen Größe wurde das Gasfeld einer Kategorie (I, II oder III) zugeordnet. In Kategorie I ist die Überwachung mit dem aktuellen Geophon- und Beschleunigungsmessernetz des KNMI ausreichend. Die "Methodik zur Risikoanalyse von induzierten Beben durch Gasförderung" (SSM, 2016) gibt an, welche Untersuchungspflichten, Managementmaßnahmen und Forschungspflichten mit den anderen

beiden Kategorien (II und III) verbunden sind. Die Kategorie hat also Auswirkungen darauf, welche Folgeschritte für den Abbauplan und die Förderung erforderlich sind.

Die Ableitung der Erdbebenrisiken für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte ist in Kapitel 4 beschrieben.

## 2.2.2 Prognose der Absenkung

Die Prognose für die durch die Gasförderung verursachten Bodenabsenkungen basiert auf dem Zusammenhang zwischen dem abnehmenden Porendruck im abnehmenden Speichergestein und der daraus resultierenden Verdichtung dieses Gesteins. Die Volumenverringering führt zu einem Senkungsbecken an der Oberfläche.

Die Prognose der Bodensenkungen basiert auf dem Szenario der maximalen Gasproduktion, beschrieben in § 2.1. Die Abbaugenehmigung für N04-N05-N08 wurde am 24. Juli 2019 erteilt und hat eine Laufzeit von 30 Jahren. Um die Auswirkung von Absenkungen so gut wie möglich zu simulieren, ist der modellierte Produktionszeitraum länger als die Dauer dieser Abbaugenehmigung. Der erwartete Produktionsstopp wird vor dem Ende der Abbaugenehmigung liegen.

Die Berechnung des Senkungsbeckens für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte wird in Kapitel 5 beschrieben.

## 3 Daten

### 3.1 Allgemein

Zur Abschätzung der gebirgsmechanischen Parameter wie Elastizitätsmodul, Poisson's ratio  $\nu$ , Biot-Koeffizient  $\alpha$  und Verdichtungskoeffizient  $C_m$  am Standort der Lagerstätte und des Reservoirs stehen hauptsächlich zwei Quellen zur Verfügung:

1. Mehrere Bohrungen in der Region, die Bohrlochmessungen und Routinekernanalysen beinhalteten. Diese liefern die *in situ* gemessenen Werte z. B. die der Dichte und der seismischen Geschwindigkeiten  $V_P$  und  $V_S$ . Aus diesen Parametern können die erforderlichen gebirgsmechanischen Parameter abgeleitet werden.
2. Gebirgsmechanische Parameter wurden im Labor gemessen, indem Tests unter bestimmten Druckbedingungen an Proben aus Bohrkernen durchgeführt wurden. Das Gestein wurde aus einer großen Tiefe an die Oberfläche gebracht und umfasst ein kleines Volumen des Reservoirs.

Diese beiden Quellen zusammen ermöglichen es, eine Reihe von gebirgsmechanischen Parametern zu definieren.

### 3.2 Aus akustischen Bohrlochmessungen und Routinekernanalysen

Zu Beginn der Untersuchung waren Bohrlochmessungen der Bohrungen im Untersuchungsgebiet (N05-01-S1) und Porositätsmessungen aus Routinekernanalysen der nahegelegenen Bohrung N04-02 (über NLOG.nl) verfügbar. Zusätzliche Bohrlochmessungen von N05-01-S3, N07-04A und von einer deutschen Senkung P1A wurden zusätzlich während der Studie verfügbar. Die Daten aus diesen letzten vier Brunnen wurden verwendet, um die Bandbreite der  $C_m$ -Werte abzuleiten. Außerdem wurde die Bandbreite der gemessenen und kalibrierten Verdichtungskoeffizienten der Ameland-Felder, die in der Dokumentation der Produktionspläne auf NLOG.nl veröffentlicht wurden, in die Daten aufgenommen.

Um  $C_m$  aus den Bohrlochmessungen zu berechnen, wurden die folgenden Formeln verwendet. Das dynamische Elastizitätsmodul ( $E_{dyn}$ ) kann mit Hilfe von Eissa & Kazi (1988) berechnet werden:

$$E_{dyn}(GPa) = 1 * 10^{-9} \cdot \left[ \frac{\rho V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \right] \quad (1)$$

mit der Dichte  $\rho$  in kg/m<sup>3</sup> und den seismischen Geschwindigkeiten  $V_p$  und  $V_s$  in m/s. Das statische Elastizitätsmodul ( $E_{stat}$ ) wurde aus  $E_{dyn}$  nach Eissa & Kazi (1988) berechnet:

$$E_{stat}(GPa) = 0,74 * E_{dyn}(GPa) - 0,82 \quad (2)$$

Dann kann der Verdichtungskoeffizient unter Verwendung von E gemäß berechnet werden:

$$C_m = \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{E(1-\nu)} \quad (3)$$

wobei  $\nu$  die Poisson's ratio ist.

Der kleinste Wert für den Verdichtungskoeffizienten basierend auf akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen für das Reservoir Rotliegend wurde aus dem dynamischen Elastizitätsmodul  $E_{dyn}$  abgeleitet. Für jedes Bohrloch wurde der Durchschnittswert für  $E_{dyn}$  für das Reservoir berechnet, indem die  $E_{dyn}$ -Werte gemäß Formel (1) über das Tiefenintervall des Reservoirs gemittelt wurden. Dann wurde der durchschnittliche  $E_{dyn}$  der vier Bohrungen berechnet und mit Formel (3) in  $C_m$  umgerechnet. Die  $C_m$  ausgehend von  $E_{dyn}$  ist gleich  $0,021 \text{ GPa}^{-1}$ .

Der größte Wert für den Verdichtungskoeffizienten ist der Wert, der auf der Beziehung zur Porosität aus der Routinekernanalyse basiert. Unter Verwendung dieser Methodik beträgt der  $C_m$   $0,054 \text{ GPa}^{-1}$  für Bohrung N04-02 und  $0,046 \text{ GPa}^{-1}$  für Bohrung N05-01-S1. Wir haben in dieser Studie den  $C_m$  von N04-02 als maximalen Verdichtungskoeffizienten für den Bereich verwendet.

Schließlich wurde ein Mittelwert aus dem statischen Elastizitätsmodul  $E_{stat}$  abgeleitet, der mit Formel (2) aus  $E_{dyn}$  umgerechnet wurde. Der mit Formel (3) und  $E_{stat}$  ermittelte Medianwert für  $C_m$  ist gleich  $0,029 \text{ GPa}^{-1}$ . Die Spannweite der Verdichtungskoeffizienten für das Rotliegend-Reservoir des Gasfeldes N05-A und der umliegenden Prospekte aus den akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen ist in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1 Zusammenfassung der Verdichtungskoeffizienten, die in den Berechnungen basierend auf den Bohrlochmessungen und der Routinekernanalyse verwendet wurden.

Quelle	Durchschnitt der Bohrlochmessungen N05-01-S1, N05-01-S3, N07-04A und P1A	Durchschnitt der Bohrlochmessungen N05-01-S1, N05-01-S3, N07-04A und P1A	Routine-Kernanalyse von N04-02
Ausgangsmenge	$E_{dyn}$	$E_{stat}$	Porositätsdaten
<b><math>C_m</math> [<math>\text{GPa}^{-1}</math>]</b>	<b>0,021</b>	<b>0,029</b>	<b>0,054</b>

### 3.3 Aus der gebirgsmechanischen Forschung

#### 3.3.1 Methodik zur Bestimmung der felsmechanischen Eigenschaften

Um die Verdichtung des Reservoirs bei einem festen Druckabfall abzuschätzen, gilt die Formel (Fjaer, 2008):

$$\frac{\Delta h}{h} = C_m \alpha \Delta p_f \quad (4)$$

mit  $\Delta h$  die Änderung der Reservoirdicke,  $h$  die Reservoirdicke,  $\alpha$  der Biot-Koeffizient,  $C_m$  der Verdichtungskoeffizient und  $\Delta p_f$  die Änderung des Porendrucks. Nur ein Teil des Druckabfalls spiegelt sich in der Verdichtung des Gesteins wider. Dieser Effekt wird durch den Biot-Koeffizienten  $\alpha$  beschrieben. Ist  $\alpha = 1$ , dann wird die gesamte Druckreduzierung in eine Verdichtung des Gesteins umgewandelt. Ein niedrigeres  $\alpha$  führt zu einer geringeren Verdichtung bei gleichem Druckabfall. Bei konstantem Druckabfall und konstanter Reservoirdicke ist die Absenkung also abhängig von der kombinierten Wirkung von  $C_m$  und  $\alpha$ .

Neben der Abschätzung des Verdichtungskoeffizienten aus akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen (Abschnitt 3.2) können relevante Parameter auch durch Labormessungen an Proben aus Bohrlöchern in der Tiefe, sogenannten Pfropfen, ermittelt werden. Es gibt verschiedene Möglichkeiten zur Messung und Ableitung der Gesteinsparameter. In einem Standardansatz kann der Verdichtungskoeffizient aus Laborergebnissen nach Formel (3) berechnet werden.

Der Biot-Koeffizient  $\alpha$  kann auch aus Laborversuchen bestimmt werden. Dies ist jedoch ein schwierig zu bestimmender Parameter mit einer großen Unsicherheit.  $C_m$  kann auch im Labor gemessen werden. Zusammen geben  $\alpha$  und  $C_m$  dann das Ausmaß an, in dem sich die Druckreduzierung im Reservoir in Bodensenkungen niederschlägt (Formel 1). Die kombinierte Wirkung von  $\alpha$  und  $C_m$  kann auch *direkt im* Labor gemessen werden als die Schüttgutkompressibilität bei konstantem hydrostatischem Druck  $C_{bp}$  (Hettema & de Pater, 1998). Die Beziehung zwischen den verschiedenen Parametern ist:

$$\alpha C_m = \alpha C_{bc} ust = C_{bp} ust \quad (5)$$

wobei  $C_{bp}$  die Schüttgutkompressibilität bei konstantem hydrostatischem Druck ist,  $C_{bc}$  die Schüttgutkompressibilität bei konstantem Porendruck und mit  $ust$  (uniaxiale Verformung), definiert als:

$$ust = \frac{1+\nu}{3(1-\nu)} \quad (6)$$

Es ist vorzuziehen, das Produkt aus  $C_m$  und  $\alpha$  direkt aus den Labortests zu bestimmen. Dann wird der Einfluss von Gesamtspannung und Porendruck auf die Kompressibilität direkt gemessen (Hettema & de Pater, 1998).

### 3.3.2 Gesteinsprobenanalyse Bohrung N05-01-S1

Gesteinsproben aus zwei Ebenen innerhalb des Reservoirs wurden entnommen und im Labor vom Gesteinslabor Dr. Eberhard Jahns in Deutschland untersucht (Dietl, 2019). Pfropfen PS02 ist repräsentativ für 5 % des Reservoirs (mit relativ hoher Porosität) und Pfropfen PS04 ist repräsentativ für 95 % des Reservoirs (mit mittlerer Porosität). Es wurden vier Proben pro Stopfen analysiert. Um den Parameter für das Reservoir zu bestimmen, wurde ein Mittelwert pro Stopfen und anschließend der gewichtete Mittelwert berechnet, wobei 5% und 95% als Gewichte verwendet wurden. Die beiden relevanten Tabellen aus dem Bericht (Dietl, 2019) sind in Anhang A enthalten.

Unter Verwendung der Werte für  $C_{bp}$  und  $\nu$  in den Tabellen 5 und 6 von (Dietl, 2019), Gewichten von 5% und 95% für PS02 und PS04 und Formeln (3) und (4), der Wert für  $\alpha C_m$  aus den Stopfen beträgt  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$ . Dies kann als "effektiver Verdichtungskoeffizient" betrachtet werden. Der Wert liegt nahe an den aus den akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen ermittelten Werten (Tabelle 3.1).

Um den kombinierten Effekt von  $\alpha C_m$  in der Einheitsbodensenkungssumme wird ein effektives Elastizitätsmodul  $E^*$  angenommen, der hieraus ableitet:

$$E^* = \frac{3(1-2\nu)}{C_{bp}} \quad (7)$$

Dieses effektive  $E^*$  ist nicht gleich dem tatsächlichen Elastizitätsmodul des Materials, sondern ein rechnerischer Wert, um den Biot-Effekt in die Summe der Bodensenkungen einfließen zu lassen. Die aus den Steckern abgeleiteten Parameter sind in der Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2 Relevante Parameter für die Einheit Bodensenkungssumme basierend auf den Ergebnissen der Felsuntersuchung an den Pflöfen.

Parameter		Wert	Hinweis
$\nu$	Poissonsche Zahl	0,083	Gewichteter Durchschnitt aus Labortests
$u_{st}$		0,395	Berechnet mit (6) und gewichtetem Durchschnitt
$C_{bp}$	Volumenkompressibilität bei konstantem hydrostatischem Druck (1/GPa)	0,088	Gewichteter Durchschnitt aus Labortests
$E^*$	Effektives Elastizitätsmodul (GPa)	28,5	Erforderlich für die Software für die Einheitsbodensenkungssumme (Plaxis), berechnet mit (7)
$\alpha C_m$	Effektiver Verdichtungskoeffizient (1/GPa)	0,035	Berechnet aus im Labor gemessenem $C_{bp}$

### 3.4 Parameter für die Analyse

Für die verschiedenen Quellen (Bohrlochmessungen, Routinekernanalyse, geomechanische Kernanalyse) haben wir die Verdichtung mit Hilfe von Formel (4) abgeschätzt, basierend auf einer durchschnittlichen Dicke von 28 m und einem durchschnittlichen Druckabfall von 320 bar. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3.3 dargestellt. Die Schätzung der Verdichtung im Reservoir auf der Grundlage der akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen reicht von 1,9 bis 4,8 cm und auf der Grundlage der Plug-Daten von 3,1 cm.

Tabelle 3.3 Parameter für die Bodensenkungssumme basierend auf akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen nach den Formeln (1) - (3) und basierend auf den Pflöfen, unter der Annahme eines Druckabfalls von 320 bar und einer Reservoirstärke von 28 m. Die kursiv gesetzten Werte sind Eingaben für die Einheitsbodensenkungssumme (Software Plaxis).

Parameter		Bohrlochmessungen und Routinekernanalyse			Stecker (Effektivwerte)
E	Elastizitätsmodul (GPa)	41,9	29,9	16 <sup>1)</sup>	$E^* = 28,5$
$\nu$	Poissonsche Zahl	0,22	0,22	0,22	0,084
$\alpha$	Biot'scher Koeffizient	1 <sup>2)</sup>	1 <sup>2)</sup>	1 <sup>2)</sup>	-
$C_m$	Verdichtungskoeffizient (1/GPa)	0,021	0,029	0,054	$C_m \alpha = 0,035$ <sub>3)</sub>
$\Delta h$	Tropfen (Zentimeter)	1,9	2,6	4,8	3,1

1) Berechnet aus  $C_m$  und  $\nu$  mit Formel (3)

2) Konservative Annahme

3) Effektiver Verdichtungskoeffizient berechnet nach der Methode von Marc Hettema (Hettema & de Pater, 1998)

Die Werte des Elastizitätsmoduls gehören zum Bereich der gewählten Verdichtungskoeffizienten und der Poissonzahl. Dieser Parametersatz wird in der Einheit Setzungssumme (Plaxis, [www.plaxis.com](http://www.plaxis.com)) zur Berechnung der zugehörigen Setzungen verwendet.

## 4 Seismische Risikoanalyse

### 4.1 Einführung

Die Erdgasförderung führt zu Belastungsveränderungen im Boden. Bei ausreichend großen Spannungsänderungen werden die Spannungen so groß, dass lokale Bewegungen entlang von Bruchflächen auftreten können. Spannungsänderungen können durch Druckabfall im Gasfeld verursacht werden, was zu einer Verdichtung des Reservoirgesteins führt. Brüche, die sich aufgrund der inneren Steifigkeit des Gesteins nicht bewegen, können irgendwann über den Widerstand hinaus belastet werden, wodurch sich der Bruch wieder bewegt. Geschieht dies plötzlich und ruckartig, kommt es zu Druck- und Scherspannungswellen, die bis zum Boden wandern. Diese verursachen Schwingungen an der Oberfläche, die als Erdbeben wahrgenommen werden. Da bei Gasfeldern der menschliche Eingriff die Ursache ist, spricht man von induzierter Seismizität. Die daraus resultierenden Schwingungen an der Oberfläche sind für den Menschen spürbar und können zu Schäden an Bauwerken, Gebäuden und Inventar sowie zu Bodenverformungen führen.

Um das Erdbebenrisiko für den Abbauplan abzuschätzen, wurden Berechnungen anhand des Flussdiagramms aus der DHAIS-Methodik durchgeführt. Das Flussdiagramm in dieser Methodik besteht aus drei Schritten (Abbildung 4.1). Zunächst wird eine erste Bewertung, das sogenannte "Screening", durchgeführt, um festzustellen, ob weitere Untersuchungen erforderlich sind. Für Felder, die nach diesen Berechnungen eine vernachlässigbare Chance haben, induzierte Beben zu erzeugen oder bei denen keine Beben stärker als  $M=2,5$  auf der Richterskala zu erwarten sind, sind keine zusätzlichen Untersuchungsschritte notwendig und die Überwachung mit dem bestehenden KNMI-Netzwerk ist ausreichend. Für Felder, die das erste Screening nicht erfüllen, wird der zweite Schritt der Analyse durchgeführt. Dadurch wird die Risikokategorie bestimmt. Bei den Kategorien I und II ist nur eine Überwachung erforderlich. Im Falle der Kategorie III muss eine quantitative Risikoanalyse durchgeführt werden.

Die Analyse nach DHAIS wurde auf den gasführenden Teil des Reservoirs bezogen, wie in Abbildung 4.2 dargestellt.

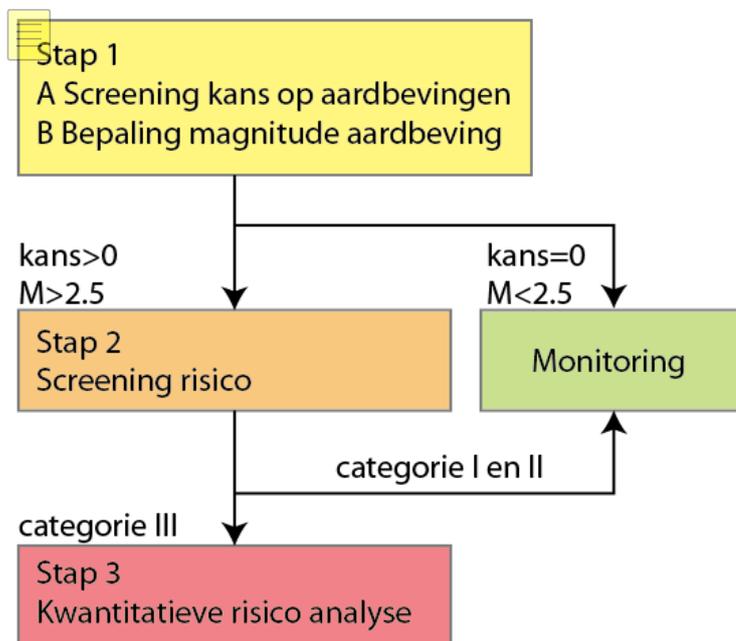


Abbildung 4.1 Entscheidungsstruktur für die seismische Risikoanalyse nach der DHAS-Methode.

## 4.2 Brüche und Stratigraphie

Das Reservoir befindet sich in der Rotliegend-Gruppe (Slochteren Fm) in einer Tiefe zwischen 3700 und 4100 m. Klüfte unterteilen diese Formation in mehrere Blöcke (Abbildung 4.2). Das Rotliegend ist unterteilt in das Reservoir mit der darüber liegenden Silverpit-Formation. Der geologische Schnitt WZW-ONO des Gebietes (Abbildung 4.3) zeigt große laterale Unterschiede in der Stärke der Zechstein Gruppe und der North Übergruppe. Die Abbildung 4.4 gibt einen Überblick über die Brüche in N05-A und im Schürfgebiet.

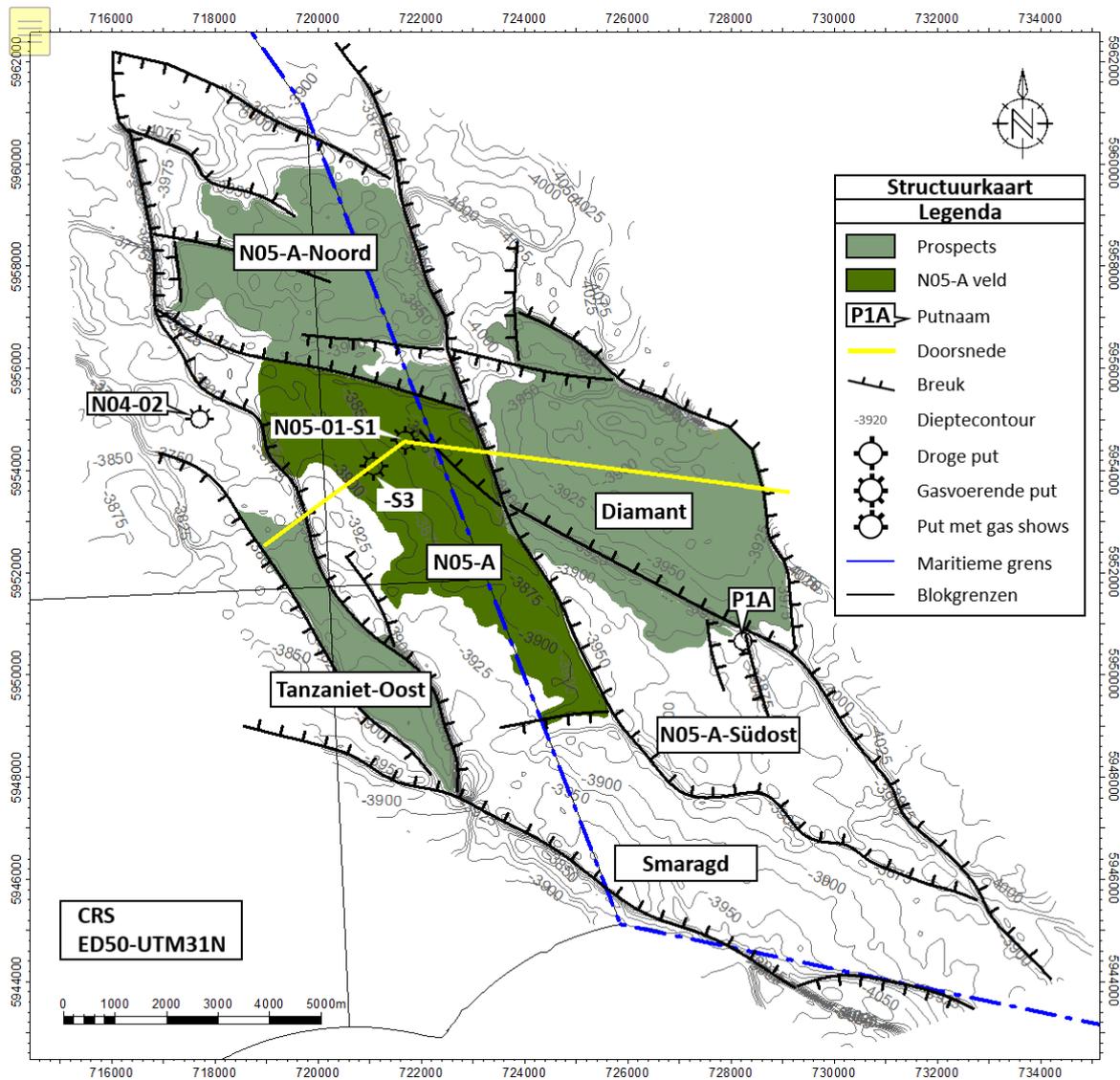


Abbildung 4.2 Tiefenkarte des oberen Teils des Reservoirs des N05-A-Vorkommens und der vier umliegenden Prospekte, die in grün den gasführenden Teil der Vorkommens und die Lage des Querschnitts zeigt. Quelle: ONE-Dyas.

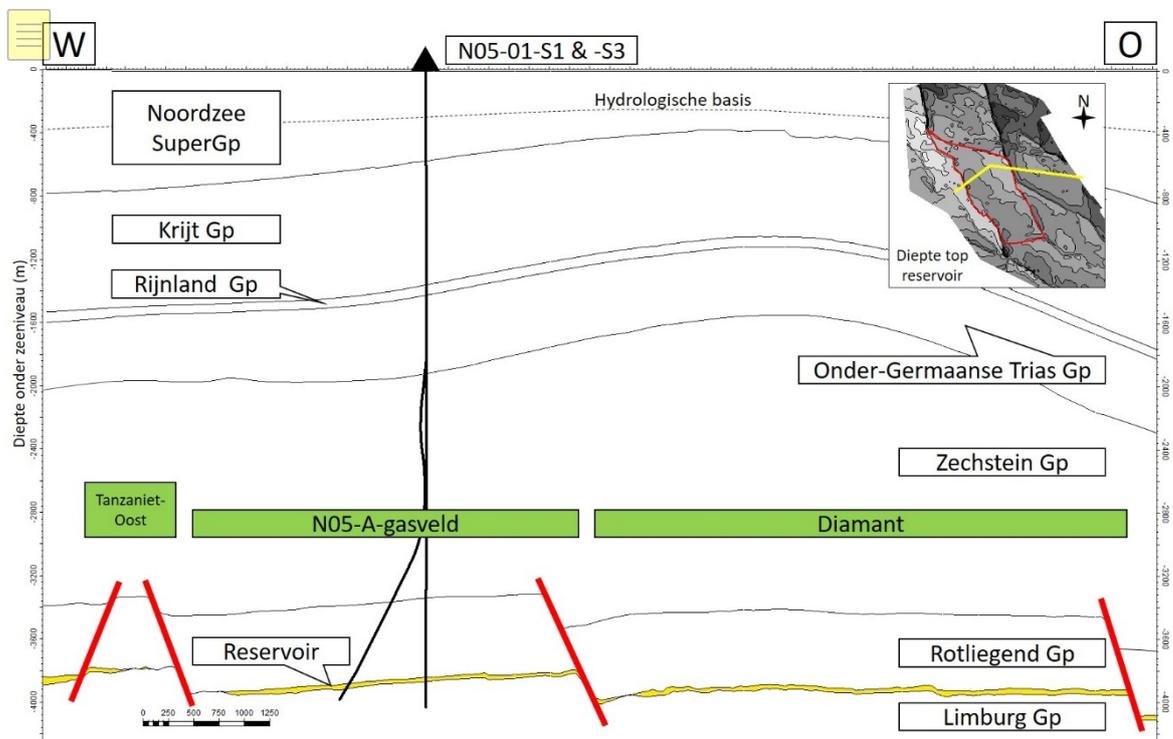


Abbildung 4.3 Geologischer Querschnitt durch das Gebiet (Quelle: ONE-Dyas). Die Lage des Querschnitts ist in der Beilage und in Abbildung 4.2 dargestellt.

Alle Prospekte in diesem Gebiet sind von Brüchen umgeben (Abbildung 4.4). Die Reservoirs in den Prospekten sind als gas- und wasserführend modelliert, mit Ausnahme von Smaragd (nur Wasser). Der Gas-Wasser-Kontakt (GWC) wird von ONE-Dyas bei -3910 m im Gasfeld N05-A und im Schürfgelände N05-A-Südost, bei -3920 m in N05-A-Noord, bei -3840 m in Tanzaniet-Oost und bei -3975 m in Diamant postuliert.

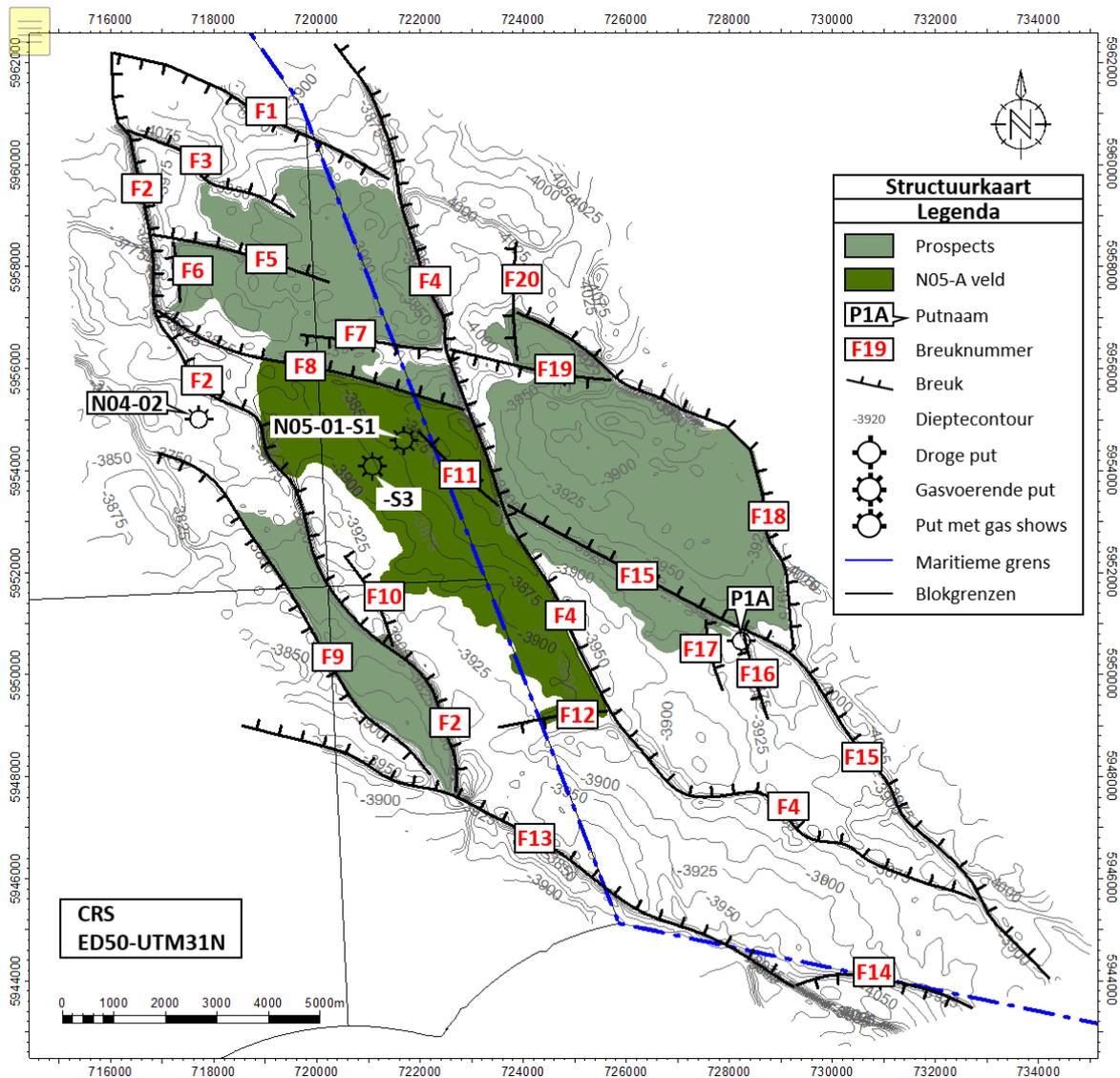


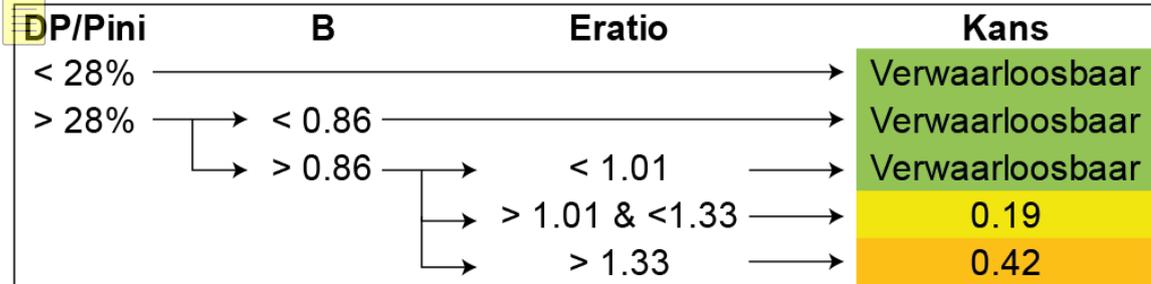
Abbildung 4.4 Übersicht der Brüche mit Bruchnummern im Untersuchungsgebiet. Quelle: ONE-Dyas.

### 4.3 Schritt 1A: Screening der Erdbebenwahrscheinlichkeit

Diese erste Bewertung der Erdbebenwahrscheinlichkeit wurde mit DHAIS durchgeführt. Anhand von drei darin festgelegten Kriterien für den relativen Druckabfall und die relative Steifigkeit kann die Erschütterungswahrscheinlichkeit abgeschätzt werden (Tabelle 4.1). Diese Kriterien sind wie folgt:

- i. Relativer Druckabfall ( $DP/P_{ini}$ )
- ii. Relative Bruchdichte ( $B = \text{Bruchfläche}^{3/2} / \text{Brutto-Gesteinsvolumen}$ )
- iii. Relative Steifigkeit ( $E\text{-Verhältnis} = E_{\text{overburden}} / E_{\text{reservoir}}$ )

Tabelle 4.1 Erdbebenwahrscheinlichkeit nach der DHAIS-Methode.



#### 4.4 (i) Relativer Druckabfall

Der durchschnittliche Druck am Anfang ( $P_{ini}$ ) und der durchschnittliche Druck am Ende der Depletion werden verwendet, um den relativen Druckabfall als  $DP/P_{ini}$  zu berechnen ( $DP$  = durchschnittlicher Druck am Anfang der Depletion minus durchschnittlicher Druck am Ende der Depletion). Das Ende der Gasförderung aus einer Bohrung wird erwartet, wenn der Gasdruck am oberirdischen Bohrlochkopf unter 10 bar liegt (Tubing Head Pressure) oder wenn zu viel Reservoirwasser vorhanden ist (Liquid Loading und Water Cut). Die Tabelle 4.2 zeigt den Druckabfall und den relativen Druckabfall für alle Prospekte und zeigt, dass  $DP/P_{ini}$  für alle Prospekte größer als 0,28 ist. Nach der in Tabelle 4.1 beschriebenen Wahrscheinlichkeitsklassifizierung hängt die Bebenwahrscheinlichkeit von der Bruchdichte und der relativen Steifigkeit ab. Diese wurden in den Abschnitten 4.5 und 4.6 untersucht.

Tabelle 4.2 Zusammenfassung des erwarteten relativen Druckabfalls im Gasfeld N05-A und den umliegenden Prospekte. Überschreitungen des Grenzwertes von 0,28 sind fett dargestellt.

	N05-A	N05-A-Noord	N05-A-Südost	Tanzaniet-Oost	Diamant
$P_{ini}$	466	468	466	458	471
DP	429	416	211	331	412
$DP/P_{ini}$	<b>0,92</b>	<b>0,89</b>	<b>0,45</b>	<b>0,72</b>	<b>0,87</b>

## 4.5 (ii) Bruchdichte

Die Bruchdichte des Reservoirs B ist bei der DHAS-Methode definiert als:

$$B = \frac{\text{Bruchbereich}^{3/2}}{\text{Brutto-Gesteinsvolumen}} = \frac{l_b^{3/2} h^{3/2}}{Ah} \quad (8)$$

- wobei: h        der Minimalwert der maximalen Stärke der Gassäule des Vorkommens und die mittlere Stärke des gasführenden Reservoirs ist  
 $l_b$  =        Gesamtlänge der Intra-Reservoir-Brüche und Randbrüche des Vorkommens innerhalb der GWC-Kontur  
 A=        die Fläche des Vorkommens [ $m^2$ ] innerhalb der GWC-Kontur.

Sowohl für die Bruchfläche als auch für das Brutto-Gesteinsvolumen wurde der gasführende Teil des Reservoirs angenommen. Die Bruchlängen, die Fläche des Gas-Wasser-Kontakts, die maximale Höhe der Gassäule und die durchschnittliche Dicke des Reservoirs wurden in GIS-Karten gemessen. Diese GIS-Karten entsprechen den Karten im Extraktionsplan. Die Bruchlängen der einzelnen Brüche sind in der Tabelle 4.3 aufgeführt.

Basierend auf Formel (8) wurde die Bruchdichte B für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte berechnet (Tabelle 4.4 und Abbildung 4.5). Der Grenzwert von 0,86 wird für Tanzaniet-Oost und für N05-A-Südost überschritten.

Tabelle 4.3 Übersicht der Bruchlängen für N05-A und umliegende Prospekte

Ausblick	Fraktur	Bruchlänge [km]
<b>N05-A-Noord</b> Gesamtlänge der Pause = 16,85	F1	0
	F2	0
	F3	1,6
	F4	4,1
	F5	3,1
	F6	1,15
	F7	2,8
	F8	4,1
<b>Tanzaniet-Oost</b> Gesamtlänge des Bruchs = 12,6	F2	6,1
	F9	6,5
<b>N05-A</b> Gesamtlänge des Bruchs = 16,8	F2	2,3
	F4	6,5
	F8	4,1
	F10	0,5
	F11	2,1
<b>N05-A-Südost</b> Gesamtlänge des Bruchs = 6,7 km	F12	1,3
	F4	1,1
	F15	5,1
	F16	0
<b>Diamant</b> Gesamtlänge des Bruchs = 18,3	F17	0,5
	F4	0,7
	F15	5,2
	F18	9,3
	F19	2,0
	F20	1,1

Tabelle 4.4 Übersicht der Bruchflächen, Volumina und berechneten Bruchdichten für N05-A und die umliegenden Prospekte.

Eigenschaften	N05-A	N05-A-Noord	Tanzaniet-Oost	N05-A-Südost	Diamant
Bruchlänge im GWC (m) ( $l_b$ )	1,7E+04	1,7E+04	1,3E+04	6,7E+03	1,8E+04
Bruchfläche (m <sup>2</sup> ) ( $h_b$ )	4,6E+05	4,6E+05	3,7E+05	2,1E+05	5,3E+05
GWC-Fläche (m <sup>2</sup> ) (A)	1,7E+07	1,5E+07	5,6E+06	2,8E+06	2,0E+07
Brutto-Gesteinsvolumen innerhalb des GWC (m <sup>3</sup> ) (Ah)	4,73E+08	4,02E+08	1,63E+08	8,52E+07	5,81E+08
Durchschnittliche Dicke des Reservoirs (m) (h)	28	27	29	31	29
Bruchdichte (-) (B)	0,67	0,77	1,38	1,10	0,66
Grenzwert (-)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86

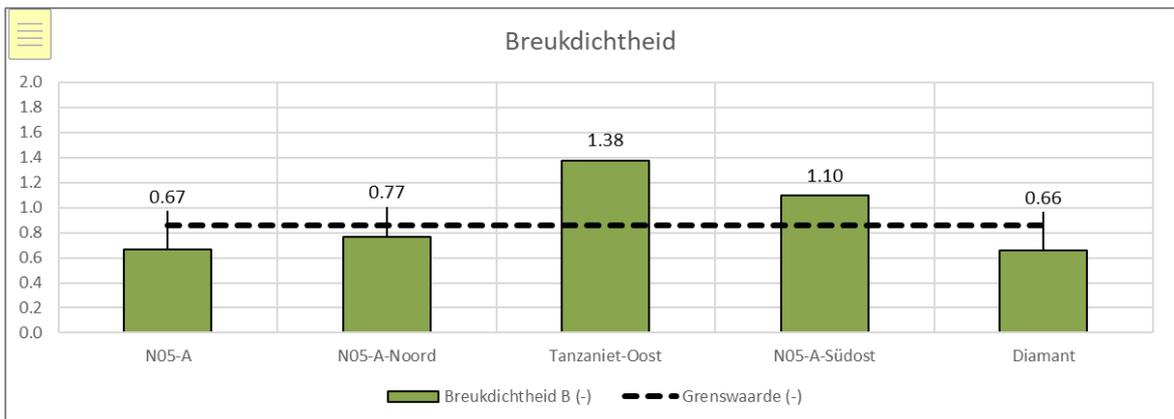


Abbildung 4.5 Bruchdichte B für das Gasfeld N05-A und umliegende Prospekte. Es wird der Grenzwert von 0,86 angezeigt.

#### 4.6 (iii) Relative Steifigkeit

Die gemessene seismische Geschwindigkeit und Schüttdichte in den verschiedenen Bohrungen (Quelle: ONE-Dyas) und die VELMOD-Karten (TNO, Pluymaekers et al., 2017) wurden zur Berechnung der relativen Steifigkeit nach:

$$E_{ratio} = \frac{E_{overburden}}{E_{Reservoir}} \quad (9)$$

wobei  $E_{overburden}$  das statische Elastizitätsmodul des Deckgebirges und  $E_{Reservoir}$  das statische Elastizitätsmodul des Rotliegend-Reservoirs ist.

#### 4.6.1 DHAIS

Das E-Verhältnis wurde in der ursprünglichen DHAIS-Studie definiert (van Eijs et al., 2004). In dieser Studie wurden die Daten der statischen Eigenschaften pro Schichtpaket gemittelt. So wurde z.B. für das Ten Boer Layer Package (ROCLT), das hauptsächlich aus tonigen Gesteinen besteht, ein Durchschnittswert ermittelt. Das E-Verhältnis für ein Rotliegend (Slochteren)-Reservoir in Kombination mit dem Ten Boer Layer Package Deckgebirge ist nach der Statistik der DHAIS-Methode gleich 1,28. Dieser Wert wird dann in allen Vorkommen verwendet, bei denen das Ten Boer-Schichtpaket als Versiegelung und damit als Deckgebirge angenommen wird. (Abschnitt 2.2.2 von Eijs et al., 2004). Das E-Verhältnis für ein Rotliegend (Slochteren)-Reservoir in Kombination mit dem Ten Boer Layer-Paket Deckgebirge, gemäß der Statistik der DHAIS-Methode, ist gleich 1,28.

Wenn diese Situation angenommen wird, dann zeigt dieses E-Verhältnis eine Bebenwahrscheinlichkeit von 19 % für die Prospekte an, für die die Bruchdicke  $B$  größer als 0,86 ist. Die Bruchdicke ist größer als 0,86 für die Prospekte Tanzaniet-Oost und für N05-A-Südost. In dieser Situation schreibt die Vorläufige Richtlinie vor, dass die potenzielle maximale Größe auf der Grundlage der Bruchgeometrie und der Energiebilanz berechnet werden muss.

#### 4.6.2 Zusätzliche Informationen

Im Rahmen der Untersuchungen vor der Erschließung der Prospekte wurden eine Reihe von Bohrungen durchgeführt, bei denen Bohrlochmessungen (Akustik und Dichte) vorgenommen wurden. Seit der Veröffentlichung des ursprünglichen DHAIS wurde auch VELMOD aktualisiert. Daher stehen zwei aktuelle Quellen zusätzlicher Informationen zur Verfügung, um das Elastizitätsmodul am Ort der Prospekte zu schätzen:

- 1 Bohrlochmessungen; Akustik und Dichte
- 2 Über  $V_p$  aus dem Modell VELMOD 3.1 (TNO, Pluymaekers et al., 2017. Verfügbar von [nlog.nl](http://nlog.nl)).

Der Mehrwert von akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen ist, dass alle Parameter gemessen werden ( $V_p$ ,  $V_s$ , Dichte). Der Mehrwert von VELMOD besteht darin, dass es Informationen über regionale Variationen liefert, einschließlich Gebieten, für die keine In-situ-Daten vorliegen. Es wurde beschlossen, die geomechanischen Gesteinsdaten in dieser ergänzenden Analyse nicht zu verwenden, da sie nur Informationen über das Reservoir und nicht über das Deckgebirge liefern und somit einen sauberen Vergleich verhindern.

Zusätzliche Bohrinformationen weisen darauf hin, dass der basale Rockliegend-Sandstein am Standort von N05-A und den umliegenden Prospekte von einem dicken Paket aus Silverpit-Tonstein und Zechstein-Salz überdeckt wird (Burgess et al., 2018, Abbildung 4.6). Das Deckgebirge am Standort von N05-A und den umliegenden Prospekte wird als Kombination aus der Silverpit-Formation und der Zechstein-Gruppe definiert. In der DHAIS-Studie wird die Ten Boer-Tonsteinschicht als Deckgebirge verwendet. Die geologische Situation am Standort von N05-A und den umliegenden Prospekte unterscheidet sich daher von der Ausgangssituation im DHAIS. In diesem Abschnitt wurden die zusätzlichen Informationen zur Schätzung des E-Verhältnisses verwendet. Das dynamische und statische  $E$  kann mit Hilfe von (Eissa & Kazi, 1988) nach den Formeln (1) und (2) in § 3.2 berechnet werden.

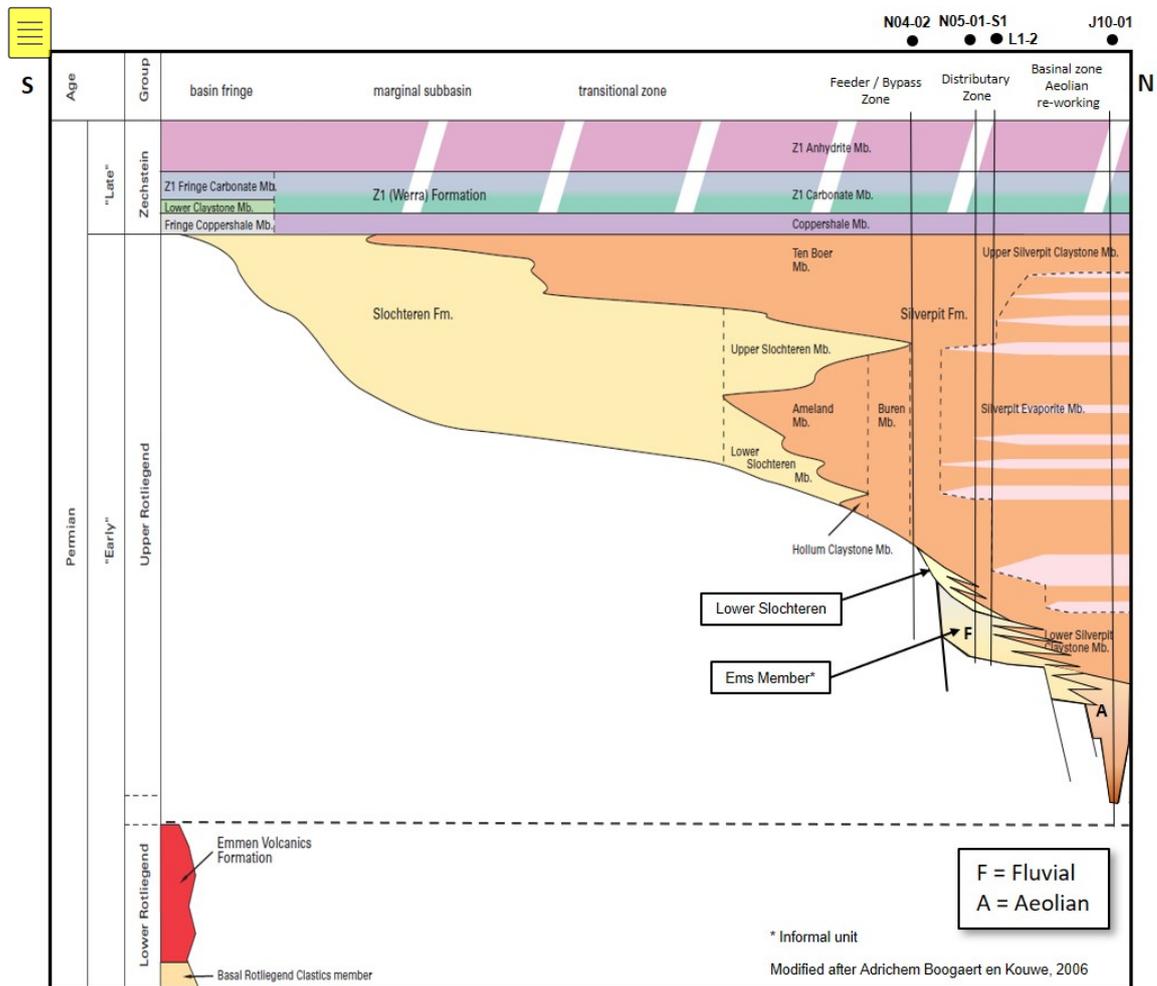


Abbildung 4.6 Chronostratigraphische Darstellung der Formationen auf dem Gelände von N05-A und den umliegenden Prospekte. Die Lage der Bohrungen ist in der Abbildung angegeben. Quelle: Burgess et al. (2018).

### Deckgebirge aus akustischen und Dichtigkeits-Bohrlochmessungen

Da die akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen-Informationen über das Deckgebirge und über die Lagerstätte liefern, eignet sich diese Datenquelle für den  $E_{\text{stat}}$  (E-Verhältnis) Vergleich. Die Tabelle 4.5 gibt einen Überblick über die Durchschnittswerte aus den verschiedenen Bohrungen für das Reservoir und für das Deckgebirge (Daten aus den Tiefenintervallen Silverpit und Zechstein). Daraus wurde mit Hilfe der in den Bohrungen vorhandenen Schall- und Dichtemessungen der durchschnittliche  $E_{\text{stat}}$  des Reservoirs und der des Deckgebirges berechnet. In allen Bohrungen ist das E-Verhältnis des Rotliegend-Reservoirs höher als das E-Verhältnis des Deckgebirges (Silverpit und Zechstein). Daraus ergibt sich ein E-Verhältnis, das überall kleiner als der Grenzwert 1,01 ist.

Tabelle 4.5 6Elastizitätsmodul ( $E$ ) des Reservoirs und des Deckgebirges (Silverpit und Zechstein) und das  $E$ -Verhältnis, das in der Entdeckungsbohrung N05-A (N05-01-S1) und den übrigen Bohrungen um N05-A und den umliegenden Prospektionsgebieten berechnet wurde.

Bohren	$E_{\text{stat}}$ Reservoir (GPa)	$E_{\text{stat}}$ Deckgebirge (GPa)	E-Verhältnis (-)
N05-01-S1	29,69	29,17	<b>0,98</b>
N05-01-S3	31,73	29,17 *	<b>0,92</b>
N07-04A	27,15	26,57	<b>0,98</b>
N07-04A-S1	30,95	27,95	<b>0,90</b>
P1A	29,69 *	26,55	<b>0,89</b>
Durchschnitt der Bohrungen	29,88	27,56	<b>0,91</b>

\* Für die  $E_{\text{stat}}$  des Deckgebirges von N05-01-S3 und die  $E_{\text{stat}}$  des Reservoirs von P1A wurde der gleiche Wert wie für N05-01-S1 angenommen, da sie aus den Bohrlochmessungen nicht ermittelt werden konnten.

#### $E_{\text{overburden}}$ aus VELMOD

Die Werte für  $E_{\text{overburden}}$  können aus dem VELMOD 3.1-Datensatz (Abbildung 4.7) berechnet werden, wobei Zechstein und Silverpit als Überdeckung angenommen werden. Im VELMOD-Datensatz wurde keine Unterscheidung zwischen der Silverpit-Formation und dem Reservoir innerhalb der Rotliegend-Gruppe getroffen, da in diesen Bohrungen kein Reservoir vom Typ N05-A angetroffen wurde. Daher sind die VELMOD-Parameter des Rotliegend effektiv die gleichen wie die der Silverpit-Formation. Außerdem sind die neuesten Daten der jüngsten Bohrungen, die im Rahmen dieses Projekts niedergebracht wurden, sowie zwei deutsche Bohrungen nicht im VELMOD 3.1-Modell enthalten (Anhang B). Schließlich endet die aktuelle VELMOD 3.1-Karte an der NL-D-Grenze und deckt somit nicht das gesamte Untersuchungsgebiet ab.

Um die  $E_{\text{overburden}}$  zu berechnen, haben wir das folgende Verfahren verwendet:

1. Integration der neuen Bohrlochmessungen ( $V_p$ ) in die seismischen Geschwindigkeitsgitter (VELMOD 3.1) (Abbildung 4.7) (konvergente Interpolation), wodurch die Gitter flächendeckend und aktuell werden.
2. Statisches Elastizitätsmodul berechnet (Formeln 1 und 2) für Zechstein und für Rotliegend (Silverpit). Hierfür wurde ein Mittelwert aus  $V_s$  und Dichtewerten verwendet, da VELMOD 3.1 nur  $V_p$  enthält.
3. Statisches Elastizitätsmodul des Deckgebirges, berechnet durch Mittelwertbildung zwischen den Elastizitätsmodulen von Zechstein und Rotliegend (Silverpit) (Appendix B).
4. Das statische Elastizitätsmodul des Reservoirs wurde mit 29,88 GPa angenommen, was dem Durchschnittswert aus den akustischen und Dichte-Bohrlochmessungen zur Berechnung des E-Verhältnisses entspricht (Tabelle 4.4).
5. Berechnung des E-Verhältnisses nach Formel 9 (Abbildung 4.8).

Die Ergebnisse in der Abbildung 4.8 zeigen, dass die Werte für das E-Verhältnis im gesamten Bereich kleiner als 1,01 sind.

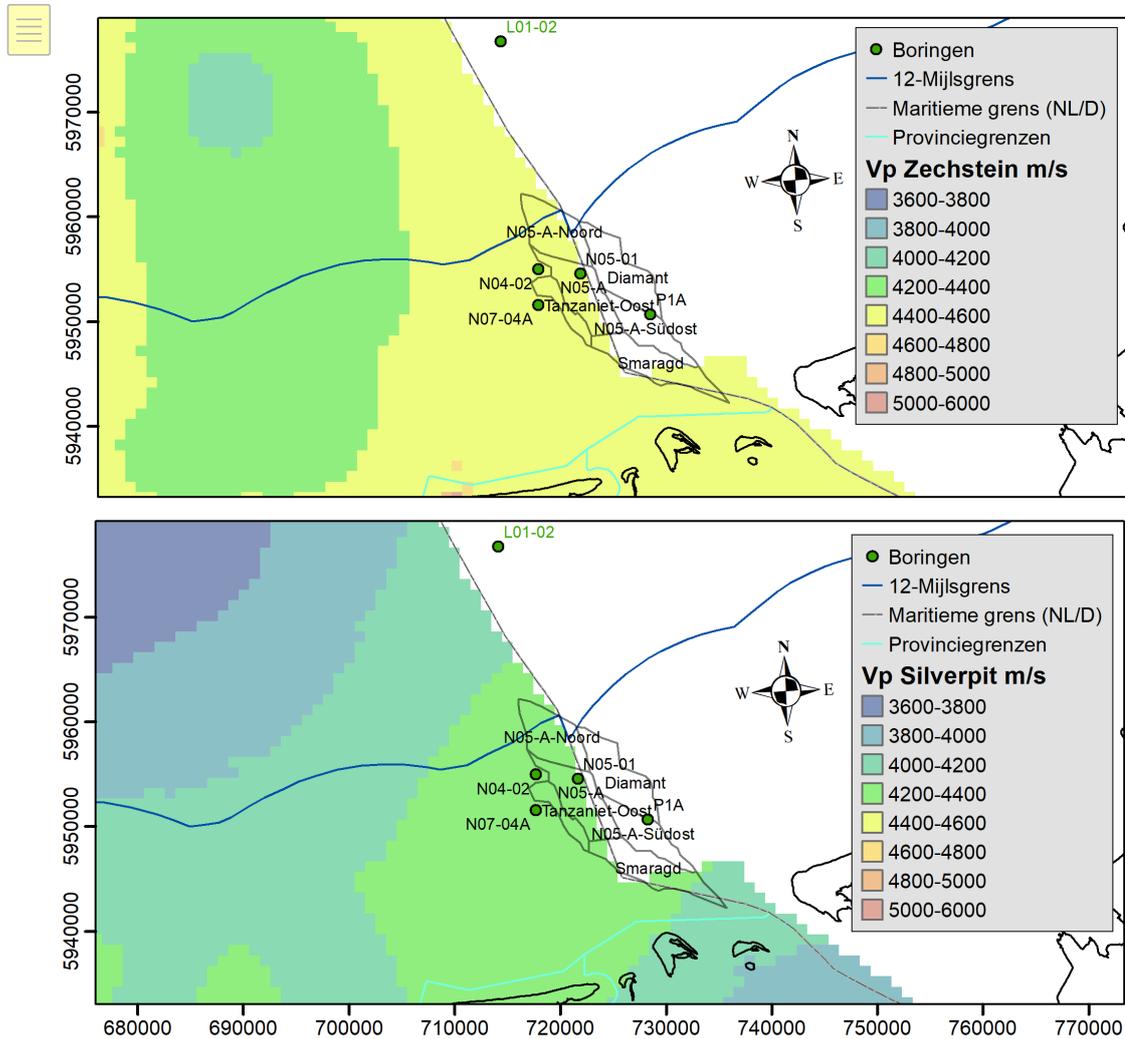


Abbildung 4.7 Seismische Geschwindigkeit  $V_p$  (m/s) der Zechsteingruppe (oben) und der Rotliegend-Gruppe (Silverpit-Formation) (unten). Quelle: VELMOD 3.1, TNO, erhältlich bei nlog.nl.

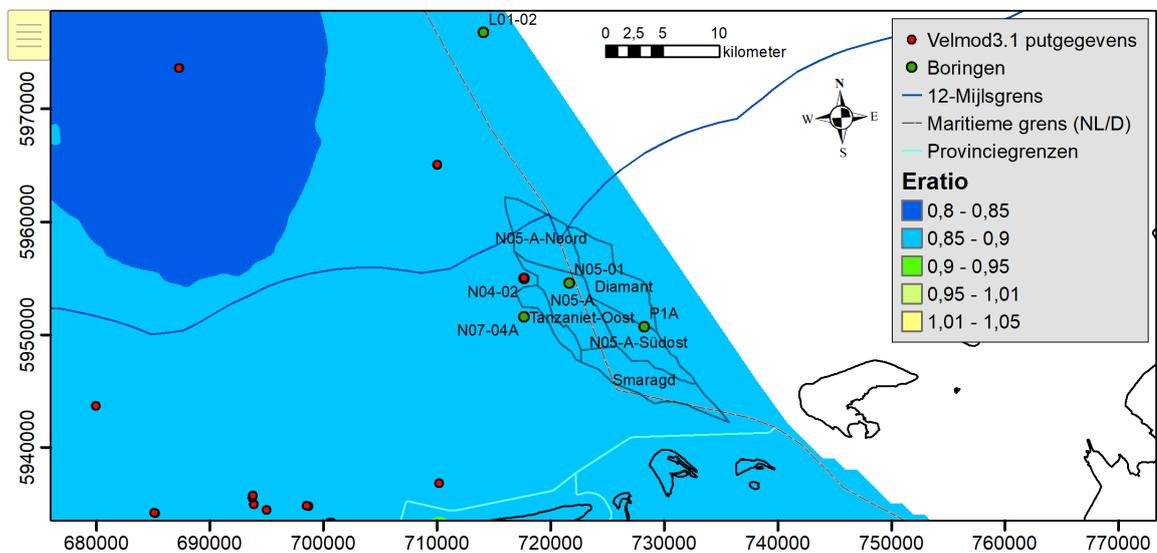


Abbildung 4.8 E-Verhältnis basierend auf VELMOD 3.1 ( $V_p$  und mittlere Geschwindigkeit  $V_s$ ) und zusätzlichen Daten aus Bohrungen.

Der Wert des E-Verhältnisses wurde auf zwei verschiedene Arten unter Verwendung zusätzlicher, lokaler Informationen berechnet. Eine Möglichkeit basiert auf Werten aus Bohrlochmessungen (Tabelle 4.5). Der andere Weg basiert auf Annahmen über die durchschnittliche Dichte und  $V_s$  und verwendet VELMOD für die Flächendeckungskarte (Abbildung 4.8). Die beiden Methoden kommen zu demselben Ergebnis, nämlich dass das E-Verhältnis kleiner als 1,01 ist. Das bedeutet, dass auf Basis der zusätzlichen Informationen die Wahrscheinlichkeit des Bebens für die Prospekte Tanzaniet-Oost und für N05-A-Südost vernachlässigbar ist.

## 4.7 Zusammenfassende Ergebnisse DHAIS Schritt 1A

Die Ergebnisse des Risiko-Screenings für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte sind zusammengefasst in

Tabelle 4.6 und in Abbildung 4.9 dargestellt. Laut DHAIS ist die Wahrscheinlichkeit für ein Beben für N05-A, N05-A-Noord und Diamant vernachlässigbar und die Wahrscheinlichkeit für ein Beben beträgt 19 % für Tanzaniet-Oost und für N05-A-Südost. Aufgrund der zusätzlichen Informationen kann die Wahrscheinlichkeit für ein Beben für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost jedoch auf vernachlässigbar angepasst werden. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit von Erschütterungen für alle Prospekte vernachlässigbar ist. Dennoch wurden die Schritte 1B und 2 des DHAIS für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost durchgeführt und in §4.8 und 4.9 beschrieben.

Tabelle 4.7 Parameter zur Bestimmung der Erdbebenwahrscheinlichkeit für die verschiedenen Prospekte.

	N05-A	N05-A-Noord	N05-A-Südost	Tanzaniet-Oost	Diamant
Relativer Druckabfall	> 0,28	> 0,28	> 0,28	> 0,28	> 0,28
Bruchdichte	< 0,86 Wahrscheinlichkeit des Fröstelns vernachlässigbar	< 0,86 Wahrscheinlichkeit des Fröstelns vernachlässigbar	> 0,86	> 0,86	< 0,86 Wahrscheinlichkeit des Fröstelns vernachlässigbar
Relative Steifigkeit nach DHAIS	n.a.	n.a.	1,28 Chance des Zitterns 19%	1,28 Chance des Zitterns 19%	n.a.
Relative Steifigkeit basierend auf Zusatzinformationen	n.a.	n.a.	< 1,01 Wahrscheinlichkeit des Fröstelns vernachlässigbar	< 1,01 Wahrscheinlichkeit des Fröstelns vernachlässigbar	n.a.

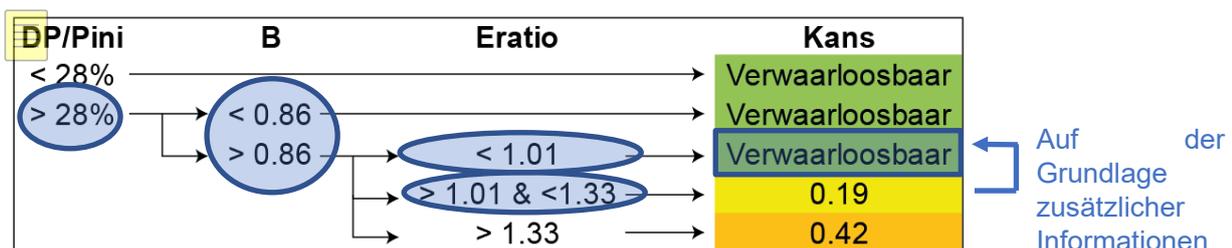


Abbildung 4.910 Darstellung der Zusammenfassung des DHAIS-Ergebnisses Schritt 1A für N05-A und umliegende Prospekte.

#### 4.8 Schritt 1B: Bestimmung des potenziellen Maximalwerts

Trotz der Tatsache, dass zusätzliche Studien zeigen, dass das Risiko von Erdbeben vernachlässigbar ist, wurde Schritt 1B für die beiden Prospekte mit einer Bruchdichte von mehr als 0,86 und einem E-Verhältnis in Übereinstimmung mit DHAIS von mehr als 1,01, aber weniger als 1,33 durchgeführt. Diese sind Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost.

Die potenzielle maximale Magnitude des stärksten Bebens kann mit zwei Methoden bestimmt werden: basierend auf 1) der Bruchgeometrie und 2) der Energiebilanz. Dabei wird davon ausgegangen, dass die gesamte Energie in nur einem Beben freigesetzt wird. Aus diesem Grund wird sie als potenzielle maximale Größe bezeichnet. In dieser seismischen Risikoanalyse werden beide Methoden unter Verwendung der in SSM (2016) vorgeschlagenen Parameter angewendet. Für einen konservativen Ansatz des Erdbebenrisikos wird bei der Klassifizierung der höchste Wert der berechneten potenziellen maximalen Magnitude verwendet.

##### 4.8.1 Methode 1: Bruchgeometrie

Die maximale Magnitude, die eine Bewegung entlang eines Bruchs erzeugen kann, lässt sich aus der maximalen Energie ableiten, die freigesetzt wird, wenn die Verwerfung plötzlich über ihre gesamte Länge abrutscht, dem sogenannten seismischen Moment (Hanks und Kanamori, 1979; Kanamori, 2001). Das seismische Moment ist proportional zum "Spannungsabfall" bzw. der Dehnung, die sich entlang einer während eines Bebens entlasteten Bruchfläche aufbaut, und der mobilisierten Fläche dieses Bruchs, entsprechend der Beziehung:

$$M_0 = \frac{3}{8} * \pi * \Delta\sigma * (w^2 * L) [Nm] \quad (10)$$

wobei  $\Delta\sigma$  Spannungsabfall (die während eines Bebens abgebaute Spannung) ist und  $w$  und  $L$  die mobilisierte Höhe bzw. Länge entlang der Gleitebene des Bruchs sind. Für den Spannungsabfall wird in der Berechnung ein Wert von 5 MPa verwendet, entsprechend der Anleitung (Staatliche Aufsichtsbehörde für Bergbau, 2016). Zu Screening-Zwecken wird die mobilisierte Höhe und Länge eines Risses angrenzend an das erschöpfte Reservoir betrachtet: Die Höhe und Länge des Risses werden aus den Teilen der Risse abgeleitet, die im Szenario der maximalen Gasförderung an das Reservoirgestein angrenzen. Nach Hanks und Kanamori (1979) ist die potentielle maximale Größe durch die Beziehung gegeben:

$$M_w = \frac{2}{3} * \log_{10}(M_0) - 6,07 \quad (M_0 \text{ in Nm}) \quad (11)$$

Die Tabelle 4.7 gibt einen Überblick über das berechnete seismische Moment und die potenzielle Magnitude für alle Brüche für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost (Szenario maximale Gasförderung). Basierend auf dem Spannungsabfall durch das Gleiten entlang der Brüche ist die potenzielle maximale Größe  $M_w$  gleich 2,9.

Tabelle 4.8 Seismisches Moment und potenzielle Maximalgröße, berechnet aus den Bruchmaßen für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost. Für jede Schürfstelle wird das Maximum fett dargestellt.

Ausblick	Fraktur	Seismisches Moment $M_0$ (N*m)	Magnitude $M_w$
Tanzaniet-Oost	F2	3,10E+13	<b>2,9</b>

	F9	3,30E+13	<b>2,9</b>
N05-A-Südost	F4	6,11E+12	2,5
	F15	2,83E+13	<b>2,9</b>
	F17	2,78E+12	2,2

## 4.8.2 Methode 2: Energiebilanz

Die zweite Methode basiert auf der Energie, die im physikalischen System in Form von Spannung durch Verdichtung gespeichert ist und die bei einem induzierten Beben freigesetzt werden kann. Der Druckabfall, der durch die Depletion des Gases und die daraus resultierende Verdichtung des Speichergesteins verursacht wird, kann dann als eine Menge potenzieller seismischer Energie ausgedrückt werden. Nur ein Teil dieser Energie wird in Form eines Erdbebens freigesetzt. Kostrov (1974) hat eine einfache Beziehung zwischen der Volumenänderung des Gesteins und der resultierenden seismischen Energie, ausgedrückt als seismisches Moment  $M_0$ , aufgestellt. SodM (2016) gibt für die potenzielle maximale Magnitude an:

$$M_w = \frac{2}{3} \left( \log_{10} \left( \frac{2\mu}{3} \alpha |\Delta V(t)| \right) - 9,1 \right) \quad (12)$$

wobei  $\mu$  das Gleitmodul ist,  $\Delta V$  die Volumenänderung im Reservoir aufgrund von Verdichtung und  $\alpha$  der Reduktionsfaktor (gleich 0,01, beachten Sie, dass dies ein anderes  $\alpha$  als der Biot-Koeffizient ist), Anteil der seismischen Energie an der gesamten potenziellen Energie. Das Gleitmodul  $\mu$  wurde berechnet mit:

$$\mu = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)} \quad (13)$$

mit  $E$  = Elastizitätsmodul und  $\nu$  = Poissonzahl.

Für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost wurde die potenzielle maximale Magnitude auf der Grundlage des Verdichtungskoeffizienten aus dem Pfropfen, des Verdichtungsvolumens bei mittlerem Druckabfall und des Volumens des Reservoirs (Fläche innerhalb des GWC\*mittlere Dicke) ermittelt. Der Betrag des Einheitsmoments ( $M_w$ ) wird mit Formel (12) und den Daten aus Tabelle 4.8 und Tabelle 4.9 berechnet. Aufgrund der berechneten Verdichtung kann genügend potentielle Energie für ein Erdbeben bis zu einer potentiellen maximalen Magnitude  $M_w$  von 2,7 aufgebaut werden (Tabelle 4.9).

Tabelle 4.9 Zusammenfassung der in Methode 2 verwendeten Parameter.

Parameter	Beschreibung	Gerät	Wert aus Steckern (effektive Werte)
E	Elastizitätsmodul	GPa	$E^* = 28,5$
$\nu$	Poissonzahl		0,083
$\mu$	Verschiebemodul	GPa	13,2
$\alpha$	Reduktionsfaktor		0,01
$C_m$	Verdichtungskoeffizient	1/GPa	0,035 (= Biot* $C_m$ )

Tabelle 4.10 Übersicht der Eigenschaften von Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost und der potentiellen Magnitude nach der Energiebilanz basierend auf dem Verdichtungskoeffizienten der Pflropfen-Daten ( $C_m = 0,035$ ).

	Tanzaniet-Oost	N05-A-Südost
A (m <sup>2</sup> )	5,56E+06	2,77E+06
h (m)	29	31
Dp (Pa)	3,31E+07	2,11E+07
M <sub>w</sub>	2,7	2,4

#### 4.9 Schritt 2: Risiko-Screening

Die berechnete potentielle maximale Magnitude für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost ist größer als 2,5. Daher sollte Schritt 2 durchgeführt werden, um das Risiko von induzierten Erdbeben weiter zu bestimmen (SodM, 2016). Anhand einer Risikomatrix werden die verschiedenen Faktoren semi-quantitativ analysiert. Die Faktoren sind unterteilt in:

die Faktoren, die bestimmen, ob ein induziertes Beben zu einer starken Grundbewegung führen kann (die Einflussfaktoren im Untergrund,

- Tabelle 4.10 ).
- die Faktoren, die das Ausmaß der potenziellen Auswirkungen beeinflussen (die überirdischen Einflussfaktoren, Tabelle 4.11).

Es wird eine Punktzahl auf der Basis des Ergebnisses pro Faktor vergeben. Diese Punktzahlen der einzelnen Faktoren werden addiert und ergeben eine Gesamtpunktzahl sowohl für die Einflussfaktoren Unterboden als auch für die Einflussfaktoren Oberboden. Diese sind mit der maximal möglichen Punktzahl für den Unterboden (14) und Oberboden (16) normiert. Diese werden dann in der Risikomatrix miteinander verrechnet. Dadurch wird die qualitative Risikokategorie bestimmt (Abbildung 4.11).

Tabelle 4.11 Klassifizierung der Einflussfaktoren des Untergrunds (aus SSM, 2016).

	DHAIS	M	Ligging voorkomen	Opslingering
5		Alle methodes >4,5		
4	Bevend veld > 5 bevingen per jaar van M ≥ 1,5	1 methode > 4,5 én/of Alle methodes 4,1 - 4,5		
3	Bevend veld < 5 bevingen per jaar van M ≥ 1,5	1 methode 4,1 - 4,5 én/of Alle methodes 3,6 - 4,0		>60% slappe grond ( $V_{s,30} = < 200\text{m/s}$ ) en/of >30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
2	P=42% Of Bevend veld M < 1,5	1 methode 3,6 - 4,0 én/of Alle methodes 3,1 - 3,5	Boven de lijn Amsterdam-Arnhem	30-60% slappe grond ( $V_{s,30} = < 200\text{m/s}$ ) en/of 15-30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
1	P=19%	1 methode 3,1 - 3,5 én/of Alle methodes 2,6 - 3,0		10-30% slappe grond ( $V_{s,30} = < 200\text{m/s}$ ) en/of 5-15% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
0		1 methode 2,6 - 3,0 én/of Alle methodes ≤ 2,5	Onder de lijn Amsterdam-Arnhem	<10 % slappe grond ( $V_{s,30} = < 200\text{m/s}$ ) en/of < 5% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.

Tabelle 4.12 Klassifizierung der Einflussfaktoren Oberboden (aus SSM, 2016).

	Bevolkingsdichtheid (aantal inwoners per km <sup>2</sup> )	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen En vitale infrastructuur	Dijken
4	> 2500	Meerdere direct boven het veld	Meerder ziekenhuizen en/of energievoorzieningen direct boven het veld	Primaire dijken boven het veld
3	1000-2500 en/of 500-1000 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplexen binnen 5 km rond het veld	1 boven het veld en/of meerdere binnen 5 km rond het veld.	1 ziekenhuis en/of energievoorziening direct boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld. Meerdere scholen, tehuizen en/of publieksgebouwen direct boven het veld	Primaire dijken binnen 5 km rond het veld en/of secundaire dijken boven het veld
2	500-1000 en/of 250-500 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplexen binnen 5 km rond het veld	1 binnen 5 km rond het veld.	1 school, tehuis en/of publieksgebouw boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld.	Secundaire dijken binnen 5 km rond het veld
1	250-500 en/of <250 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplexen binnen 5 km rond het veld		1 school, tehuis en/of publieksgebouw binnen 5 km rond het veld.	
0	< 250	Geen binnen 5 km rond het veld	Geen boven en/of binnen 5 km rond het veld	Geen dijken binnen 5 km rond het veld

Die Tabelle 4.12 zeigt die Bewertung der Substratfaktoren. Nachfolgend finden Sie eine Erklärung für das Ergebnis.

- i. DHAIS: Die Bebenwahrscheinlichkeit beträgt nach der DHAIS-Analyse für Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost 19 %.
- ii. M: Die berechnete potenzielle maximale Magnitude beträgt 2,9 nach einer Methode und 2,7 nach der anderen Methode.
- iii. Lage: Das Feld befindet sich oberhalb der Linie Amsterdam-Arnhem.
- iv. Weiche Schichten: Die Analyse der Bohrungen im Gebiet (DINOloket) zeigt, dass im obersten Sedimentpaket keine dicken (> 1 m) Ton- und Torflagen vorhanden sind. Dünne Schichten können lokal vorhanden sein, aber es ist wahrscheinlich, dass der Anteil der weichen Schichten weniger als 10 % beträgt.

Der normalisierte Gesamtwert für die Substratfaktoren beträgt 0,29.

Tabelle 4.13 Punktzahl pro Kategorie des Substrats.

	Ergebnis
DHAIS	1
Magnitude	1
Lage	2
Weiche Schichten	0
Gesamt normalisiert	4/14 = <b>0,29</b>

Tabelle 4.14 Punktzahl pro Kategorie des Oberbodens.

	Ergebnis
Bevölkerungsdichte	0
Industrielle Anlagen	3
Spezifische Gebäude und kritische Infrastruktur	0
Deiche	0
Gesamt normalisiert	3/16 = <b>0,19</b>

Bei der Betrachtung der oberirdischen Aspekte sind das Vorhandensein des Windparks sowie Strom- und Telekommunikationskabel relevant (Abbildung 4.10, Tabelle 4.13). In der Kategorie

der Industriebetriebe wurde dafür die Punktzahl 3 vergeben. Andere Objekte befinden sich mehr als 5 km vom Feld entfernt. Der normalisierte Wert für den Oberboden beträgt 0,19.

Basierend auf den kombinierten Bewertungen für den Untergrund und den Oberboden befinden sich das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte in der Risikokategorie I (0,29 für die Unterboden- und 0,19 für die Oberbodenfaktoren, Abbildung 4.11). Eine quantitative Risikoanalyse (Schritt 3) ist für dieses Feld nicht erforderlich und die Überwachung mit dem aktuellen Geophon- und Beschleunigungsmessernetzwerks des KNMI ist ausreichend. Es wird betont, dass die Wahrscheinlichkeit einer seismischen Aktivität vernachlässigbar ist.

Ein mögliches Risiko im Zusammenhang mit Erdbeben sind Tsunamis. Für flache Beben (d. h. flacher als 20 km) ziehen die Experten Tsunamis mit Magnituden unter 6 nicht in Betracht (pers. Mitteilung, ir. D. Vatvani).

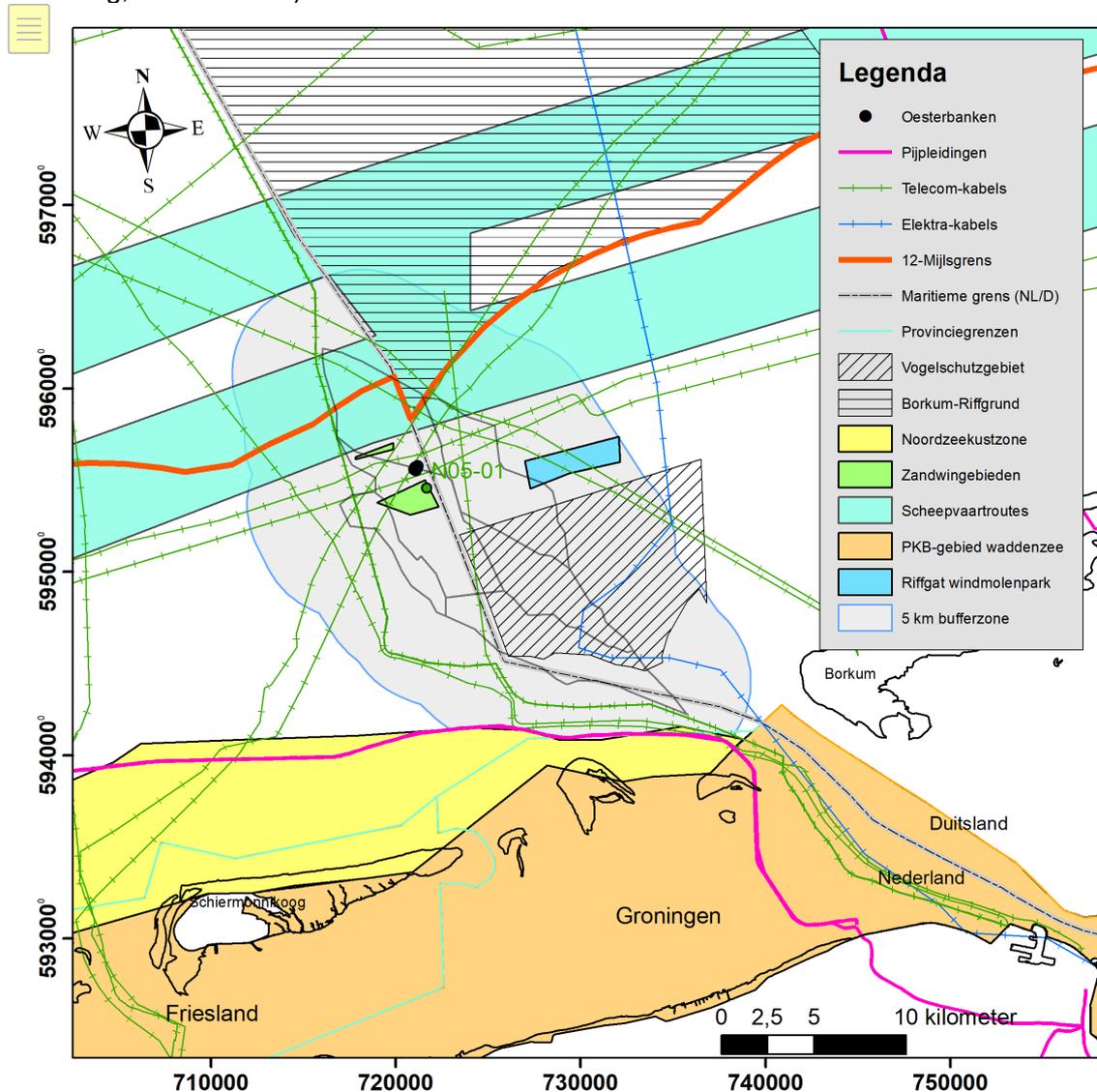


Abbildung 4.11 Umweltelemente in und um das Gasfeld N05-A und umliegende Prospekte. Industrielle Anlagen in Form eines Windparks, einer Pipeline und mehrerer Strom- und Telekommunikationskabel befinden sich innerhalb der 5 km-Pufferzone. Quelle: ONE-Dyas.

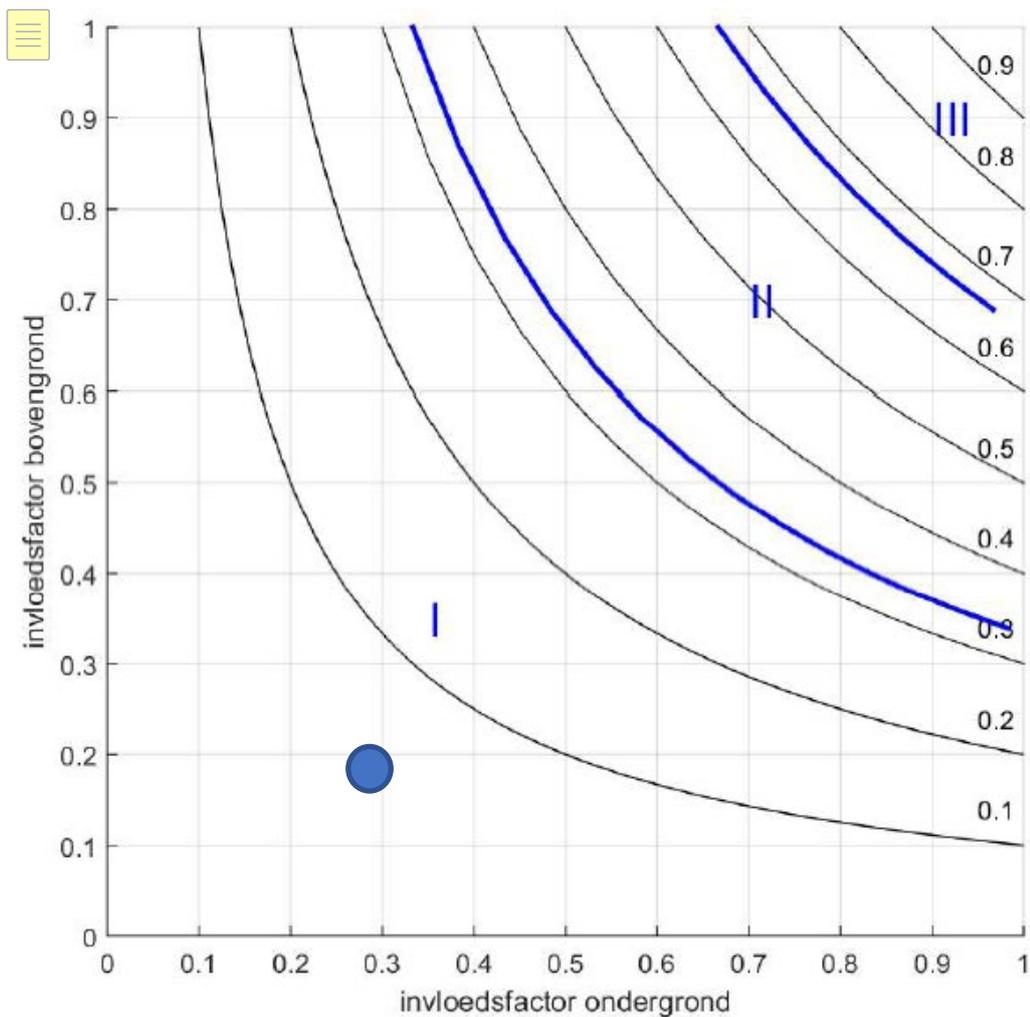


Abbildung 4.12 Die Risikomatrix (SSM, 2016). Die schwarzen Linien sind Linien mit gleichem normiertem Risiko. Die Einteilung in Kategorien erfolgte auf Basis von 1/3 und 2/3 des normierten Risikos. Das Ergebnis wird als blauer Punkt dargestellt.

## 5 Studie über Bodensenkungen

### 5.1 Einführung

Die durch die Verdichtung des Reservoirs verursachte Bodensenkung wird mit Hilfe der mathematischen Methode der Finite-Elemente-Analyse unter Verwendung der Software Plaxis modelliert. Bei dieser Methode wird die Absenkung einer Reihe von Kernreservoirs überlagert (de Lange & Luger, 2012). Die Reservoirs mit einem endlichen Radius sind über die Gesamtfläche des gesamten Gasfeldes verteilt. In jedem Kern wird das Gefälle durch das Produkt aus dem Druckabfall pro Zeiteinheit und der Dicke des verdichtenden Gesteins (dPh) und der Tiefe/Dicke des Deckgebirges bestimmt. Die Annahme bei der Überlagerung ist, dass die Schichten horizontal sind und dass die Verformung des Gesteins linear elastisch ist. Das Untersuchungsgebiet weicht von diesen Annahmen ab, da im West-Ost-Querschnitt die Schichten des Deckgebirges in ihrer Stärke stark variieren (Abbildung 4.3). Außerdem ist die Zechstein-Salzschieht so dick, dass sie die Verformung des Deckgebirges beeinflussen kann. Da Salz nicht rein elastisch, sondern zu einem großen Teil plastisch ist, wurde auch der Einfluss der Salzschieht auf das Senkungsbecken untersucht.

Die Bodensenkungsgitter wurden unter Verwendung des von ONE-Dyas bereitgestellten dPh-Gitters (Druckabfall x Reservoirdicke) für verschiedene Zeiten im Szenario der maximalen Gasförderung, wie in § 2.1 beschrieben, berechnet. Die Abbaugenehmigung N04-N05-N08 wurde am 24. Juli 2019 erteilt und hat eine Laufzeit von 30 Jahren. Um die Auswirkung der Bodensenkung so gut wie möglich zu simulieren, ist der modellierte Produktionszeitraum länger als die Dauer dieser Abbaugenehmigung. Der erwartete Abbaustopp wird jedoch weit vor dem Ende der Fördergenehmigung liegen.

Es wurden vier Setzungsszenarien mit den vier verschiedenen Verdichtungskoeffizienten berechnet, wie in § 3.4 beschrieben.

### 5.2 Einheitsbodensenkungssumme

#### 5.2.1 Einführung

Um den Einfluss der Variation der Schichtdicke der verschiedenen Schichten über N05-A und die Perspektiven zu untersuchen, wurde der Schichtaufbau angenommen, wie er von ONE-Dyas bereitgestellt wird. In einer früheren Phase der Studie wurden für mehrere vertikale Querschnitte mit den größten Unterschieden in den Tiefen und Mächtigkeiten Einheitssummen gebildet. Außerdem wurde die Auswirkung des Abstands vom Rand des Berechnungsmodells untersucht. Schließlich wurde in einer separaten Plaxis-Summe der Einfluss der plastischen Verformung des Zechsteinsalzes auf die Lagerstättenskala berechnet.

#### 5.2.2 Einheitsbodensenkungssumme

Mit Hilfe von Plaxis wurden axialsymmetrische Simulationen für ein Einheitsreservoir mit einem Radius von 113 m durchgeführt. In diesem Reservoir wurde ein Druckabfall eingeführt. Infolge des Druckabfalls kommt es zu Bodensenkungen in der Umgebung. Um den Einfluss von Randeffekten zu untersuchen, wurden Simulationen sowohl für eine Modellgeometrie mit einem Radius von 10 km, als auch für eine Modellgeometrie mit einem deutlich größeren Radius, nämlich 100 km, durchgeführt. Die Parameter der Schichten oberhalb und unterhalb des Reservoirs sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Wir haben den Schichtaufbau an der

Stelle von N05-01-S1 angenommen. Im Modell muss die Schicht unterhalb des Reservoirs ausreichend dick sein. Wir haben eine Dicke von 3000 m angenommen. Die Parameter für das Reservoir sind in der Tabelle 3.3 dargestellt. Es wurden vier Simulationen der Einheitssumme durchgeführt, mit den Eingabeparametern aus Tabelle 3.3 und einem Druckabfall von 400 bar.

Im Abschnitt mit der dicken Salzschrift (der östliche Rand des Profils in Abbildung 4.3) liegt die maximale Absenkung in der Größenordnung von 21-25µ m. Der Einfluss der Dicke der Salzschrift auf die Ergebnisse ist begrenzt, aber nicht vernachlässigbar. Da die laterale Heterogenität in den Schichtdicken graduell ist, wurde auf Basis dieser Summen die Konfiguration mit dem größten Einheitsgefälle des Kerns gewählt, um die linear-elastischen Bodensenkungen für die gewünschten Szenarien zu berechnen. Die für die Bildung der Einheitssummen verwendeten Parameter sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Hier wurden die Werte von  $E_{stat}$  für die Zechsteingruppe und die darüber liegenden Formationen mit Hilfe von Eissa&Kazi (1988) berechnet (Formel (2) in § 3.2).

Tabelle 5.1 Zusammenfassung der Parameter, die zur Bildung der Einheitssummen für Bodensenkungen verwendet werden.

Gerät	Basic (m)	Dichte $\rho$ (Mg m <sup>-3</sup> )	Poisson $\nu$ (-)	$E_{stat}$ (GPa)
Meer/Meeresboden	-26,0			
Tertiär	-564,2	2,00	0,38	1,5
Kreide	-1361,2	2,10	0,35	7,6
Unter Kreide	-1420,2	2,26	0,23	9,4
Trias	-1918,2	2,40	0,30	15,5
Zechstein	-3344,6	2,25	0,26	27,1
Basis Silverpit = Oberes Reservoir	-3831,5	2,62	0,26	27,2
Basis Reservoir = Oberkarbon	-3862,5	2,54	Siehe Tabelle 3.3 in § 3.4 für die 4 verwendeten Fälle	
Karbon	-6862,5	2,65	0,20	31,8

## 5.2.3 Der Einfluss der Salzschrift

Die Einheitssummen geben auch Aufschluss über die Größenordnung der auftretenden maximalen deviatorischen Spannung im Salz. Diese variieren in den Einheitssummen von 34 bis 141 kN/m<sup>2</sup>. Diese maximale deviatorische Spannung kann jedoch für das gesamte Reservoir kumulativ größer sein. Aus diesem Grund wurde für die horizontale Ausdehnung der Verdichtungsschicht eine zusätzliche Einheitssumme unter Verwendung der tatsächlichen Abmessungen des Gasfeldes N05-A und der umliegenden Perspektiven gebildet. Die Verformung des Salzes wird vollplastisch modelliert. Dies kann durch Absenken der Kohäsion  $c$  des Salzes im geomechanischen Modell erreicht werden.

In der Abbildung 5.1 wird die Wirkung von plastischem Salz sichtbar gemacht. Die schwarze Linie zeigt das linear elastische Verhalten. Da das Verhalten der Salzschrift plastischer wird, nimmt die Bodenabsenkung in der Mitte zu. Bei einem konstanten Bodensenkungsvolumen sehen wir, dass die Ränder des Senkungsbeckens steiler werden, was bedeutet, dass das Senkungsbecken auch schmaler wird. Die maximalen deviatorischen Schubspannungen im Salz treten dann an den Grenzen des Reservoirs auf. Schließlich erreichen die maximalen Sink- und Schubspannungen einen Maximalwert. Die maximale deviatorische Spannung im Salz liegt dann in der Größenordnung von 300 kN/m<sup>2</sup>. Dieser Wert ist ein Richtwert, da die

zeitlichen Schwankungen im Schichtaufbau und der Druckabfall nicht berücksichtigt sind. Dieser Richtwert ist jedoch geeignet, um die Größenordnung des Einflusses auf das Senkungsbecken abzuschätzen. Es wird erwartet, dass bei dieser Größenordnung der Scherspannungen der Anteil des Salzkriechens an der Entwicklung der Bodensenkung gering sein wird. Das Kriechen kann jedoch zu einer Verzögerung der Entwicklung der Bodensenkung führen.

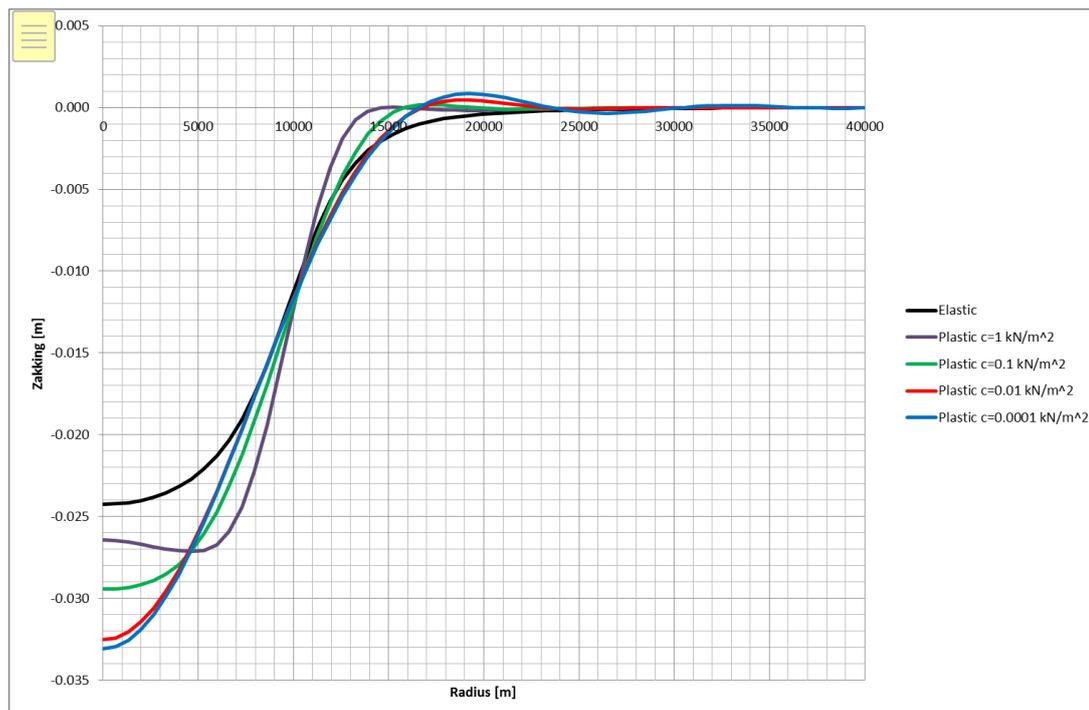


Abbildung 5.1 Auswirkung der zunehmenden Plastizität der Salzsicht auf die Bodensenkung. Die Plastizität nimmt zu, wenn der Kohäsionsparameter gesenkt wird. Die Absenkung in der Mitte der Senkung kann bis zu 35 % höher sein als in der elastischen Berechnung. Der Radius der Senkung wird kleiner.

## 5.3 Bodensenkung

### 5.3.1 Zeitliche Entwicklung

Die Senkungsberechnungen bestehen aus einem Oberflächensenkungsgitter, das die Senkung um das sich erschöpfende Gasfeld N05-A und die umliegenden Schürfsenkungsgebiete darstellt. Es wurden zwei Situationen berechnet:

1. Extraktion pro Schürfstelle, wobei der wahrscheinlichste aus den Gesteinsproben ermittelte Verdichtungskoeffizient  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$  beträgt (Tabelle 3.3).
2. Alle Prospekte sind gasführend und das Gas wird gleichzeitig aus allen Prospekten gefördert. Diese Situation wurde mit einer Bandbreite von Kompressionskoeffizienten berechnet (Tabelle 3.3).

Bei der Entnahme pro Schürfstelle wurden N05-A und Smaragd zusammengenommen, da der Grundwasserleiter in Smaragd sehr wahrscheinlich in Kontakt mit dem Grundwasserleiter im Gasfeld N05-A steht (Quelle: ONE-Dyas), wodurch durch die Entnahme im Gasfeld N05-A ein Druckabbau in Smaragd stattfinden kann. Die anderen Prospekte sind nicht miteinander verbunden und wurden daher isoliert betrachtet.

Das Senkungsgitter wird auf der Grundlage der von ONE-Dyas bereitgestellten dPh-Gitter verschiedener Zeitschritte und in der Endsituation nach 36 Jahren Depletion und auf der Basis der vier Verdichtungskoeffizienten berechnet.

Die Abbildung 5.2 zeigt die zu erwartende Senkungsschale pro Schürfstelle für den aus den Gesteinsproben ermittelten wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$ . Die größte Absenkung tritt im Gasfeld N05-A auf und beträgt 1,6 cm in der Mitte der Schale.

Die Abbildung 5.3 (unten links) zeigt für den Verdichtungskoeffizienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$  die Bodenabsenkung für die Situation der gasführenden Prospekte und der gleichzeitigen Förderung aus allen Prospekte. In diesem Fall beträgt die maximale Bodenabsenkung in der Mitte der Schale 2,6 cm. Die anderen Tafeln in dieser Abbildung zeigen die Bodenabsenkung für den Bereich der Verdichtungskoeffizienten. Die Absenkung für  $C^m = 0,054 \text{ GPa}^{-1}$  (unten rechts) kann als das Worst-Case-Szenario betrachtet werden.

Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3 zeigen die maximale Ausdehnung der Senkung. Wenn die Salzschiecht vollständig plastisch reagieren würde, kombiniert mit dem wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$ , würde die Absenkung in der Mitte der Schale 0,6 cm für jedes Prospektionsgebiet und 0,9 cm für N05-A betragen, wenn eine gleichzeitige Förderung aus allen Prospektionsgebieten stattfinden würde (siehe Abbildung 5.1). Die Größe der Schale wird theoretisch kleiner, aber die Unterschiede zu den vorhergesagten elastischen Konturen werden voraussichtlich so gering sein, dass sie nicht messbar sind.

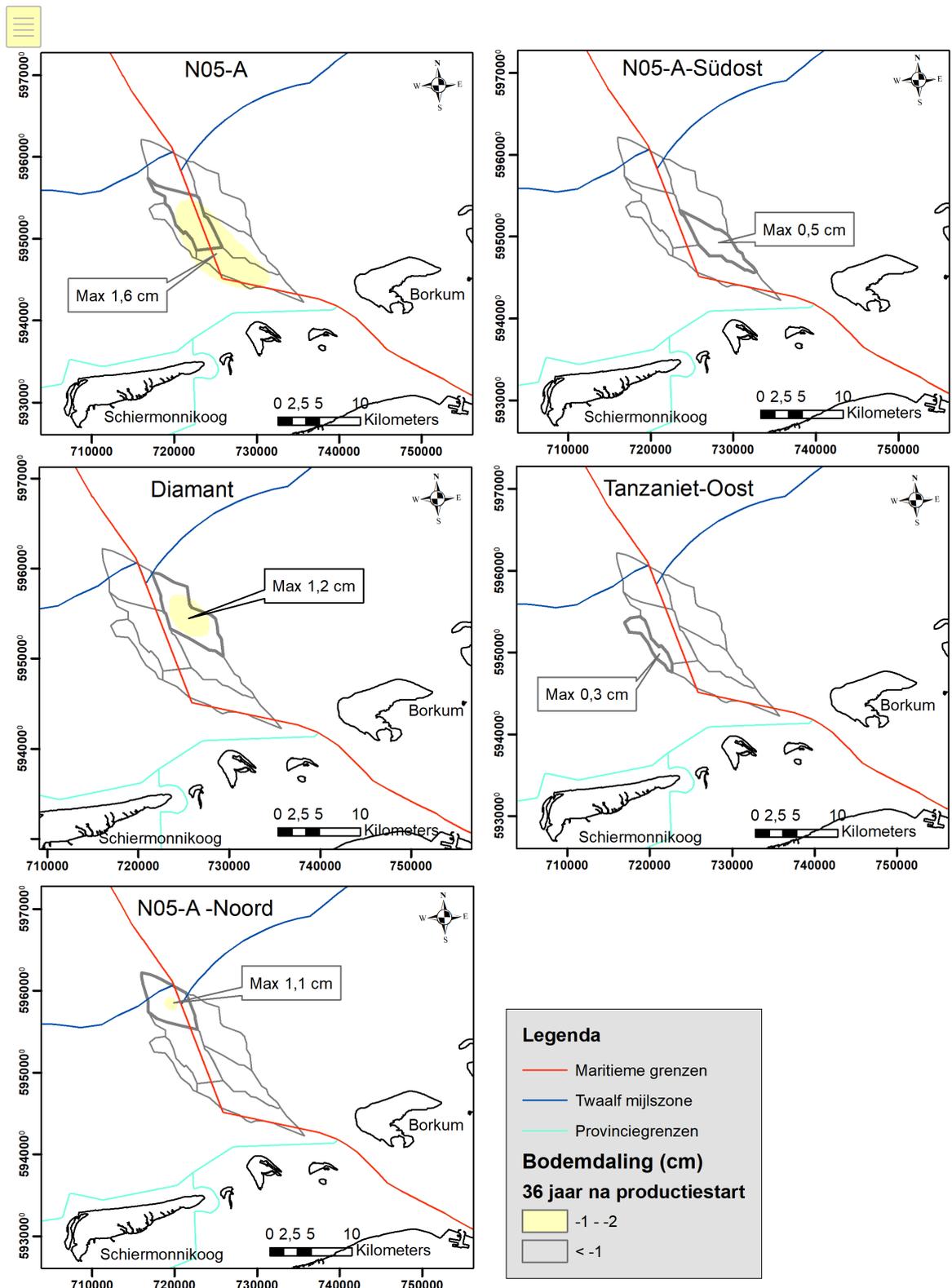


Abbildung 5.2 Bodensenkungen (cm) für das Gasfeld N05-A und umliegende Prospekte bei Förderung pro Schürfstelle, Zeitpunkt = Ende der Förderung mit maximalem Gasförderungsszenario für den wahrscheinlichsten

Verdichtungskoefficienten aus den Gesteinsproben von  $\alpha C_m = 0,035 \text{ GPa}^{-1}$ . Das Zentrum des Senkungsbeckens ist durch einen Pfeil gekennzeichnet.

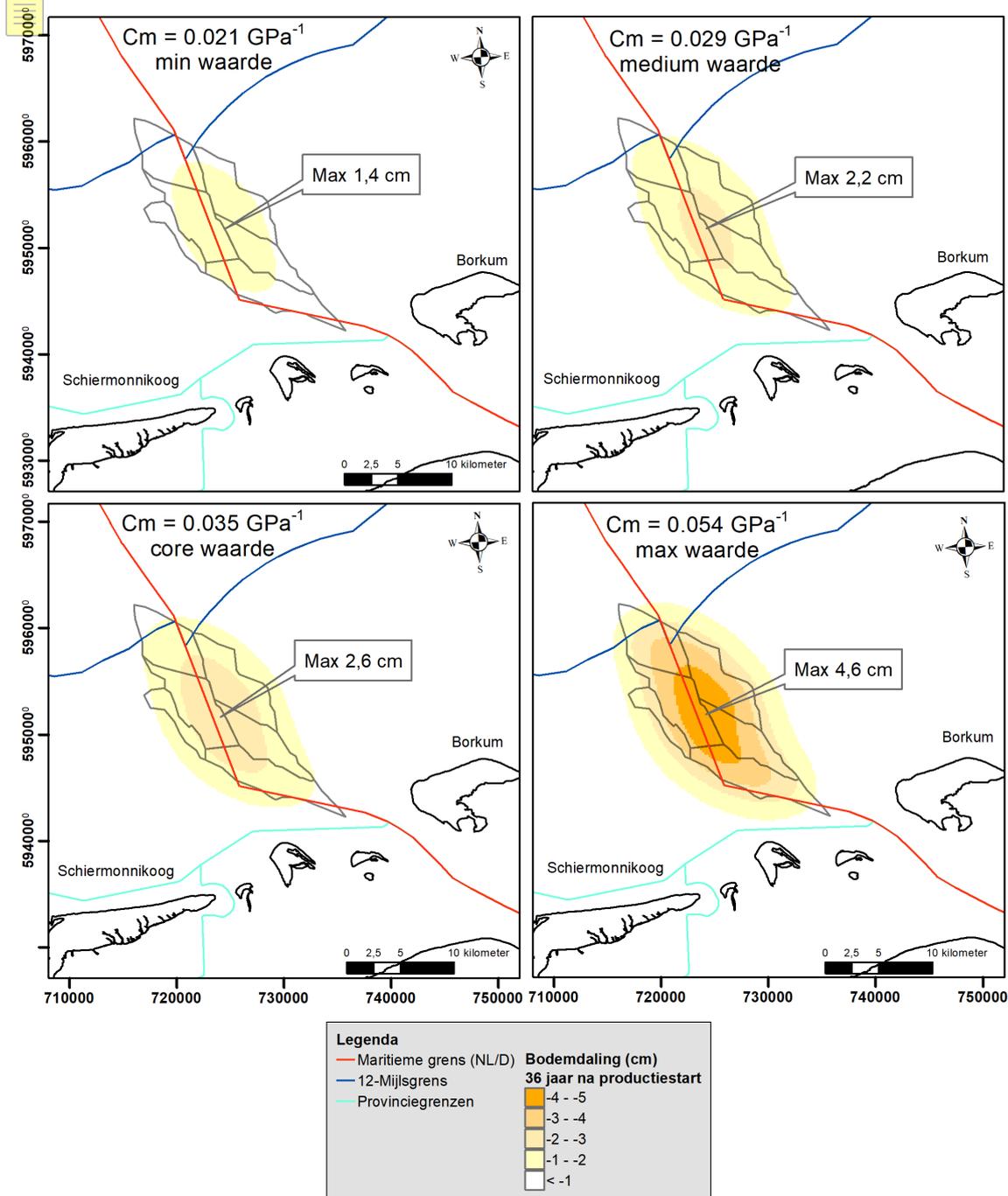


Abbildung 5.3 Bodenabsenkung (cm) für das Gasfeld N05-A und umliegende Prospekte bei gasgespeisten Prospekte und gleichzeitiger Förderung aus allen Prospekte, Zeitpunkt = Ende der Förderung mit maximalem Gasförderungsszenario für die vier verschiedenen Verdichtungskoefficienten:  $C_m = 0,021 \text{ GPa}^{-1}$  (Bohrlochmessungen),  $C_m = 0,029 \text{ GPa}^{-1}$  (Bohrlochmessungen),  $\alpha C_m = 0,035 \text{ GPa}^{-1}$  (basierend auf geomechanischen Gesteinsdaten),  $C_m = 0,054 \text{ GPa}^{-1}$  (Routinekernanalyse).

Der zeitliche Verlauf der Absenkung pro Schürfstelle für den wahrscheinlichsten Verdichtungskoefficienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$  ist in Abbildung 5.4 und für die gleichzeitige

Entnahme aus allen Prospekten für den Bereich der Verdichtungskoeffizienten in Abbildung 5.4 dargestellt. In beiden Abbildungen wird die gleiche vertikale Skala verwendet.

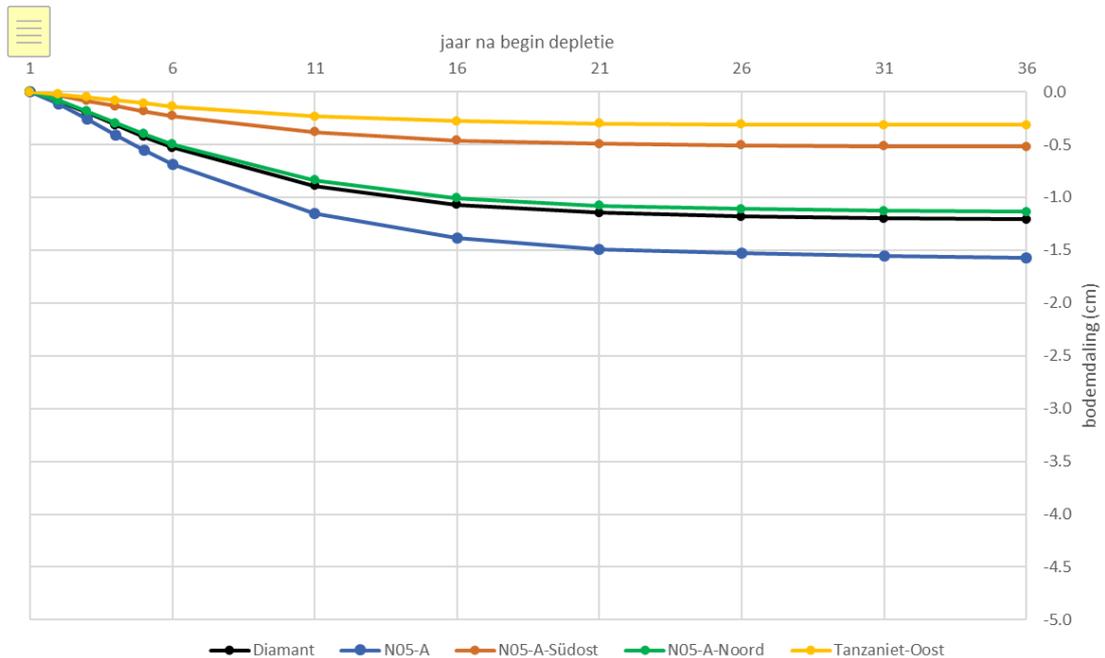


Abbildung 5.4 Verdichtungskoeffizienten basierend auf den Gesteinsproben.

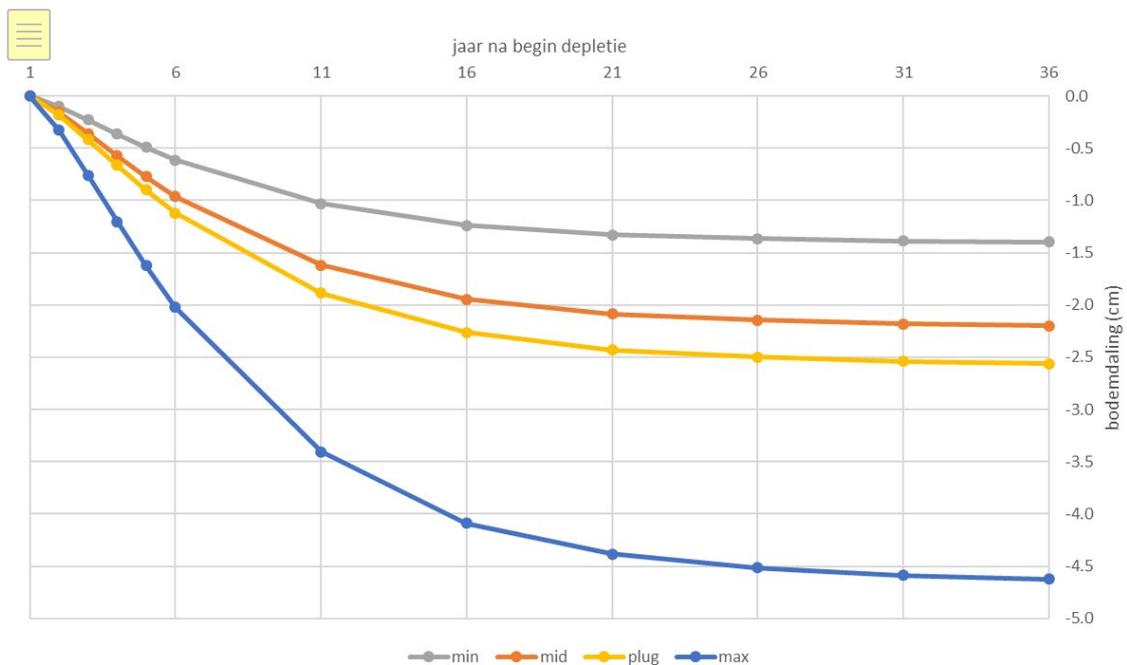


Abbildung 5.5 Absenkungskurven für das Zentrum der Senkung bei gleichzeitiger Förderung aus allen Prospekten für die vier verschiedenen Optionen für Verdichtungskoeffizienten und andere Gesteinsmechanik für N05-A und umliegende Prospekte, Szenario maximale Gasförderung.

## 5.3.2 Volumen der Bodensenkung

Das Volumen der Bodensenkung für die verschiedenen Situationen ist in der Tabelle 5.2 angegeben.

Tabelle 5.2 Volumen der Bodensenkung nach 36 Jahren Gasproduktion für verschiedene Situationen

Situation		Band (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Band (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /Jahr)
Pro Prospektion, $C^m = 0,035 \text{ GPa}^{-1}$	N05-A	2,4	69
	N05-A-Noord	0,8	23
	N05-A-Südost	0,5	12
	Tanzaniet-Oost	0,2	7
	Diamant	1,2	33
Gasführend, gleichzeitige Entnahme aus allen Schächten, $C^m = 0,035 \text{ GPa}^{-1}$		4,5	124
Gasführend, gleichzeitige Förderung aus allen Schächten, $C^m = 0,054 \text{ GPa}^{-1}$ (schlechtester Fall)		5,3	147

Über einen durchschnittlichen Zeitraum von 36 Jahren beträgt das maximale Volumen 0,124 -  $10^6 \text{ m}^3$  pro Jahr für gasführende Prospekte und gleichzeitige Förderung aus allen Prospekte bei einem  $C^m$  von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$ . Der Sedimenttransport erfolgt als Folge der natürlichen Dynamik des Meeresbodens. Die Studie von Vermaas & Marges (2017) zeigt, dass zwischen 1990 und 2013 im Gebiet nordwestlich der Rottumerplaat (Abbildung) 5.6 Variationen der Meeresbodenhöhe in der 5.6 Größenordnung von +0,5 bis -0,5 m stattgefunden haben. Der Haupttrend ist die Abnahme des Sedimentvolumens in Rinnen und die Zunahme auf Platten. Die Nettoveränderung des Sedimentvolumens zwischen 1990 und 2013 in diesem Gebiet betrug maximal  $1.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  pro Jahr.

Aufgrund der Dynamik des Meeresbodens und der gemessenen Schwankungen des Sedimentvolumens scheint es unwahrscheinlich, dass der Nettoeffekt der durch die Gasförderung verursachten Absenkung messbar ist.

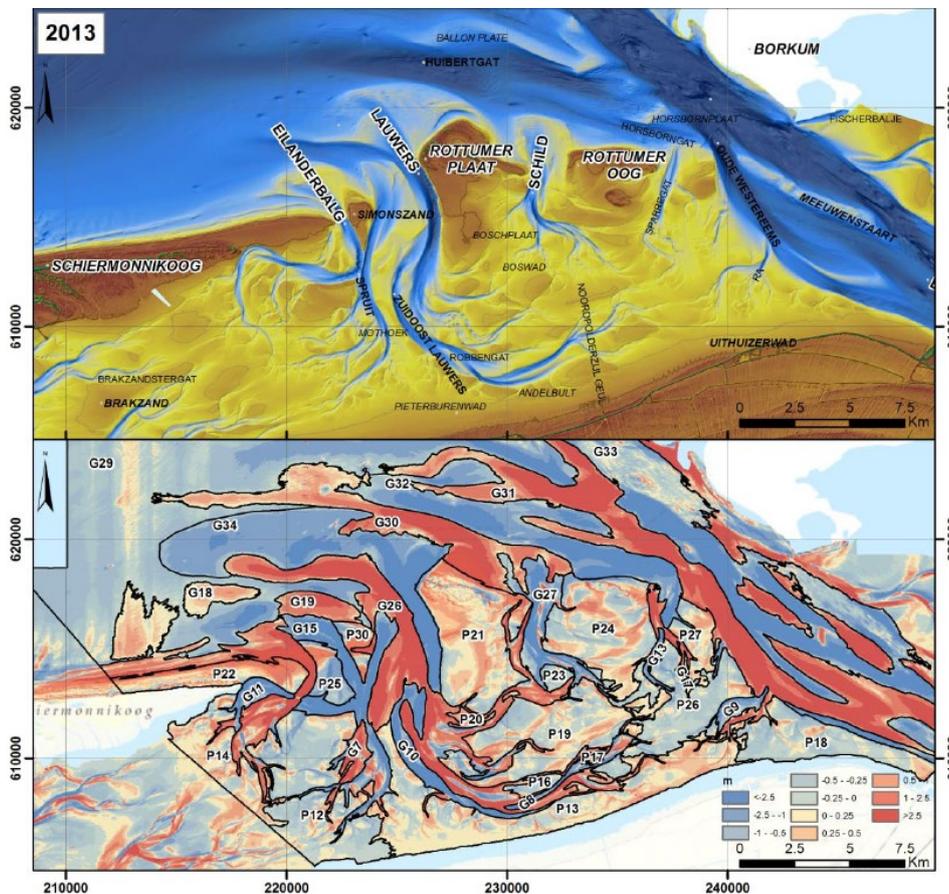


Abbildung 5.6 Morphologie des Meeresbodens südlich des Gasfeldes N05-A und umliegender Prospektgebiete, um 1990 und 2013 (zusammengesetzter Datensatz 2012 - 2014, für dieses Gebiet sind die Daten von 2013) und Differenzkarte mit Gebietsnummern für Platten und Rinnen (aus Vermaas und Marges, 2017). Die natürliche Variation des Meeresbodens liegt zwischen +2,5 und -2,5 m zwischen 1990 und 2013. Im Nordosten dieses Gebietes, in Richtung des Gasfeldes, liegen die Werte zwischen +0,5 und -0,5 m.

### 5.3.3 Neigung des Meeresbodens bei Riffgat

Am Standort des Windparks Riffgat wurde die Neigung des Meeresbodens auf der Grundlage des größten Bodensenkung berechnet. Die maximale Steigung beträgt 0,0004 Grad. In Anbetracht der Morphodynamik des Meeresbodens ist diese Neigung vernachlässigbar.

### 5.3.4 Vergleich mit anderen Bereichen

Die erwarteten Bodensenkungen für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte wurden mit den erwarteten Senkungen für verschiedene andere kleine Bereiche in den Niederlanden verglichen. Das Ergebnis ist in Tabelle 5.3 zusammengefasst. Mit Ausnahme des zu Vergleichszwecken hinzugefügten Feldes Q16-Maas, bei dem es sich um ein Reservoir aus der oberen Trias handelt, haben die Felder und Cluster eine ähnliche Ausdehnung mit Rotliegend-Reservoirgestein eines ähnlichen Alters. Dies zeigt, dass im Vergleich zu den anderen kleinen Bereichen eine geringe Absenkung zu erwarten ist. Diese relativ geringe Absenkung erklärt sich hauptsächlich durch die geringere Dicke des Reservoirs und den niedrigeren anfänglichen Reservoirdruck in N05-A im Vergleich zu diesen Referenzbereichen. Die Gasreservoirs von Nes, Moddergat, Lauwersoog, Anjum, N07-FA und Ameland haben alle

höhere Anfangsdrücke (480 - 570 bar) und größere Reservoirdicken (50 bis >110m, einschließlich Munnikezijl) (nlog.nl).

Tabelle 5.3 Vergleich der erwarteten berechneten Absenkungen kleiner Bereiche. Quelle: nlog.nl.

<b>Gasfeld</b>	<b>Maximale Absenkung (cm, gerundet)</b>	<b>Radius 2 cm Kontur (km)</b>	<b>Hinweis</b>
N05-A und umliegende Prospekte, alle gasführenden Prospekte, gleichzeitige Förderung	2,6	6-12	Cluster
N05-A und umliegende Prospekte, pro Schürfstelle	1,6	Nicht anwendbar	
N07-FA, Ameland	gesamt 40	6	Cluster
Lauwersoog	2	3	
Moddergat, Nes, Anjum	19	5	Cluster
Munnikezijl	11	5	
Blija- Zuidoost	2	1	Differenz Druckabfall: ca. 150 bar
Middelie	5	5	
Q16 Masche	2	6	Obertrias

## 6 Schlussfolgerungen

Dieser Bericht beschreibt die Erdbebenrisikobewertung und die Senkungsprognose für das Gasfeld N05-A und die umliegenden Prospekte. Grund für die Studie ist die Absicht von ONE-Dyas, einen Förderplan für das Gasfeld N05-A vorzulegen.

### ***Erdbebenrisiko***

Eine Analyse der Wahrscheinlichkeit eines Erdbebens wurde auf der Grundlage der Methodik zur Risikoanalyse von induzierten Beben durch die Gasförderung (DHAIS, van Eijs et al.; 2004, van Thienen-Visser et al., 2012; Staatstoezicht op de Mijnen, 2016) durchgeführt. Diese Analyse wurde für das Szenario der maximalen Gasproduktion durchgeführt. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass dieses Szenario von einer maximalen Schätzung der Abbau in N05-A und allen umliegenden Prospekte ausgeht, die vom Standort der N05-A-Plattform aus erschlossen werden können. Die strikte Anwendung von DHAIS zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Erdbebens für die Prospekte N05-A, N05-A-Noord und Diamant vernachlässigbar ist und für die Prospekte Tanzaniet-Oost und N05-A-Südost 19% beträgt. Basierend auf zusätzlichen Informationen vor Ort an den Prospekte, die sich auf dem Elastizitätsmodul des Reservoirs und des Deckgebirges konzentrieren, kann jedoch festgestellt werden, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Erdbeben für alle Prospekte heruntergeschraubt und auf vernachlässigbar angepasst werden kann.

### ***Bodensenkungsprognose***

Es wurde eine Prognose der Absenkung an der Oberfläche (Meeresboden) für das Abbaufeld im Szenario der maximalen Gasproduktion am Ende der Gewinnung erstellt. Die Absenkung wurde modelliert, indem die Absenkung einer Reihe von Kernreservoirs überlagert und dann über die Gesamtfläche des Gasfeldes verteilt wurde. Die Berechnungen wurden für eine Reihe von Verdichtungskoeffizienten durchgeführt. Basierend auf diesen Berechnungen beträgt die zu erwartende Bodensenkung bei einem Verdichtungskoeffizienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$  in der Mitte der Senkung 1,6 cm für das Gasfeld N05-A separat und 2,6 cm einschließlich der umliegenden Prospekte.

Das Speichergestein ist von einer dicken Schicht aus Rotliegend-Schiefer/Salz und Zechsteinsalz bedeckt. Die Auswirkung auf Bodensenkungen wurde untersucht. Dies geschah in einer Modellrechnung, bei der sich das Salz vollständig plastisch verformt. In diesem Extremfall kann es im Zentrum des Senkungsbeckens zu einer 35 % größeren Senkung kommen, was für den wahrscheinlichsten Verdichtungskoeffizienten von  $0,035 \text{ GPa}^{-1}$  eine maximale Senkung von 2,2 cm für das Gasfeld N05-A allein oder 3,5 cm einschließlich der umliegenden Prospekte bedeutet. In beiden Fällen wird der Radius des Senkungsbeckens kleiner.



## 7 Referenzen

- Burgess, C.L., Clever, J.E., Corcoran, O.J., Cram, F.M., Hall, N.T. and Lunn, S.F (2018). Seismic discrimination of an overlooked basal Rotliegend reservoir opens a new play in the Dutch offshore, First Break December 2018
- van Eijs, R.M.H.E., F.M.M. Mulders, M. Nepveu (2004). Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit. TNO rapport NITG 04-171-C d.d. 7 april 2004.
- de Lange, G., & Creusen, A. (2017). Bodemdaling en aardbevingsrisico Q16-Charlie-Noord. Deltares; rapportnummer 11200728-002-BGS-0002.
- de Lange, G., & Luger, D. (2012). Bodemdalingstudie ONE Q16 Maasveld. Deltares; rapportnummer 1206772-000-BGS-0012.
- de Lange, G., Kruiver, P.P., et al. (2013). Nadere analyse trillingsrisico gasveld Q16-Maas - voor kademuur en waterkering. Deltares; Berichtnummer 1208139-000-BGS-0009.
- Eissa, E.A., & Kazi, A. (1988). Relation between static and dynamic Young's moduli of rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts, 25-6.
- Dietl, C. (2019). Poroelastic parameters N05-01-S1. Heiligenstadt, Deutschland: Gesteinslabor Dr. Eberhard Jahns.
- Fjaer, E. H. (2008). Petroleum related rock mechanics (2nd edition ed., Vol. Developments in Petroleum Science 53). Amsterdam: Elsevier.
- Hanks, T., and H. Kanamori (1979), Moment magnitude scale, J. Geophys. Res. 84, 2348-2350.
- Hettema, M., de Pater, C. (1998). The poromechanical behaviour of Felser sandstone: stress- and temperature-dependent. SPE/ISRM Eurock, (pp. 347-355). Trondheim Norway.
- Kanamori, H. (2001), Energy budget of earthquakes and seismic efficiency, in Earthquake Thermodynamics and Phase Transformations in the Earth's Interior, edited by R. Teisseyre, pp.293-305, Academic, Wlatham, Mass.
- Staatstoezicht op de Mijnen. (2016). Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning. Den Haag: Staatstoezicht op de mijnen.
- Pluymaekers, M.P.D., J.C. Doornenbal, H. Middelburg (2017). Velmod-3.1. TNO report 2017 R11014 with erratum page 67 Final. Data van nlog.nl
- van Thienen-Visser, K., Nepveu, M., Hettelaar, J. (2012). Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit in Nederland. TNO; rapportnummer 2012 R10198. www.nlog.nl
- Vermaas, T., Marges, V. (2017). Volumeanalyse oostelijke Wadden. Deltares; Berichtnummer 1230043-003-ZKS-0001.

### Software

Plaxis (2018), Version 2018



## **A Zusammenfassende Tabellen der Gesteinsforschung**

Tabelle 5 und 6 aus dem Bericht (Dietl, 2019) sind in diesem Anhang enthalten.



Gesteentebank Dr. Eberhard Johns

1836 Poroelastic parameters N05-01-51

**Table 5: Summary results of the compressibility tests.**

In case of specimen 1836\_PS04\_06 the Biot coefficient had to be calculated based on  $c_{cp}$ , because  $c_{cp}$  was not determined. The relevant  $\alpha$  value is shown in red. Consequently, for core sample 1836\_PS04 four compressibility tests were done.

specimen	grain compressibility	bulk compressibility at constant pore pressure	bulk compressibility at constant confining pressure	Biot coefficient	Pore volume compressibility at changing pore pressure (suffix letter "d" for depletion and "i" for inflation)				Constant compaction coefficient (suffix letter "d" for depletion and "i" for inflation)				Horizontal depletion constant	
	$c_g$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{bc}$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{cp}$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$\alpha$	$c_{ppd} 01$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{ppi} 01$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{ppd} 02$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{ppi} 02$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{md} 01$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{mi} 01$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{md} 02$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$c_{mi} 02$ [MPa <sup>-1</sup> ]	$\gamma 01$	$\gamma 02$
1836_PS02_01	1.33E-04	2.77E-04	1.96E-04	0.52	2.15E-03	2.10E-03	2.11E-03	2.11E-03	2.00E-04	1.02E-04	1.18E-04	1.01E-04	0.83	0.76
1836_PS02_02	9.05E-05	1.65E-04	1.22E-04	0.45	2.72E-03	2.67E-03	2.68E-03	2.68E-03	1.42E-04	9.13E-05	9.61E-05	9.18E-05	0.74	0.65
1836_PS02_04	1.38E-04	1.97E-04	1.28E-04	0.30	2.22E-03	2.15E-03	2.15E-03	2.15E-03	1.28E-04	8.33E-05	8.68E-05	8.10E-05	0.68	0.69
1836_PS04_06	6.79E-05	-	8.28E-05	0.18	1.96E-03	1.94E-03	1.90E-03	1.90E-03	4.02E-05	5.39E-05	4.99E-05	4.61E-05	0.60	0.59
1836_PS04_07	1.20E-04	1.33E-04	8.87E-05	0.10	1.62E-03	1.59E-03	1.60E-03	1.59E-03	6.66E-05	4.29E-05	4.80E-05	4.10E-05	0.62	0.58
1836_PS04_08	1.11E-04	1.13E-04	7.49E-05	0.02	1.59E-03	1.57E-03	1.57E-03	1.57E-03	7.70E-05	5.66E-05	5.87E-05	5.42E-05	0.74	0.69
1836_PS04_09	7.40E-05	1.25E-04	8.43E-05	0.41	1.84E-03	1.82E-03	1.81E-03	1.81E-03	7.10E-05	3.66E-05	4.03E-05	3.54E-05	0.71	0.67



Geotechnisch Labor Dr. Eberhard Jahn

## 1836 Poroelastic parameters N05-01-S1

Table 6: Compilation of all strength test results.

Green background: Brazilian tests; beige background: single-stage tests. Dimensional data are measured immediately before testing. All strength data – besides the ones determined by Mohr-Coulomb analysis (i.e. cohesion and [internal] friction angle) – were calculated based on total stress; Mohr-Coulomb data were determined based on effective stress. Effective stresses for the determination of the peak Mohr-Coulomb parameters were calculated applying the Biot coefficients gained from compressibility testing. Only in case of specimen 1836\_PS02\_03 an average Biot coefficient from the three measured ones of 0.42 was used. For the residual Mohr-Coulomb data a Biot coefficient of 1 was assumed, since pore pressure effectiveness on an already established fracture plane can be assumed to be at 100%. In case of core sample 1836\_PS04 the Mohr-Coulomb analysis under residual conditions is based on only three Mohr circles, because the Mohr circle for plug 1836\_PS04\_09 has a very big diameter and does not fit very well with the three remaining Mohr circles (see also Appendix F). Consequently, only a linear and not a bilinear shear straight was calculated leading to only one residual data set.

specimen	length [mm]	diameter [mm]	start test mass [g]	test density [g/cm <sup>3</sup> ]	confining pressure [MPa]	pore pressure [MPa]	tensile strength [MPa]	Young's modulus [GPa]	Poisson's ratio	peak compressive strength [MPa]	residual compressive strength [MPa]	peak friction angle (residual in brackets) [°]	peak friction coefficient (residual in brackets) [°]	peak cohesion (residual in brackets) [MPa]	peak unconfined compressive strength (residual in brackets) [MPa]
1836_PS02_01	50.72	25.30	58.94	2.31	15	10	-	3.40	0.22	49.44	38.96	$\phi$ 1: 35.3 ± 1.5° $\phi$ 2: 9.1 ± 5.6°	$\mu$ 1: 0.71 $\mu$ 2: 0.16 ( $\mu$ 1: 0.80) ( $\mu$ 2: 0.42)	$S_0$ 1: 1.9 ± 1.3 $S_0$ 2: 35.9 ± 8.5 ( $S_1$ : 2.0 ± 0.7) ( $S_2$ : 15.0 ± 2.2)	$C_0$ 1: 7.35 $C_0$ 2: 84.22 ( $C_1$ : 8.33) ( $C_2$ : 46.46)
1836_PS02_02	50.71	25.29	59.14	2.32	30	20	-	5.33	0.07	102.23	73.56				
1836_PS02_03	50.63	25.30	58.41	2.29	45	25	-	7.02	0.05	142.26	119.59				
1836_PS02_04	50.82	24.51	60.46	2.52	60	30	-	8.53	0.07	163.47	148.61				
1836_PS02_05	18.36	25.42	20.95	2.25	-	-	1.43	-	-	-	-				
1836_PS04_06	50.84	25.32	64.12	2.50	15	10	-	7.78	0.11	126.87	43.96				
1836_PS04_07	50.72	25.32	63.95	2.50	30	20	-	9.86	0.11	165.61	73.89				
1836_PS04_08	50.71	25.34	64.03	2.50	45	25	-	11.67	0.06	220.49	108.51				
1836_PS04_09	50.71	25.34	64.06	2.50	80	40	-	12.47	0.05	321.94	245.40				
1836_PS04_10	19.46	25.34	24.43	2.49	-	-	5.94	-	-	-	-	$\phi$ 1: 47.3 ± 4.1° $\phi$ 2: 34.6 ± 2.0° ( $\phi$ : 32.1 ± 1.9°)	$\mu$ 1: 1.08 $\mu$ 2: 0.69 ( $\mu$ : 0.63)	$S_0$ 1: 7.6 ± 3.1 $S_0$ 2: 17.9 ± 4.0 ( $S_1$ : 5.2 ± 1.1)	$C_0$ 1: 38.89 $C_0$ 2: 68.19 ( $C_1$ : 18.80)

## B Berechnungen der relativen Steifigkeit. Karten und zusätzliche Daten

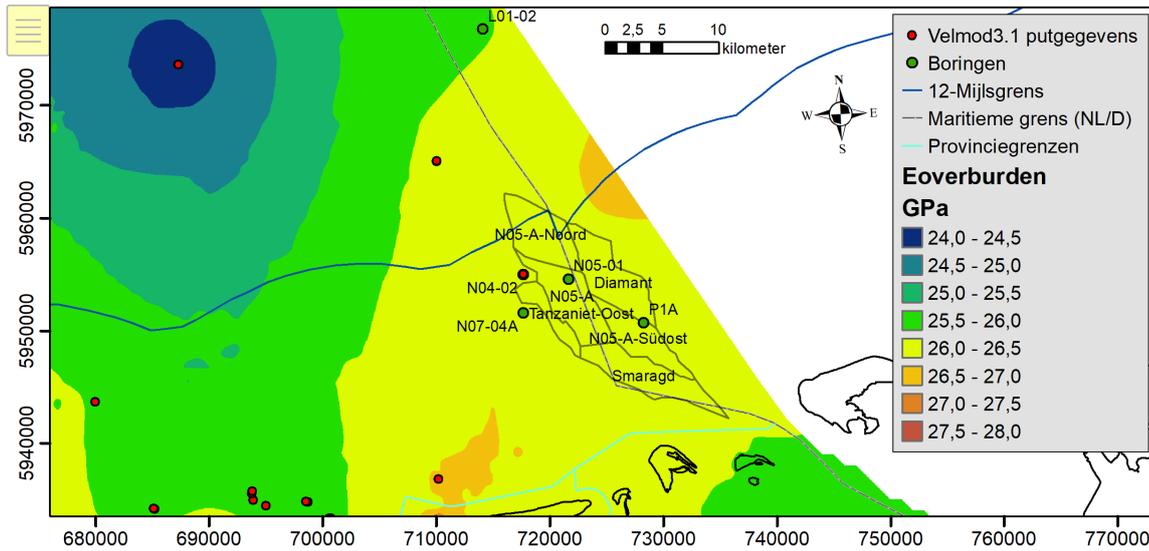


Abbildung B. 1 Statisches Elastizitätsmodul des Deckgebirges, unter Verwendung von VELMOD 3.1 (nlog.nl) und Daten aus hinzugefügten Bohrungen.

Tabelle B.1  $V_p$  (m/s) der Zechsteingruppe und Silverpit Fm. in den beiden Bohrungen in deutschen Gewässern und neuer niederländischer Bohrung

	$V_p$ Zechstein	$V_p$ Silbersenkung
N05-01-S1	4588	4231
P1A	4500	4298
L01-02	4454	4098

Tabelle B.2 Parameter der Zechsteingruppe und der Silverpit Fm., die für die Berechnungen des E-Verhältnisses verwendet wurden

Parameter	Wert
Zechstein-Dichte ( $\text{kg/dm}^3$ )	2,25
Zechstein-Poissonzahl (-)	0,26
Zechstein $V_s$ (m/s)	2585
Dichte der Silbersenkung ( $\text{kg/dm}^3$ )	2,62
Silverpit Poissonzahl (-)	0,26
Silverpit $V_s$ (m/s)	2396

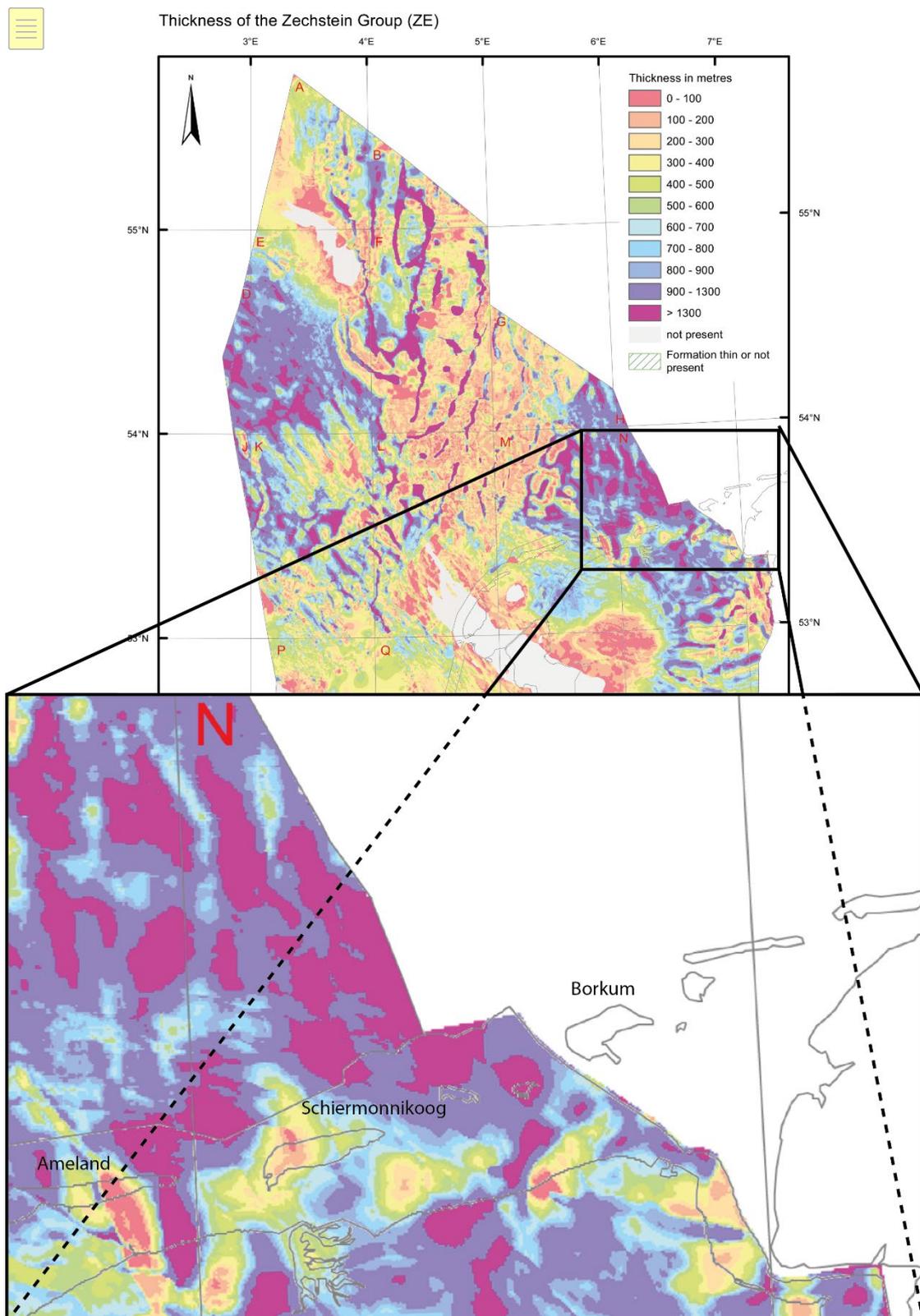


Abbildung B. 2D-Mächtigkeitkarte der Zechstein-Gruppe (Quelle: [https://www.nlog.nl/sites/default/files/ze\\_thick\\_jan2012\\_offsh.pdf](https://www.nlog.nl/sites/default/files/ze_thick_jan2012_offsh.pdf)). Die Gebiete mit hohen  $E_{star}$ -Werten in Abbildung B.2 bei Ameland, Schiermonnikoog und im Südwesten sind auf die geringe Dicke der Zechsteingruppe zurückzuführen.