

TNO 2025 R10395 – 14 februari 2025
**Exploratieboringen als
parameter**

om de investeringsbereidheid in gaswinning op de Noordzee
te beoordelen

Auteurs	Rory Dalman, Jeroen van der Molen, Marjolein Blasweiler, Ceciel Fruijtier
Rubricering verslag	TNO Public
Titel	TNO Public
Verslagtekst	TNO Public
Aantal pagina's	30
Aantal bijlagen	1

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2025 TNO

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
Inleiding	6
1 Aantal exploratieboringen per land en kwantitatieve vergelijking met Nederland	8
1.1 Nederland	8
1.2 Verenigd Koninkrijk	10
1.3 Noorwegen	11
1.4 Totaaloverzicht van de ontwikkelingen in VK, Noorwegen en Nederland sinds 2000	14
2 Kwalitatieve vergelijking met het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen	15
2.1 Geologie	15
2.2 Invloed van timing op resterend potentieel	15
2.3 Inzichten uit de interviews	16
3 Verschillende parameters als proxy voor investeringsbereidheid en hun duiding	18
3.1 Aantal exploratieboringen	18
3.2 Succesratio	18
3.3 Kans op aantonen koolwaterstofveld	19
3.4 Aardgasvoorraad - reserve vervanging ratio	20
4 Verwachtingen voor de toekomst van de Nederlandse gaswinning	23
4.1 Technisch nog voldoende potentieel voor een exploratiecampagne	23
4.2 Zowel op land als zee zijn er beperkingen.	24
5 Conclusies	25
6 Aanbevelingen	26
Ondertekening	27
Bijlage: De Deense situatie	28

Samenvatting

Naar aanleiding van een motie uit de Tweede Kamer worden in dit rapport het jaarlijkse aantal exploratieboringen van Nederland, het Verenigd Koninkrijk (VK) en Noorwegen met elkaar vergeleken. Hierom werd gevraagd om in te kunnen schatten in hoeverre Nederland er vergeleken met andere landen in slaagt om investeringen aan te trekken voor gaswinning op zee.

Het jaarlijkse aantal uitgevoerde exploratieboringen hoeft volgens TNO-AGE echter niet representatief te zijn voor de investeringsbereidheid in gaswinning op zee. De jaarlijkse ontwikkeling kan namelijk veel ruis bevatten en hoeft niet indicatief te zijn voor de langetermijntrend. Daarom presenteert dit rapport niet alleen de jaarlijkse aantallen maar ook de 5 jarige gemiddelden. Om de gegevens te kunnen duiden en de Nederlandse situatie goed te kunnen vergelijken met die van het VK en Noorwegen, zijn interviews gehouden met betrokken instanties en worden de relevante omstandigheden samengevat.

Hoe goed is het investeringsklimaat in Nederland ten opzichte van het VK en Noorwegen?
Op basis van zowel exploratieboringen als reserves is het investeringsklimaat in Noorwegen beter. Dat is te verklaren: De Noorse overheid heeft een zeer stimulerend beleid gevoerd en de geologische potentie voor nieuwe koolwaterstofvondsten is in het Noorse deel van de Noordzee navenant groter dan in het Nederlandse deel van de Noordzee.

Nederland heeft na jaren van exploratie nog een relatief bescheiden geologisch potentieel aan 'kleine' nog niet ontdekte en ontwikkelde gasvelden, net als het VK in het zuidelijk deel van de Noordzee. Ook in geologisch opzicht is de Nederlandse situatie vergelijkbaar met die van het VK. Net als in Nederland neemt ook in het VK de investeringsbereidheid af. Dat is onvermijdelijk door het beperkte geologisch potentieel. De snelheid waarmee de Nederlandse exploratieactiviteiten worden afgebouwd wordt echter wel beïnvloed door het investeringsklimaat. De inschatting van de niet technische risico's door uitvoerders wordt verhoogd ingeschat door onzekerheden omtrent o.a. de aanvullende belastingmaatregel in 2022 en de beperkte voortgang in een aantal vergunningprocedures. De bereidheid om te investeren in gaswinning in het Nederlandse deel van de Noordzee is de afgelopen 5 jaar afgenomen.

	2020	2021	2022	2023	2024	5 jaar gemiddelde
Nederland	2	2	4	2	0	2,0
Verenigde Koninkrijk	0	0	1	3	3	1,4
Noorwegen	13	22	12	18	21	17,2

Tabel 1: Aantal exploratieboringen vanaf 2020 t/m 2023 voor Nederland (op zee), Verenigd Koninkrijk (alleen Zuidelijke Noordzee deel), Noorwegen (alleen Noordzee deel) en het 5-jaarlijks gemiddelde.

In dit rapport worden aanbevelingen gedaan voor een aantal andere parameters dan het jaarlijkse aantal exploratieboringen om de investeringsbereidheid in gaswinning op zee te toetsen, te weten de *kans op de ontwikkeling van een koolwaterstofveld* en de *vervangingsratio*. De vervangingsratio is gebaseerd op zowel de absolute als relatieve verandering in de offshore gasreserves. De door de uitvoerders jaarlijks gerapporteerde

reserves geven een goed beeld van de daadwerkelijke commerciële keuzes van de bedrijven die reeds in Nederland actief zijn. Tenslotte wordt opgemerkt dat zowel een *doorlooptijd analyse* als een *analyse van de perceptie van het investeringsklimaat* zouden kunnen bijdragen aan een zo goed mogelijk beeld van de daadwerkelijke investeringsbereidheid voor gaswinning op zee.

Inleiding

16 oktober 2023 heeft de Tweede Kamer de toenmalig Staatssecretaris Mijnbouw verzocht om de daaropvolgende vijf jaar jaarlijks te rapporteren hoeveel nieuwe exploratieboringen er op zee bij zijn gekomen¹. Eveneens werd gevraagd om een vergelijking met het aantal exploratieboringen in het Verenigd Koninkrijk (VK) en Noorwegen. Dit met als doel, volgens de indiener van de motie, “opdat de Kamer kan vergelijken in hoeverre Nederland erin slaagt investeerders aan te trekken voor gaswinning op zee,”. Dit verzoek is op 24 april 2024 bij TNO-AGE beland, hetgeen tot dit rapport en onderliggend onderzoek heeft geleid.

Het aantal exploratieboringen per jaar wordt sinds 1975 gerapporteerd in de Jaarverslagen Delfstoffen en Aardwarmte². Gezien het in de motie geformuleerde doel, interpreteren wij het verzoek om het aantal exploratieboringen te rapporteren als een breder verzoek, namelijk om te rapporteren over de investeringsbereidheid in gaswinning op zee op basis van meetbare parameters. Naast de gevraagde vergelijking van de aantallen exploratieboringen van de verschillende Noordzeelands, stellen wij een aantal mogelijk aanvullende parameters voor om te duiden wat de fluctuatie in aantallen boringen in het verleden heeft beïnvloed. Wij beogen daarmee een zo goed mogelijk beeld te geven van de mate waarin Nederland erin slaagt investeerders aan te trekken vergeleken met andere landen.

De Nederlandse ondergrond is inmiddels behoorlijk intensief onderzocht op aanwezigheid van koolwaterstoffen. Daarom zijn de grote gas- (en in minder mate olie-) voorkomens waarschijnlijk reeds gevonden. Dat het aantal exploratieboringen daalt is dus niet onverwacht: er zijn simpelweg minder plekken die commercieel gezien aantrekkelijk zijn voor exploratie. Uit de interviews blijkt echter dat de mate van deze daling ook beïnvloed wordt door andere factoren, zoals het investeringsklimaat en de ontwikkeling van de gasmarkt. Niet alle factoren kunnen door overheidsbeleid worden beïnvloed, maar sommigen wel. Bijvoorbeeld de toegang tot infrastructuur, een helder en voorspelbaar vergunningensysteem en eventuele stimulerende (fiscale) maatregelen. Om zo goed mogelijk onderscheid te maken tussen ‘externe’ factoren (zoals mijnbouwbeleid en markt) en de ‘intrinsieke’ factoren (zoals het geologisch potentieel van de verschillende gebieden) zijn verschillende relevante partijen geïnterviewd uit de landen rond de Noordzee. Er is gesproken met de Noorse Sokkeldirektorat, de Deense DEA en GEUS, het NSTA in het VK en in Nederland met EBN.

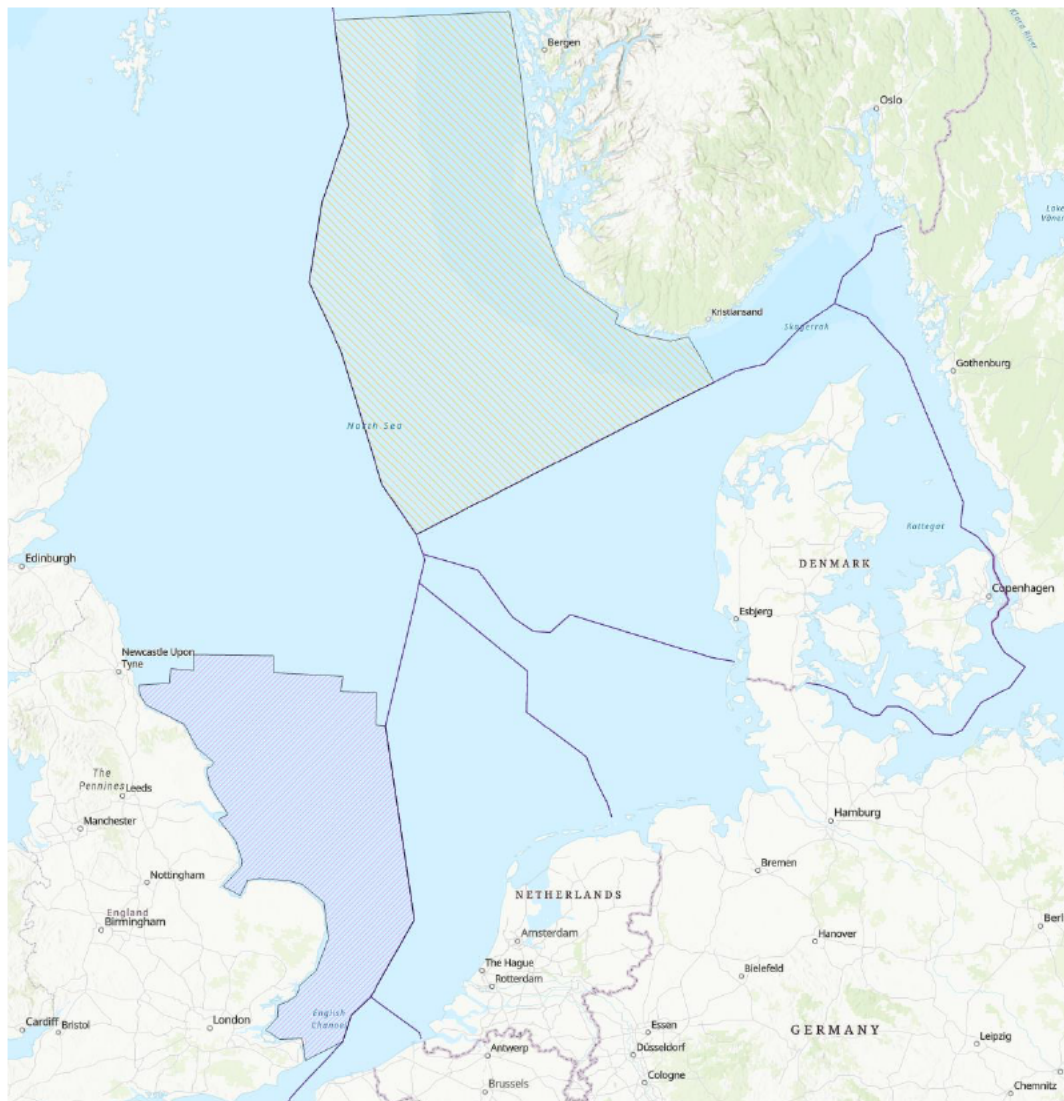
Leeswijzer

Hoofdstuk 1 geeft een feitelijk overzicht van aantallen exploratieboringen met een aantal inzichten op basis van literatuur en interviews. In hoofdstuk 2 wordt ingegaan op de relatieve verschillen tussen Nederland en de analogen en de uitkomsten uit interviews met enkele relevante belanghebbenden. Een discussie over de toegevoegde waarde van verschillende parameters als proxy voor de investeringsbereidheid in gaswinning op zee wordt in hoofdstuk 3 gegeven. Hoofdstuk 4 beschrijft beknopt de verwachtingen over de toekomstige Nederlandse gaswinning, gebaseerd op de gegevens en scenario's die zijn

¹ [MOTIE VAN HET LID VAN WIJNGAARDEN over het versneld mogelijk maken van gaswinning op de Noordzee](#) - voorgesteld tijdens het wetgevingsoverleg van 16 oktober 2023

² [Kennisbank | NLOG](#)

gepresenteerd in het *Jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2023*. Hoofdstuk 5 bevat de conclusies en tenslotte worden in hoofdstuk 6 een aantal aanbevelingen gedaan.



Figuur 1: Kaart van de Noordzee met maritieme grenzen. In paars gearceerd het zuidelijk Noordzeegebied van het Verenigd Koninkrijk en in oranje gearceerd het Noorse gedeelte van de Noordzee.

1 Aantal exploratieboringen per land en kwantitatieve vergelijking met Nederland

Dit hoofdstuk beschrijft op basis van het aantal exploratieboringen de ontwikkeling van koolwaterstoffen-exploratie in de Noordzee van Nederland, het Verenigd Koninkrijk (VK) en Noorwegen. De Deense activiteiten worden in dit rapport buiten beschouwing gelaten, omdat de Deense situatie te veel van de Nederlandse situatie verschilt (zie bijlage).

De informatie in dit hoofdstuk is gebaseerd op publieke gegevens en interviews met specialisten uit elk land. Figuur 1 toont de territoriale wateren van de landen rond de Noordzee en de specifieke gedeelten daarvan waarin exploratieboringen zijn gezet die in deze evaluatie worden meegenomen. Tabel 1 toont het aantal exploratieboringen van Nederland op zee, van het VK in het zuidelijke deel van de Noordzee (SNS), en van Noorwegen in het Noorse gedeelte van de Noordzee. Waarom voor het VK en Noorwegen voor dit specifieke deel van hun territoriale wateren is gekozen, wordt toegelicht in respectievelijk paragraaf 1.2 en 1.3. Paragraaf 1.4 beantwoordt de vraag of en waarom Nederland afwijkt van de analogen.

	2020	2021	2022	2023	2024	5 jaar gemiddelde
<i>Nederland</i>	2	2	4	2	0	2,0
<i>Verenigde Koninkrijk</i>	0	0	1	3	3	1,4
<i>Noorwegen</i>	13	22	12	18	21	17,2

Tabel 2 Aantal exploratieboringen vanaf 2020 t/m 2023 voor Nederland (op zee), Verenigd Koninkrijk (alleen Zuidelijke Noordzee (SNS) deel), Noorwegen (alleen Noordzee deel) en het 5-jaarlijks gemiddelde.

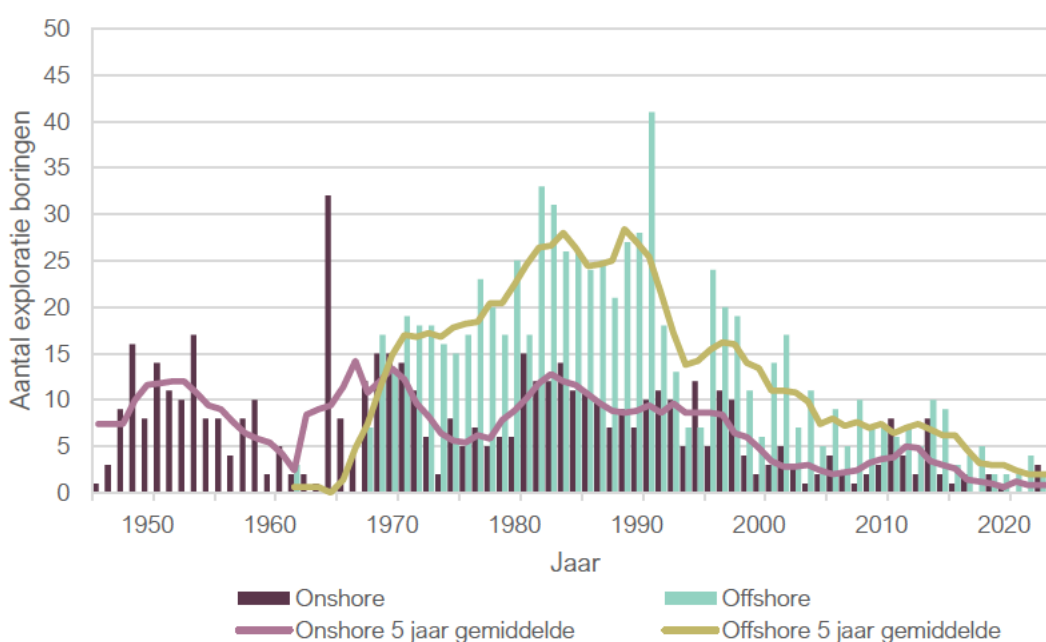
1.1 Nederland

De jacht op olie- en gas begint, jaren '40 en '50 alleen op land

In 1944 werd het Schoonebeek olieveld ontdekt. Na het einde van de Tweede Wereldoorlog is men in Nederland op zoek gegaan naar nieuwe olie- of gasvelden; vanaf 1946 zijn in totaal 1378 exploratieboringen gezet om koolwaterstoffen op te sporen. Rond 1950 waren dat er gemiddeld 10 per jaar (zie Figuur 2). Het merendeel was niet succesvol, maar vanaf halverwege de jaren 50 leiden relatief steeds meer exploratieboringen tot daadwerkelijke koolwaterstofvondsten. Men zocht in eerste instantie vooral naar olie. In 1959 werd het Groningen gasveld ontdekt, met gas in de Slochteren Zandsteen. Door deze ontdekking werd deze zandsteen ook interessant om naar te exploreren in de rest van Nederland (en de rest van Noordwest-Europa). Het opsporen van nieuwe olievondsten werd ondergeschikt aan het opsporen van nieuwe gasvondsten, vooral door het creëren van een lokale distributiesysteem en afzetmarkt.

Slochteren Zandsteen en de offshore: sterke stijging in exploratie, jaren '60 t/m '80

In 1964 werd het Mijnreglement van kracht. In de jaren daarop nam het aantal exploratieboringen sterk toe (zie Figuur 2). Ten eerste door de ontdekking van gas in de Slochteren Zandsteen, en ten tweede door succesvolle exploratie op zee die in 1968 echt startte. Waarschijnlijk heeft de introductie van het kleine velden-beleid in 1974 ook bijgedragen aan een verdere stijging in het aantal exploratieboringen per jaar. Tot halverwege de jaren 90 werden er jaarlijks in de orde van 30 exploratieboringen gezet, met als hoogtepunt de eerste helft van de jaren 80 toen gemiddeld (tegen de) 40 exploratieboringen (zowel op land als op zee) per jaar werden gezet.



Figuur 2: Het aantal exploratieboringen per jaar in Nederland vanaf 1946, onderverdeeld in boringen op land en op zee. De doorgetrokken lijnen geven een gemiddeld aantal over 5 jaar voor de respectievelijke verdeling, welke te gebruiken is voor indicaties van trends.

Het tij begint te keren, jaren '90 en '00

Sinds de jaren 90 volgt het aantal exploratieboringen per jaar een dalende trend. Daarbij nam de kans op succes nog steeds toe (en de gevonden volumes per succesvolle vondst bleef constant na ~2000) (zie Hoofdstuk 3). Een hypothese voor deze trend is de focus op laag-risico prospects naast het betere begrip en in beeld brengen van de ondergrond door toegenomen geologische kennis en meettechnieken.

De laatste restjes, jaren '10 tot nu

De beving in Huizinge in 2012 en de daarop voorkomende maatschappelijke en politieke weerstand lijkt uiteindelijk, met een vertraging, impact te hebben gehad op de exploratieactiviteiten in Nederland. Momenteel ligt de succes-ratio tussen de 70 en 80% (zie hoofdstuk 3). Dat is noemenswaardig en één van de gevolgen van het toepassen van nieuwe technieken waaronder de bewerking van bestaande seismiek. Anderzijds nemen de uitvoerders momenteel weinig risico. Hierdoor worden de aangetoonde volumes per boring en totaal per jaar lager; de aangetroffen volumes zijn relatief gering in vergelijking met de

vondsten rond de jaren 90. Een recente uitzondering is de ontdekking van het N05-A veld in 2018. De volumes van het veld en mogelijke prospects eromheen zijn relatief groot en er is nieuwe infrastructuur nodig om dit te ontwikkelen. Halverwege 2024 is een nieuw productieplatform geplaatst en vanaf september 2024 is begonnen met het boren van twee productieputten.

1.2 Verenigd Koninkrijk

Voor een goede vergelijking met Nederland is wat betreft het Verenigd Koninkrijk (VK) alleen een vergelijking gemaakt met het Zuidelijke Noordzeedeel ('Southern North Sea') van het VK. Dit is het gedeelte van de Noordzee dat grenst aan de westelijke (zee)grens tussen Nederland en het VK. In dit deel van de VK-wateren is de geologie, de grootte en de ontwikkelingen van exploratie naar koolwaterstoffen vergelijkbaar met die van Nederland. De gegevens in deze paragraaf betreffen alleen dit specifieke deel van het VK.

Sterke stijging exploratie, jaren '60 t/m '80

De sterke stijging in aantal exploratieboringen begin jaren 60 is deels te relateren aan de ontdekking van het Groninger gasveld (Figuur 3). Opvallend is dat het VK wat betreft exploratie op zee een sterkere start had dan Nederland, maar dat in de jaren 70 juist flink minder werd geëxploreerd dan Nederland. Dit heeft mogelijk te maken met de lokale marktsituatie; in die tijd was er in het VK weinig lokale vraag naar gas. Voor de levering van energie (zij het elektrisch of warmte) werd met name steenkool gebruikt en door een beperkte gas-infrastructuur (ook wat aansluitingen betreft) was er nauwelijks marktvoor de levering van gas. De opleving van het aantal exploratieboringen na 1980 wordt gerelateerd aan het beleid van het Thatcher-kabinet: de koolmijnen werden gesloten en gas begon de oude energiebron van steenkolen te vervangen. Eind jaren 80 kwam de mate van exploratie op gelijke hoogte met die van Nederland.

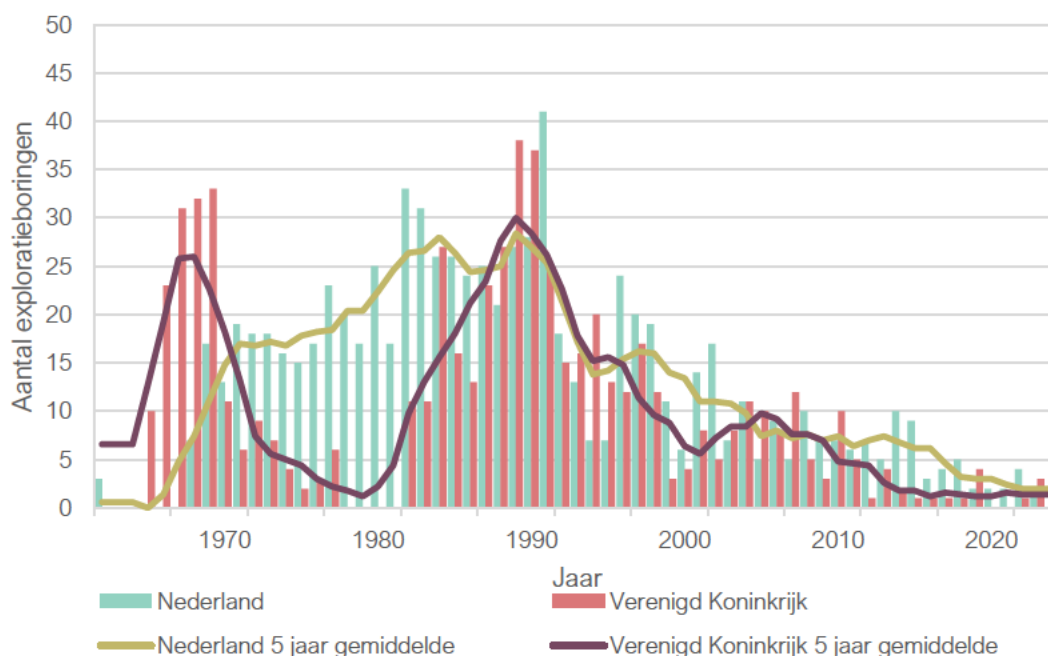
Daling in exploratie, jaren '90 tot nu

Net zoals in Nederland daalt het aantal exploratieboringen in de VK in de jaren 90 sterk, waarschijnlijk vanwege dezelfde reden: uitputting van het geologisch potentieel. In 1999 werd een pijpleiding met het vaste land van Europa geopend waardoor de afzetmarkt vergrootte. Dit heeft mogelijk (kortstondig) geleid tot een opleving in het aantal exploratieboringen tot ongeveer 2008. Daarna daalt het aantal exploratieboringen sterk en is het gemiddelde aantal exploratieboringen in dit deel van het VK gemiddeld lager dan in Nederland.

Onduidelijke toekomst voor exploratie in het VK

Na de inval van Rusland in Oekraïne is in het VK een nieuwe licentieronde afgegeven. In Nederland hanteren wij een open systeem waarin iedereen op elk moment een vergunning aan kan vragen voor elk gebied zolang dat gebied nog niet vergund is. In het VK kan dit alleen op gezette tijden waarin specifieke gebieden worden opengesteld (rondes). Er zijn 80 nieuwe vergunningen afgegeven (over alle gebieden rondom het VK), maar slechts 3 hiervan hebben een toezegging dat zij een exploratieboring kunnen gaan zetten. Daarbij introduceerde de toenmalige conservatieve regering een tijdelijke extra belastingheffing op de hoge winsten van de uitvoerders, vanwege de hoge gasprijzen als gevolg van de inval van Rusland in Oekraïne. In 2023 werden de belastingen voor de uitvoerders verlaagd en vervolgens in 2025 weer verhoogd. Deze schommelingen en het mogelijke nieuwe beleid van de nieuwe Labour regering zorgt voor onzekerheid wat resulteert in terughoudendheid bij de uitvoerders. De verwachting is dat de mogelijk nieuwe belastingheffingen niet alleen

niet bevorderlijk zijn voor exploratie activiteiten, maar ook voor de ontwikkeling van nieuwe olie- en gasvelden binnen het VK.



Figuur 3: Het aantal exploratieboringen per jaar op zee in Nederland (turquoise balken) en het Verenigd Koninkrijk in het zuidelijk deel van de Noordzee (rode balken) vanaf begin 1962. De doorgetrokken lijnen geven een gemiddeld aantal over 5 jaar voor de respectievelijke landen, welke te gebruiken zijn voor indicaties van trends.

1.3 Noorwegen

Het Noorse deel van de Noordzee is veel dieper (en boringen zijn dus veel duurder) dan in het Nederlandse deel van de Noordzee. Ook de geologisch omstandigheden zijn anders. Een vergelijking onder min of meer dezelfde omstandigheden, zoals bij het VK, is daarom met Noorwegen niet mogelijk. Maar gezien de verbonden markt is het wel nuttig om de ontwikkelingen van exploratie naar koolwaterstoffen te vergelijken. Ondanks de grotere focus op olie in Noorwegen, vormt de Noorse situatie qua investeringsklimaat een bruikbare analogo met Nederland, aangezien het verdienmodel vergelijkbaar is.

In de vergelijking met Nederland worden eventuele exploratie-activiteiten in de Noorse Zee niet meegenomen; in dit rapport wordt alleen gekeken naar de Noorse activiteiten in het Noorse deel van de Noordzee.

Andere setting, wel gelijke trend, jaren '60 t/m '90

Serieuze offshore exploratie ging in Noorwegen een aantal jaren eerder van start dan in Nederland (zie Figuur 4). Ondanks de verschillen met de Nederlandse situatie (groter oppervlak, grotere waterdiepte, andere geologie) is de trend wel min of meer vergelijkbaar. Twee verschillen zijn relevant.

Ten eerste is er eind jaren 80 een tijdelijke daling in de Noorse exploratie-inspanning. Dit verschil is waarschijnlijk te verklaren doordat Noorwegen zich meer richt op exploratie van olievelden. Het zoeken naar olie werd beïnvloed door de wereldwijde olieprijs. Gedurende de jaren 80 daalde de olieprijs sterk na een eerdere extreme stijging vanwege de oorlog tussen Irak en Iran. Halverwege de jaren 80 was er een korte opleving van de olieprijs, maar door de invasie van Koeweit door Irak daalde de olieprijs wederom. Opvallend is dat Noorwegen in eerste instantie weinig last van deze gebeurtenis heeft gehad qua aantallen exploratieboringen, maar mogelijk is er een vertragend effect van exploratie ten gevolge van de opleving van de olieprijs halverwege de jaren 80.

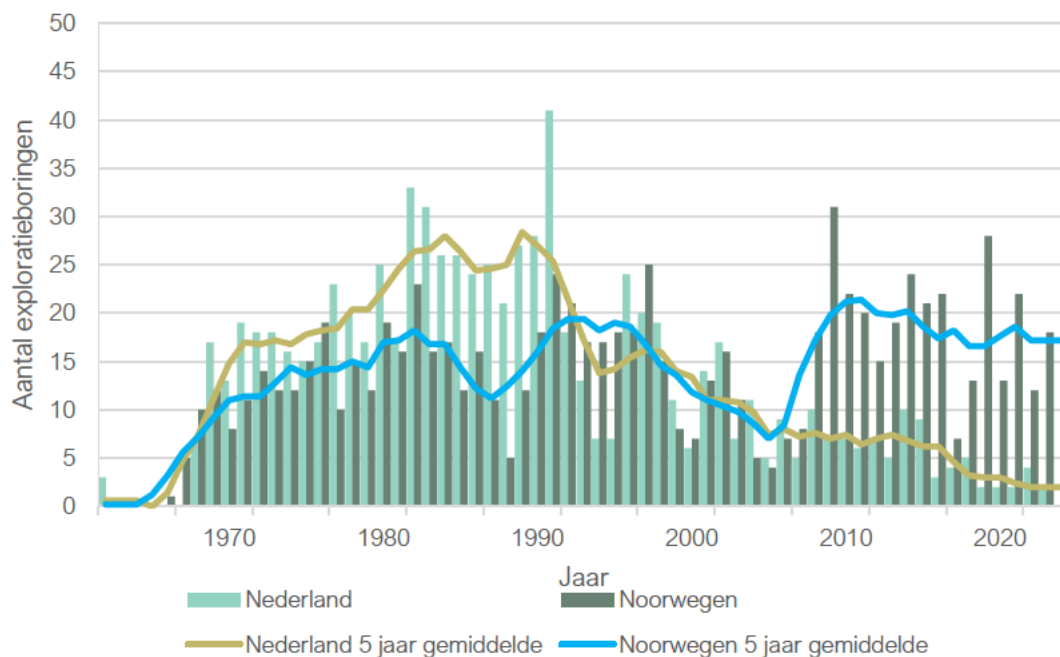
Ten tweede werden tegelijkertijd in het 'North Sea' deel van Noorwegen een aantal grote olievelden ontdekt. Dat heeft de verdere exploratie waarschijnlijk en boost gegeven. Halverwege de jaren 90 daalt het aantal exploratieboringen sterk, vergelijkbaar met Nederland.

Exploratie gaat door, jaren '00 tot nu

Opvallend is de sterke stijging en het daarna stabiel blijven van het aantal exploratieboringen in het Noorse 'North Sea' gedeelte vanaf ongeveer 2005. Dit ten opzichte van de dalende trend van het aantal exploratieboringen in Nederland en het VK. Deze stijging is, naast het aantreffen van nieuwe grote vondsten en het toepassen van nieuwe technieken, gerelateerd aan een aantal beleidsbeslissingen in Noorwegen.

De eerste is dat er in 2000 een nieuwe vergunningsronde werd geopend. Hiervoor was veel animo vanuit verschillende uitvoerders. Dit heeft met een vertragend effect goed uitpakten wat het aantal exploratieboringen betreft. Vervolgens zijn de gestelde eisen voor het verkrijgen van een vergunning naar beneden bijgesteld, waardoor het makkelijker is om een exploratievergunning te verkrijgen. Daarbij wordt wel sterker aangestuurd op een versnelde "drill or drop" beslissing van 2 tot 4 jaar, zodat uitvoerders grotere druk ervaren om sneller te boren of de vergunning sneller terug te geven.

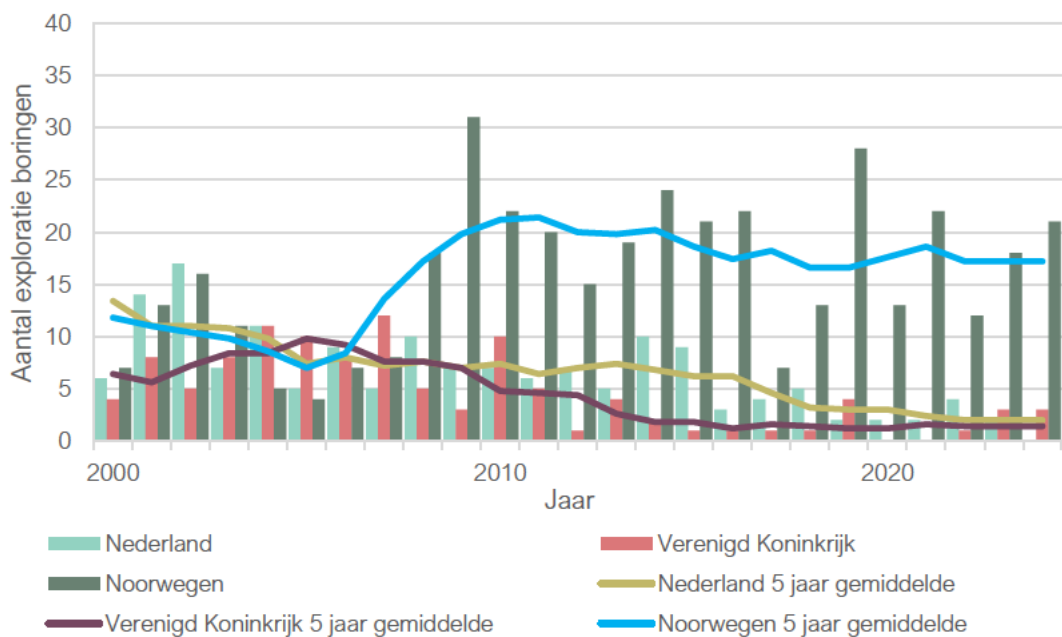
Ten tweede is het belastingregime van Noorwegen aangepast, waarbij de Noorse staat garant staat voor 80% van de kosten van een exploratieboring als deze niet succesvol blijkt te zijn. Het aantal uitvoerders die exploreert in de Noorse offshore is sinds invoeren van deze maatregel verdubbeld.



Figuur 4 Het aantal exploratieboringen per jaar in de Noordzee van Nederland (turquoise balken) en Noorwegen (donkergroene balken) vanaf begin 1962. De doorgetrokken lijnen geven een gemiddeld aantal over 5 jaar voor de respectievelijke landen, welke te gebruiken zijn voor indicaties van trends.

1.4 Totaaloverzicht van de ontwikkelingen in VK, Noorwegen en Nederland sinds 2000

Figuur toont de recente ontwikkeling van het aantal exploratieboringen in VK, Noorwegen en Nederland, zowel de jaarlijkse aantallen als de 5jaarlijkse gemiddelden sinds het jaar 2000. De trends van het VK en Nederland volgen hetzelfde patroon, maar de trend van Noorwegen wijkt hier sterk van af. Het constante niveau van het 5-jarig gemiddelde van het aantal boringen in Noorwegen sinds 2010 is zeer opvallend.



Figuur 5: Aantal exploratieboringen vanaf 2000 t/m 2024 op zee voor Nederland, het Verenigd Koninkrijk (alleen SNS-deel), Noorwegen (alleen Noordzee deel). De doorgetrokken lijnen geven een gemiddeld aantal over 5 jaar voor de respectievelijke landen.

2 Kwalitatieve vergelijking met het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op relevante verschillen tussen Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen.

2.1 Geologie

Een *play* is een gesteentepakket waarin koolwaterstoffen kunnen worden aangetroffen, dat gedurende een bepaalde tijdsperiode in een bepaalde afzettingsomgeving is gevormd. Het type geologisch reservoir waarnaar de verschillende landen in hun deel van de Noordzee zoeken, verschilt van elkaar. Zo is olie uit Jurassische reservoirs in het midden van de Noordzee een van de grootste plays voor het Verenigd Koninkrijk (VK) en Noorwegen, maar is deze play in het Nederlandse deel van de Noordzee slechts zeer beperkt aanwezig. En zowel Nederland als het VK hebben in de zuidelijke Noordzee veel aardgas gevonden in het Rotliegend en oudere gesteentes, terwijl dergelijke vondsten nauwelijks tot niet aanwezig zijn in het Noorse deel van het Noordzeebekken. De Deense vondsten laten we buiten beschouwing vanwege de relatief kleine oppervlakte en de relatieve verscheidenheid in de Deense geologische reservoirs.

Het resterend geologische potentieel van de Nederlandse offshore en het Verenigde Koninkrijk Southern North Sea (SNS) deel zijn goed vergelijkbaar. Beide gebieden hebben periodes gekend van uitgebreide exploratie. Zeer waarschijnlijk zijn de “grote” vondsten daarin reeds gevonden en benut³.

2.2 Invloed van timing op resterend potentieel

Hoewel de Noorse olie- en gasindustrie niet veel jonger is dan de Noordzee-industrie van Nederland en het VK, kwam de Noorse industrie langzamer op gang. Dit werd onder andere veroorzaakt door beleidsmatige keuzes (zie paragraaf 2.3). Het Noorse gedeelte van de Noordzee is niet alleen groter in oppervlakte, maar is als gevolg van de beschreven beleidsmatige keuzes en marktontwikkeling (cq olieprijs en gasvraag) ook minder geëxploreerd dan de Noordzee gedeeltes van Nederland en het VK.

³ C Doornenbal, H Kombrink, R Bouroullec, RAF Dalman, G De Bruin, CR Geel, AJP Houben, B Jaarsma, J Juez-Larré, M Kortekaas, HF Mijnlief, S Nelskamp, TC Pharaoh, JH Ten Veen, M Ter Borgh, K Van Ojik, RMCH Verreussel, JM Verweij, G-J Vis, 2019. New insights on subsurface energy resources in the Southern North Sea Basin area. <https://doi.org/10.1144/SP494-2018-178>.

2.3 Inzichten uit de interviews

Uit de interviews met de verschillende partijen kwam een groot contrast naar voren tussen het toekomstperspectief van de Noorse olie- en gasindustrie en die van Nederland, VK en Denemarken (zie bijlage).

Noorwegen beschikt niet alleen over een groter resterend geologisch potentieel (waar de offshore gebieden van de Noorse Zee en Barentszee ook een onderdeel van zijn), maar ook beleidsmatig is het politieke klimaat stabiel en is de procedure voor exploratie ingericht op een manier die zorgt voor snelle vergunningverlening en een sterke competitiedruk op uitvoerders om zich te committeren aan exploratie.

In het huidige Noorse politieke speelveld zijn alle 4 de grote politieke partijen van Noorwegen pro-gas- en olie-industrie en deelt de staat een groot deel (80%) van de fiscale risico's van exploratie. De Noorse publieke opinie over de olie- en gasindustrie is overwegend positief door de investeringen van de staat die mogelijk zijn gemaakt door de opbrengsten van olie en gas. Daarnaast is een groot deel van de olie- en gasindustrie ver uit de kust en dus uit het zicht en zorgen van de bevolking. Dit vertaalt zich in beleidsmatige keuzes zoals het uitstellen van de ontwikkeling van een windpark totdat een offshore gebied is geëxploreerd voor olie en gas. Daarnaast is de Noorse staat verzekerd van een relatief groot deel van de opbrengsten, maar wordt door de staat ook een financieel risico genomen voor exploratie in droge putten (putten zonder vondst). De opbrengsten worden daarentegen relatief zwaar belast waardoor de netto opbrengsten voor uitvoerders niet per se positiever uitvallen in Noorwegen t.o.v. VK en Nederland.

De Noorse vergunningsprocedure⁴ bestaat uit een initiële screening van de uitvoerder op competentie voor exploratie, i.e. een controle waarbij wordt gekeken of een bedrijf de benodigde geologische kennis en ervaring fysiek in Noorwegen heeft om te kunnen exploreren en produceren. Nadat deze intake is afgerond is de procedure om een gebied voor exploratie te krijgen relatief kort. De vergunning bevat daarbij een commitment om binnen 5 jaar een exploratie put neer te zetten en bestaat een verlenging uit maximaal 6 maanden. De duidelijkheid vooraf zorgt voor een zeer voorspelbare vergunningsystematiek. Elk jaar staat al vast welke gebieden vrij zullen komen voor exploratie en is er een vaste lijst aan producenten, die al gescreend zijn op competentie, om aanspraak te maken. Daarnaast kunnen de vergunningen niet lang vastgehouden worden voor strategische belangen zonder dat wordt geïnvesteerd in een put. Dit zorgt ervoor dat er nog vondsten worden gedaan in gebieden waar al veel geëxploreerd is door nieuw binnengekomen partijen die de exploratie voortzetten.

Het VK is historisch gezien onstabiel geweest dan Nederland als het aankomt op beleid over de olie- en gasindustrie. Mogelijk is dit veroorzaakt door het twee-partijen-systeem dat, bij een verandering van Labour naar Tory of andersom, vaak een grote verandering in beleid met zich meebracht. Sinds de recente overgang naar Labour zijn de belastingen op inkomsten uit koolwaterstofproductie in januari 2025 verhoogd. Er zijn nog geen veranderingen in de vergunningen doorgevoerd.

Er is nog technisch potentieel in de territoriale wateren van het VK en Nederland in het zuidelijke Noordzee bekken, al zullen de vondsten vermoedelijk niet groot zijn. In de relatief minder ontgonnen gebieden, bijvoorbeeld ten westen van de Shetlandeilanden, is meer

⁴ TNO heeft in 2022 een evaluatie gepubliceerd over de wenselijkheid van een ronde systeem in Nederland toe te passen: [Evaluatie open en rondesysteem voor verlenen koolwaterstofvergunningen | Rapport | Rijksoverheid.nl](#)

potentieel. Door de aanwezigheid van de huidige gasinfrastructuur op de Noordzee is het nog steeds financieel aantrekkelijk om op de Noordzee naar vondsten te zoeken, maar de financiële klok van deze infrastructuur loopt af naarmate meer en meer aangesloten velden leeg geproduceerd zijn.

EBN constateert dat het Nederlandse kleine-velden-beleid op lange termijn effectief heeft gewerkt om gasproductie te stimuleren. Recent is er bij uitvoerders echter onzekerheid gerezen over de toekenning van vergunningen door vertragingen, zowel door politieke (Ternaard) als externe oorzaken (N05-A). Daarnaast ziet EBN vanuit de industrie onzekerheid over de lange termijn steun vanuit de politiek voor het hebben van constante omstandigheden waarin door uitvoerders geëxploreerd en geproduceerd kan worden. Dit in combinatie met de aanvullende belastingen in 2022 en de eisen tot het creëren van CO₂ opslag onder de NZIA⁵ heeft ertoe geleid dat producenten het risicoprofiel voor investeringen in Nederland als verhoogd inschatten. Hierdoor zijn investeringen onwaarschijnlijker geworden. Dit komt overeen met de analyse uit het *Jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2023*.⁶

⁵ [The Net-Zero Industry Act](#)

⁶ [Jaarverslag 2023 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland.pdf.pdf](#)

3 Verschillende parameters als proxy voor investeringsbereidheid en hun duiding

Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de waarde van het gebruik van het aantal exploratieboringen en een aantal andere parameters die als proxy voor investeringsbereidheid kunnen worden gehanteerd. Dit met name om de relatieve aantrekkelijkheid van het investeringsklimaat in Nederland voor nieuwe investeringen in gasproductie te toetsen.

3.1 Aantal exploratieboringen

Het aantal exploratieboringen is in principe een nuttige parameter om indicatief te bepalen hoe succesvol Nederland is in het aantrekken van investeringen. Hierbij moeten echter wel een aantal belangrijke kanttekeningen gemaakt worden:

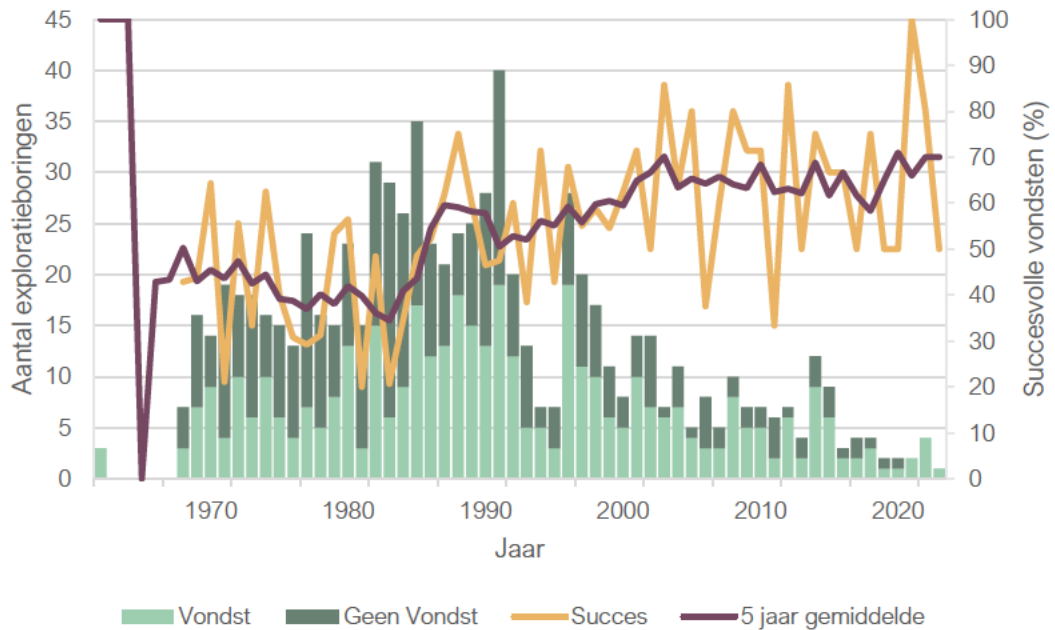
- a) het aantal exploratieboringen zal niet op het niveau van 1990 terugkomen aangezien het geologisch potentieel te klein is,
- b) Een verscheidenheid aan redenen, waaronder de beschikbaarheid van boorinstallaties, veroorzaakt een hoge jaarlijkse variabiliteit in het aantal boringen.

In een evaluatie van het jaarlijkse aantal exploratieboringen zit te veel variatie om beleid op te analyseren of maken. Daarom stellen wij voor om een langjarig gemiddelde te hanteren. Wij observeren dat het 5-jarig voortschrijdend gemiddelde een waardevolle meting is om de relatieve aantrekkelijkheid van de Nederlandse markt kwalitatief te beoordelen. Notabene: bij een langere termijn voor het langjarig gemiddelde zal men vooral de inherente daling door uitputting van het geologisch potentieel meten. Korte termijn variabiliteit, zoals jaarlijkse verschillen, worden veroorzaakt door meerdere factoren die niet altijd betrekking hebben op de investeringsbereidheid.

3.2 Succesratio

De succesratio van de vele exploratieboringen die op zee werden gezet schommelde aanvankelijk tussen de 40 en 50% (figuur 6). Halverwege de jaren 80 stijgt de succes-ratio van exploratieboringen naar gemiddeld 60%, waarna die in de opeenvolgende jaren is blijven stijgen. Deze stijging kan deels worden verklaard door de introductie van 3D seismiek, wat een beter beeld van de ondergrond opleverde dan de eerdere 2D seismische lijnen.

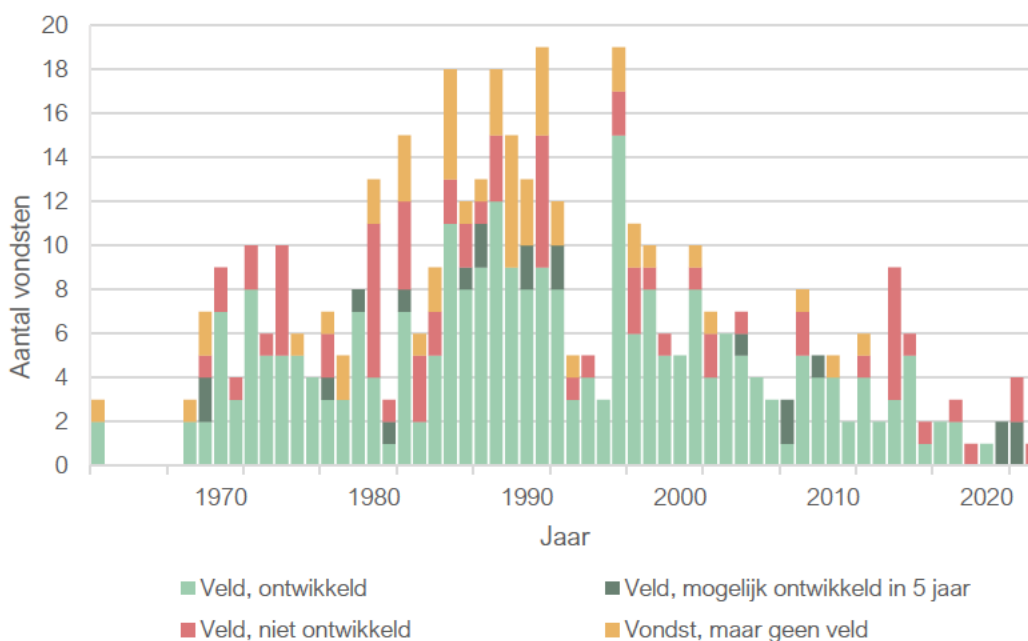
Bovendien nam de kennis en het inzicht in de opbouw van de ondergrond met iedere exploratieboring toe. Na 2000 blijft de succesratio gemiddeld tussen de 60 en 70%.



Figuur 6: Het aantal offshore exploratieboringen per jaar in Nederland vanaf begin 1962, onderverdeeld in een vondst van een koolwaterstof-accumulatie of geen vondst. De succes-ratio is weergegeven in percentages met de okergele lijn, de paarse lijn geeft hiervan het 5 jaar gemiddelde weer.

3.3 Kans op aantonen koolwaterstofveld

In Nederland zijn in totaal 1378 exploratieboringen gezet, waarvan bijna 800 op zee. Ruim 50% hiervan heeft geleid tot een vondst van koolwaterstoffen. Echter, niet alle vondsten zijn aangemerkt als een voorkomen en niet alle velden zijn uiteindelijk ontwikkeld, bijvoorbeeld vanwege lage volumes of geen beschikbare infrastructuur. Uiteindelijk is er op zee uit 264 verschillende velden olie en/of gas geproduceerd, wat betekent dat 1 op de 3 exploratieboringen op zee heeft geleid tot de productie van een gas- of olieveld. Iets meer dan 95 velden zijn nog onontwikkeld, van 21 hiervan wordt door de uitvoerder aangegeven dat deze mogelijk binnen 5 jaar nog wel in productie worden genomen (zie Figuur 7). Vanaf 2000 is 65% van de vondsten op zee omgezet in een producerend veld. Daarbovenop is van 10% van de vondsten in deze periode aangemerkt dat het mogelijk binnen 5 jaar ontwikkeld wordt. Gecombineerd geeft dit aan dat $\frac{3}{4}$ van de vondsten op zee in de recente tijd uiteindelijk ontwikkeld wordt.



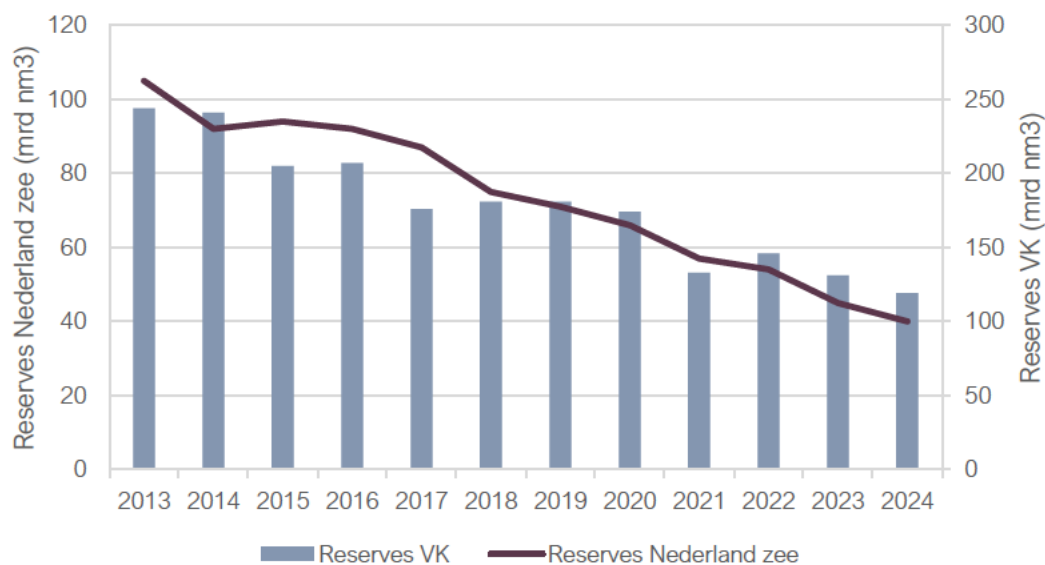
Figuur 7: Vondsten van koolwaterstoffen in Nederland offshore per jaar en onderverdeeld in ontwikkeld veld, (nog) niet ontwikkeld veld of niet geassocieerd als veld.

3.4 Aardgasvoorraad - reserve vervanging ratio

Jaarlijks worden de aardgasvoorraden in Nederland gepubliceerd in het *Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte*. Alle uitvoerders in Nederland leveren een overzicht van hun voorraden aan. De methode van voorraadbepaling is gebaseerd op bedrijfsinterne stappen die niet alleen de technische voorraad maar ook de kans op commerciële realisatie weergeeft. Hiermee geeft de verandering in deze gasvoorraden impliciet een inzicht in de commerciële keuzes die alle bedrijven in totaal hebben genomen. Dit stelt ons in staat om een kwantitatieve verandering van het gaspotentieel en investeringsbereidheid te meten als we rekening houden met de uitputting van het geologisch potentieel.

Om de commerciële investeringsbereidheid beter te toetsen stellen wij een aanvullende parameter voor. De reserves zijn dat deel van de gasvoorraad waarover de gasbedrijven een definitief investeringsbesluit hebben genomen. De ontwikkeling hiervan geeft dan ook een inschatting van de toekomstige gasproductie (zie ook persbericht TNO d.d. 4 september 2024⁷). Figuur 8 geeft de ontwikkeling van de absolute reserves onder de Noordzee van Nederland en het VK. De trends vertonen een zeer vergelijkbaar patroon. Voor de Noorse Noordzee zijn deze gegevens niet beschikbaar.

⁷ [Nederlandse gasproductie daalt verder in 2023 | TNO](#)



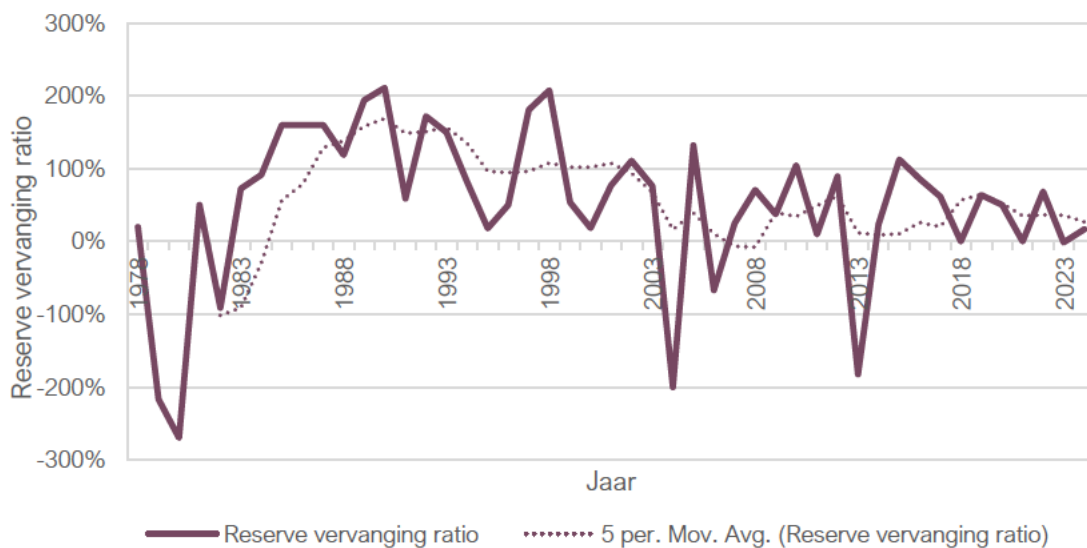
Figuur 8: Offshore gasreserves van het VK (balken) en Nederland (doorgetrokken streep). NB: de afname van de grootte van de reserves volgen dezelfde trend, maar de absolute grootte van de voorraden verschilt. De verticale as links toont de grootte van de Nederlandse gasreserves, de verticale as rechts die van het VK. NB: in tegenstelling tot figuur 3 worden voor het VK in deze figuur de gegevens voor het totale Noordzee gedeelte van het VK getoond, niet alleen voor het zuidelijke gedeelte.

Om de reserves te gebruiken als parameter voor investeringsbereidheid kan de verandering van *reserve vervanging ratio*⁸ (zie Figuur 9) gebruikt worden. Het gaat daarbij om de verandering in de grootte van de reserves gedeeld door de totale productie in 1 jaar. Dit laat zien in hoeverre een bedrijf in staat is om de vermindering van de voorraad door productie te compenseren met nieuwe reserves (=toekomstige productie). Als de waarde 100% is zou de productie constant moeten blijven, daaronder daalt deze en daarboven zal deze stijgen. De cijfers uit het VK blijven gemiddeld ruim onder de 100%⁹. Notabene: deze waarden zijn alleen beschikbaar voor het totale Noordzee gedeelte van het VK (alleen SNS) en de Nederlandse Noordzee in de reserveontwikkeling.

Opvallend is dat de Nederlandse reserve vervangings ratio na 2002 structureel ruim onder de 100% duikt. Met een redelijk normaal verdeelde geologisch potentieel is een geleidelijkere afname waarschijnlijk. Deze structurele en plotselinge trend zou indicatief kunnen zijn voor een gemiddeld meer risico averse koers van de uitvoerders.

⁸ Reserve vervanging ratio = Verandering in cumulatieve reserves tussen jaar n en n-1 gedeeld door de productie over jaar n.

⁹ [reserves-and-resources-report-as-at-end-2022.pdf](#)



Figuur 9: Reserve vervanging ratio van Nederlandse Noordzee. De gestippelde lijn is het 5 jaar gemiddelde, welke te gebruiken is voor een indicatie voor een trend.

4 Verwachtingen voor de toekomst van de Nederlandse gaswinning

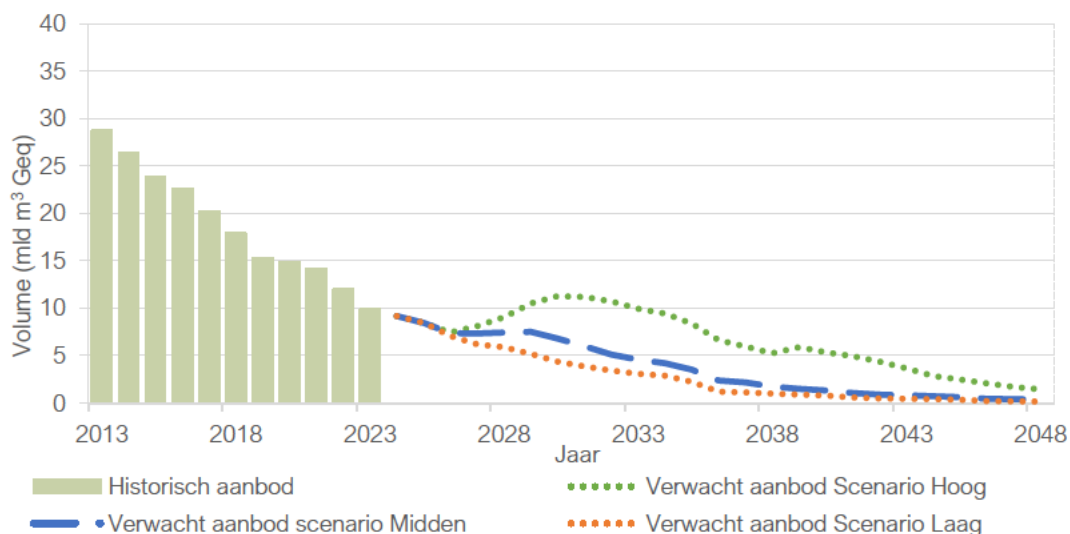
Dit hoofdstuk beschrijft beknopt verwachtingen ten aanzien van de toekomstige Nederlandse gaswinning, gebaseerd op gegevens en analyses die zijn gepubliceerd in het *Jaarverslag 2023 - Delfstoffen en aardwarmte in Nederland*.⁶

4.1 Technisch nog voldoende potentieel voor een exploratiecampagne

Na een initieel trage start in de periode 1960-1970, lijkt het alsof de Nederlandse ondergrond wat betreft haar gaspotentie inmiddels behoorlijk uit-ontwikkeld is. Dit wordt duidelijk als wij de overgebleven voorraad potentiële gasvelden (< 200 mrd m³) vergelijken met de reeds gevonden gasvelden (2100 mrd m³, exclusief het Groningen gasveld van medio 3 bln. m³). Per boring is het gevonden volume echter nog steeds relatief constant. Dit geeft mogelijk aan dat de Nederlandse ondergrond nog niet al haar koolwaterstofschaten heeft prijsgegeven. Dit wordt bevestigd door de jaarlijkse rapportages van de uitvoerders en het grote aantal prospects met niet onaanzienlijke volumes⁸. Er is technisch nog voldoende potentieel om een beperkte opleving van de exploratie economisch rendabel te onderbouwen.

Met een forse investering stimulus kan een vertraging van de daling van gasproductie gerealiseerd worden. Om dit te realiseren moeten de investeringen in met name exploratieboringen worden opgeschaald naar minstens 3 op zee per jaar (Scenario midden in Figuur 10 **Error! Reference source not found.**). Hiermee kan de importafhankelijkheid met 10 tot 20% worden verlaagd¹⁰.

¹⁰ [Kamerbrief versnellingsplan gaswinning Noordzee | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#)



Figuur 10: Verwachte totale gasproductie uit de kleine velden. Gerealiseerd (2013-2023) en verwachte (2024-2048) aardgasproductie uit de kleine velden voor zowel land als zee. Voor elk scenario wordt alleen de cumulatieve prognose gegeven. Voor de conversie van volume naar energie-eenheid: 1 miljard m³ Geq. is gelijk aan circa 10 TWh of 35 PJ. Voor uitleg over de scenario's: zie *Jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte 2023*.⁶

4.2 Zowel op land als zee zijn er beperkingen.

De hoge kosten van de bestaande infrastructuur vormen echter een beperking voor nieuwe exploratie en ontwikkeling. Aangezien de nieuwe velden kleiner zijn, zullen deze de operationele kosten van de infrastructuur vaak niet kunnen dragen nu de grotere velden minder produceren. Op land speelt de infrastructuur een beperktere rol in het bepalen van de economische aantrekkelijkheid, maar daar speelt de maatschappelijke acceptatie en de daaruit voortvloeiende onzekerheid over het kunnen realiseren van een project een belangrijke rol.

De snelheid waarmee de Nederlandse exploratieactiviteiten worden afgebouwd wordt beïnvloedt door het investeringsklimaat. De uitvoerders geven aan dat de niet technische risico's verhoogd wordt ingeschat door onzekerheden omtrent o.a. de aanvullende belastingmaatregel in 2022 en de beperkte voortgang in een aantal vergunningprocedures. Verdere risicofactoren en kansen worden in het *Jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte 2023*⁶ besproken.

5 Conclusies

Hoe goed is het investeringsklimaat in Nederland ten opzichte van het VK en Noorwegen?

Het investeringsklimaat lijkt puur op basis van de parameters (en dan met name het continue aantal exploratieboringen) in Noorwegen beter. Nederland is echter ten opzichte van Noorwegen behoorlijk verder in het ontginnen van de koolwaterstoffen in relatie tot de absolute hoeveelheid te winnen volumes. Inmiddels zijn de aantallen exploratieboringen en investeringen in Nederland zeer fors afgenomen terwijl de aanwezige infrastructuur wel de mogelijkheid biedt. In Noorwegen lijkt het zeer constante en stimulerende beleid tot een hoger, continue aantal investeringen te hebben geleid. Daarbij moet worden opgemerkt dat de technische potentie voor mogelijke koolwaterstofvondsten in het Noorse deel van de Noordzee veel groter is dan in het Nederlandse gedeelte.

De Nederlandse offshore situatie is qua geologie, mate van exploratie-ontwikkeling en grootte goed vergelijkbaar met die van het VK als we voor het VK alleen het zuidelijk deel van de Noordzee in beschouwing nemen. In beide gebieden is sprake van een beperkte maar wel degelijk economisch rendabele potentie. Maar net als in Nederland neemt ook in het VK de investeringsbereidheid voor gaswinning in dit deel van de Noordzee zeer snel af. Gezien de verwachte afbouw van de infrastructuur is de 'window of opportunity' om nieuwe exploratie te ontwikkelen kort. Dat beperkt de termijn waarin de uitvoerders rendabel kunnen produceren. Stimulering in een gebied met laag technisch potentieel vormt een uitdaging.

Uit de interviews en het evaluatieonderzoek naar historisch beleid en omstandigheden rond koolwaterstoffen -exploratie en -productie blijkt dat een stabiele markt en stabiel overheidsbeleid van primair belang zijn om een optimale ontginning van het geologische potentieel te realiseren. Nederland is hier tot medio 2000 goed in geslaagd met het kleine-velden-beleid. Hoewel het beleid formeel onveranderd is, schatten op dit moment uitvoerders de niet technische risico's hoger in. Hierdoor worden de projecten in Nederland minder aantrekkelijk in de internationale markt en wordt er navenant minder in geïnvesteerd. Een aantal redenen voor het verhoogd risicoprofiel dat door uitvoerders genoemd worden zijn de vertragingen in (alle, dus niet alleen mijnbouw wettelijke) vergunningprocedures (bijv. N05-A en Ternaard) en de aanvullende belastingmaatregel in 2022.

Concluderend; de afbouw in investeringsbereidheid in Nederland is technisch onvermijdelijk. De snelheid van afbouw is wel beïnvloed door de verhoogde risico inschatting door uitvoerders.

6 Aanbevelingen

Conform de motie Wijngaarden¹ kunnen de aantallen exploratieboringen op zee per jaar worden gepubliceerd. Deze gegevens worden sinds 1974 opgenomen in het Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte. Onze aanbeveling is hieraan enkele aanvullende parameters toe te voegen, inclusief duiding.

Zoals beschreven in hoofdstuk 1, geeft het aantal exploratieboringen per jaar een te onzeker en beperkt beeld om de investeringsbereidheid te meten. Daarom zouden wij ook de volgende parameters in overweging willen geven om de aantrekkelijkheid van Nederland voor gaswinning te toetsen:

1. Absolute verandering in reserves en (voorwaardelijke) voorraden. Dit instrument geeft een kijkje in het aangetoonde volume gas dat geproduceerd kan worden. Deze waarden worden sinds 1974 jaarlijks in het *Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland* gepubliceerd.
2. Reserve vervangingsratio. Deze parameter geeft een relatieve maat in hoeverre de Nederlandse gasproductie sector in staat is om de afname van de voorraad door productie aan te vullen met nieuwe voorraden.
3. De succesratio en de aantallen daadwerkelijk ontwikkelde velden kan ook een inzicht geven in de mate waarin daadwerkelijk gas wordt toegevoegd aan de Nederlandse gasvoorraad.
4. Een meer algemene analyse van het investeringsklimaat (zie de aanvullende analyses die in de volgende alinea worden voorgesteld).

Bij alle parameters is het belangrijk om deze te evalueren over een langere termijn dan 1 jaar. De volatiliteit is groot; een langjarig gemiddelde van ~5 jaar geeft een beter beeld van de werkelijke trends. Bovenstaande parameters worden in hoofdstuk 3 toegelicht.

De aantrekkelijkheid van de exploratie- en productiemarkt van Nederlands aardgas zou in een grotere mate van detail en zekerheid bepaald kunnen worden met behulp van de volgende, aanvullende analyses:

- A. Doorlooptijd analyse: evaluatie van hoeveelheid tijd die verstrikt tussen het moment dat een gasvoorraad wordt aangetoond en het moment waarop men start met de productie daarvan. Hoe groter de bereidheid om in het aangetoonde voorkomen te investeren, des te korter zal deze doorlooptijd zijn.
- B. Analyse perceptie investeringsklimaat: met behulp van interviewrondes in kaart brengen hoe het investeringsklimaat door de uitvoerders wordt *ervaren*. Het investeringsklimaat wordt immers met name bepaald door de perceptie ervan. Daarom raden wij ten zeerste aan de 'subjectieve' ervaring van olie- en gasmaatschappijen mee te nemen om een zo goed mogelijk beeld van de daadwerkelijke investeringsbereidheid voor gaswinning op zee te verkrijgen.

Ondertekening

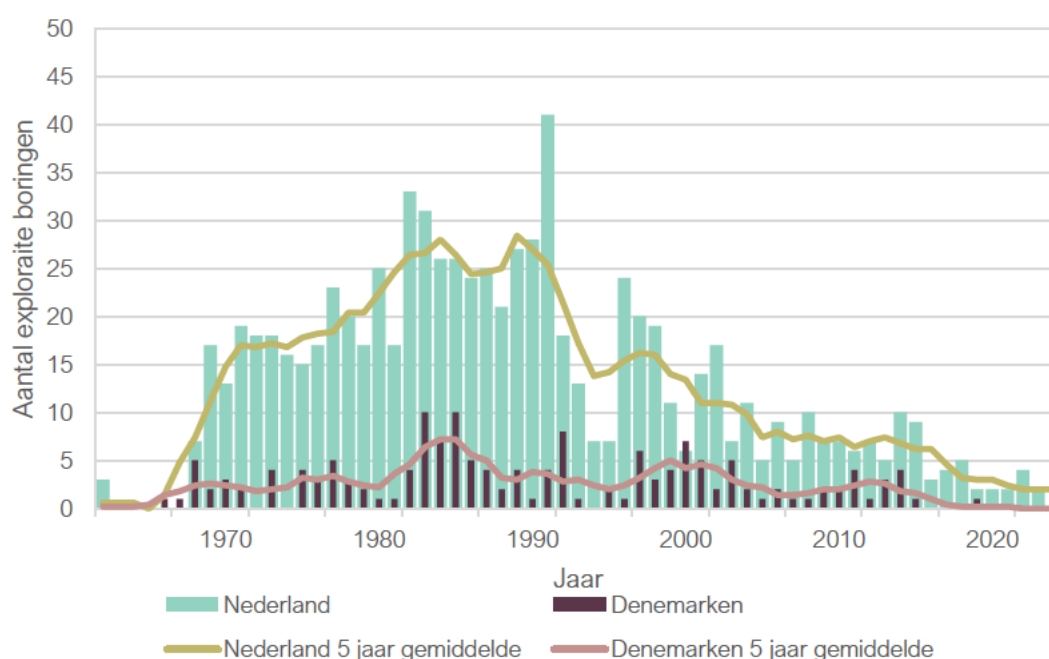
Utrecht, 14 februari 2025



W.W. van Driel
Deputy Research Manager AGE

Bijlage: De Deense situatie

De exploratieboringen van Denemarken zijn in dit rapport buiten beschouwing gelaten, omdat de Deense situatie te veel van de Nederlandse situatie verschilt. Niet alleen qua politiek en beleid, ook geologisch gezien is Denemarken niet goed vergelijkbaar met Nederland vanwege de verscheidenheid in de Deense geologische reservoirs. Figuur 11 toont een groot schaalverschil tussen het aantal gezette exploratieboringen in Nederland en Denemarken. Desalniettemin lijken de trends vergelijkbaar.



Figuur 11: Het aantal exploratieboringen per jaar (turquoise balken) op zee in Nederland en Denemarken (donkerpaarse balken) vanaf begin 1962. De doorgetrokken lijnen geven het gemiddelde aantal over 5 jaar voor de respectievelijke landen, welke te gebruiken zijn voor indicaties voor trends.

Shallow gas voert de boventoon, jaren '50

Net zoals in Nederland zijn in de jaren 50 alleen op land boringen gezet. In Denemarken richtte de exploratieboringen zich echter op ondiepe (20 meter) reservoirs (shallow gas) waaruit biogas is gewonnen. Een beperkt aantal diepe exploratieboringen leverden geen commerciële vondsten op.

Olievondst bevordert aantal exploratieboringen, jaren '50 t/m '70

Pas halverwege de jaren 60 begon de offshore exploratie in Denemarken. Nadat in 1966 olie in de Chalk play werd aangetoond steeg het aantal exploratieboringen sterk. Dit is terug te zien in de 5 jaren trendlijn; vanaf 1966 tot halverwege de jaren 80 stijgt het aantal exploratieboringen. In 1972 werd het vergunningenbeleid gewijzigd, vanaf 1972 moet binnen de termijn van de afgegeven vergunningen ook daadwerkelijke productie van koolwaterstoffen plaatsvinden. Dit leidde ertoe dat de exploratieboringen werden gericht op het vinden van commerciële volumes koolwaterstoffen die zo snel mogelijk geproduceerd

konden worden. In de jaren 70 werd vanuit de Deense overheid ook een onshore exploratieprogramma opgezet, wat tot meerdere exploratieboringen heeft geleid.

Een nieuw vergunningensysteem, jaren '80 t/m '10

In het begin was geheel Denemarken afgegeven als 1 vergunning voor de exploratie en productie van koolwaterstoffen. In de loop van de tijd werden er veel splitsingen in de vergunning doorgevoerd wat leidde tot fragmentatie en uiteindelijk open gebieden. Pas in 1983 werd een eerste vergunningsronde gestart voor de open gebieden, welke in 1986 werden afgegeven. Uit Figuur 5 is niet op te maken dat dit daadwerkelijk tot veel nieuwe exploratieboringen heeft geleid. Eind jaren 90 werd een nieuwe play (specifiek type reservoir) ontdekt. Dit leidde tot een stijging van het aantal exploratieboringen rond 2000. Daarnaast toont figuur 5 'een golfbeweging' in het aantal exploratieboringen rond 2000 en 2012, die het gevolg is van de timing van nieuwe licentierondes. In 2015 is op land een proefboring naar schaliegas gezet, waarbij geen commerciële volumes werden aangetoond.

Geen nieuwe vergunningen meer

In 2020 is een politiek besluit genomen dat er vanuit de Deense overheid geen nieuwe licentierondes meer worden afgegeven. Er worden dus geen nieuwe vergunningsrondes uitgeschreven, maar binnen bestaande vergunningen kan nog steeds exploratie en productie plaatsvinden. Wel kunnen uitvoerders nog zelf in open gebieden exploratievergunningen aanvragen in een door de Deense overheid vooraf geselecteerd gebied in de offshore. Er is sinds 2020 éénmaal een aanvraag ingediend, maar door de maatschappij weer ingetrokken. Vanaf 2019 zijn er geen nieuwe exploratieboringen gezet in Denemarken.