



tki nieuw gas
topsector energie



Innovatieanalyse Geo-energie

door Jilles van den Beukel
(Jilles van den Beukel Energy Consulting)

18 september 2023

Samenvatting

Deze innovatieanalyse betreft de Topsector Energie-projecten en RVO-subsidieprojecten voor het thema Geo-energie (tot 2017 bekend onder de naam Upstream Gas). Het gaat om 86 projecten, uitgevoerd sinds 2012. Het totale bedrag aan subsidie bedraagt ongeveer 14 miljoen euro.

Voor deze analyse zijn de projecten opgedeeld in blokken:

Blok 1: Regionale analyse (exploratie)

Blok 2: Tough gas

Blok 3: Optimising production and increasing recovery factors

Blok 4: Decommissioning and abandonment

Blok 5: Geothermie

Blok 6: Opslag

De projecten tot 2017 sloten vooral aan bij de oude, fossiele, gaswereld omdat dat onderwerp sinds 2011/12 onderdeel uitmaakte van het portfolio van de Topsector Energie. Highlights bij deze oudere projecten zijn de regionale tectonostratigrafische studies uit [blok 1](#) en de projecten gericht op het voorkomen van een blokkade door water of de neerslag van zout, in putten aan het eind van de levensduur van gasvelden, in [blok 3](#).

De kern van [blok 1](#) zijn de regionale tectonostratigrafische offshore-projecten die door TNO zijn uitgevoerd, gericht op een lange termijn beter begrip van de Nederlandse ondergrond. Voor regionale exploratie zijn dit soort projecten een goed startpunt en ze worden ook als zodanig door gasproducenten gebruikt. De consistente werkwijze en de relatief constante groep van TNO-medewerkers bij deze projecten, droegen bij aan het succes. Deze projecten worden binnen de industrie zeer gewaardeerd; dat veel van de resultaten nu beter toegankelijk zijn op het Geode-platform wordt ook beoordeeld als zeer waardevol.

De andere highlight voor de oudere projecten zijn de projecten in [blok 3](#) die zich richtten op het voorkomen van een blokkade door water ("liquid loading") of de neerslag van zout, in putten aan het eind van de levensduur van gasvelden. Aangezien veel gasputten in Nederland in de laatste fase van productie zitten, is dit voor gasproducenten een zeer relevant onderwerp. De resultaten van deze projecten worden door de deelnemende bedrijven gezien als excellent value for money.

De lowlight voor de oudere projecten zijn de universitaire projecten uit [blok 2](#) (tough gas; gas in slecht reservoir). De betekenis van deze projecten voor bedrijven en samenleving is beperkt gebleven. Universiteiten missen voor technieken als seismische interpretatie of basin modelling de kritische massa aan activiteit om dit zo goed en efficiënt als TNO te kunnen doen. Bedrijven stonden op grotere afstand van deze projecten; iets waarvan zij zelf ook aangeven geleerd te hebben om meer tijd te investeren in projecten en de vinger beter aan de pols te houden. Ook kan men zich afvragen of de verminderde maatschappelijke acceptatie van een techniek als fracking,

vaak essentieel voor het winnen van tough gas, niet eerder opgepikt had moeten worden.

Projecten na 2017, primair gericht op het nieuwe energiesysteem, hebben binnen de topsector (nog) niet het niveau van activiteiten bereikt van de oudere projecten tot 2017. De ondergrond (geothermie, energieopslag) is ook belangrijk voor het nieuwe energiesysteem maar neemt toch een minder centrale rol in. Voor geothermie en energieopslag zijn er nu ook meer mogelijkheden voor innovatie via de MMIP's (Meerjarige Missiegedreven Innovatie Programma's) met bijbehorende MOOI-subsidieregeling en het nationaal groeifonds.

Er is hier meer noodzaak voor grotere projecten, die meer basale issues aanpakken zoals bijvoorbeeld het EBN SCAN project om meer data en kennis te vergaren over gebieden in de Nederlandse ondergrond die door de gasindustrie slechts beperkt onderzocht zijn, of de Europese Geothermica projecten die zich focussen op een beter ontwerp, completering en opereren van geothermieputten.

De tien projecten in [blok 4](#) (Decommissioning and abandonment) betreffen in wezen een enkel project waar bij de abandonnering van een put geen gebruik gemaakt wordt van cement maar van een ductiel materiaal zoals bentoniet. Met een dergelijke stroom aan projecten valt ook binnen de topsector een groter en meer fundamenteel probleem aan te pakken. Kostenbesparingen voor het abandonneren van putten zijn van groot belang; zowel voor gasputten (op de kortere termijn) als voor geothermieputten (op de langere termijn). De totale abandonneringskosten van putten in Nederland zullen vele miljarden euro bedragen. Naast de kostenvermindering is ook een betere afsluiting van putten van groot belang; methaanemissies door geabandonneerde putten geven een relatief onzekere, en waarschijnlijk onderschatte, bijdrage aan opwarming en klimaatverandering. Dit blok van projecten wordt binnen de industrie als veelbelovend en potentieel zeer waardevol gezien.

Sommige projecten in [blok 5](#) (geothermie) zijn niet of slechts gedeeltelijk uitgevoerd, door een gebrek aan maatschappelijke acceptatie (LEAN project), geïnduceerde seismiciteit of technische problemen bij nieuwe boortechnieken. Geothermie-projecten zijn echter van groot maatschappelijk belang, gezien de grote uitdaging de warmtetransitie van de grond te krijgen. Het initiatief om te komen tot een meerjarig programma voor geothermie-innovatie, volgend op de aanbeveling daartoe in de in juni 2021 gepubliceerde innovatieanalyse van Geothermie Nederland en EBN, biedt hiertoe een goede aanzet.

Het over het dode punt heen krijgen van geothermie in Nederland is een dermate grote uitdaging dat het raadzaam lijkt zich te concentreren op het verbeteren van boortechnieken (inclusief bv het verwerken van testwater), manier van completeren (bv composiet) en opereren (bv corrosie, scaling, levensduur van ESP's) in gebieden met een goed en bekend reservoir. Het lijkt minder raadzaam zich niet te concentreren op technieken (radial jet drilling, hoge kosten closed loop geothermie) of gebieden/stratigrafie (hoge kosten en risico van geïnduceerde seismiciteit voor UDG en carbonaten) met een geringe kans van slagen.

Voor blok 6 is het nog te vroeg om een evaluatie te kunnen doen; het belangrijkste technische project (HyStoreReact) is nog niet voltooid.

Met uitzondering van de tough gas projecten hebben projecten in alle blokken, een enkele uitzondering daargelaten (en met de kanttekening dat het voor de opslagprojecten nog te vroeg is een analyse te kunnen maken), geleid tot vooruitgang en hogere TRL-niveaus. Vaak waren er ook follow-up projecten; soms ook in samenwerking met buitenlandse partijen voor het gehele Noordzee-gebied (projecten die dan niet meer door de topsector of RVO werden gesteund).

Goede en duidelijke projectplannen (en de kwaliteit hiervan is geleidelijk toegenomen), met duidelijke beslispunten, helpen. De industrie moet zich snel en makkelijk benaderbaar opstellen. Het helpt als een project bij de goede technische specialist belandt, dat werkt vaak beter dan een algemeen focal point binnen de organisatie.

De technische kwaliteit van vrijwel alle eindrapporten is zonder meer goed. Niet altijd was er echter een korte, goed leesbare en meer toegankelijke, samenvatting voor niet-specialisten beschikbaar. Dat verdient in de toekomst meer aandacht.

Inhoudsopgave

Samenvatting	2
1 Inleiding	6
1.1 Regionale Analyse (exploratie)	7
1.2 Tough gas	8
1.3 Optimising production and increasing recovery factors	8
1.4 Decommissioning and abandonment	9
1.5 Geothermie	9
1.6 Opslag	9
2 Regionale Analyse (exploratie)	10
3 Tough gas	19
4 Optimising production and increasing recovery factors	25
5 Decommissioning and abandonment	32
6 Geothermie	40
7 Opslag	48
8 Conclusies	50
Interviews	54
Bijlage 1 Excel project overview	55

1 Inleiding

Deze innovatieanalyse betreft 86 projecten die zich gericht hebben op de Nederlandse ondergrond of activiteiten in die ondergrond. Deze projecten zijn via de PPS-toeslag van het TKI Nieuw Gas (programmalijs Geo-energie; tot 2017 Upstream Gas) gefinancierd en ook rechtstreeks door RVO via de tenders die zij op dit terrein hebben uitgevoerd. Waar projecten rechtstreeks door RVO gesteund zijn staat dit vermeld (toevoeging RVO na de subsidie referentie). De projecten zijn uitgevoerd sinds 2012, sinds de start van het topsectoren beleid. Het totale bedrag aan subsidie bedraagt ongeveer 14 miljoen euro

Het doel van deze innovatieanalyse is om antwoorden te geven op de volgende vragen:

- Wat hebben de projecten opgeleverd?
- Waar hebben ze zich inhoudelijk op gericht?
- Waar stonden ze aan het begin (qua technologie, inhoud)?
- Waar stonden ze aan het eind van het project?
- Zijn die resultaten ook weer meegenomen in de markt, in nieuwe projecten?
- Wat betekenen alle resultaten tezamen voor TKI Nieuw Gas en het thema geo-energie?

Voor deze analyse zijn de projecten opgedeeld in vijf blokken (zie verderop in deze inleiding). De eerste vier blokken betreffen projecten die, in meer of mindere mate, vooral aansloten bij de oude, fossiele, gaswereld. Dat betekent niet dat deze projecten niet van betekenis kunnen zijn voor de nieuwe wereld waarin gewerkt wordt aan de opbouw van een nieuw, net zero carbon energiesysteem. Dat geldt met name voor regionale tectonostratigrafische analyses van de Nederlandse ondergrond, het opzetten van databases en nieuwe methodes voor het abandonneren van putten. Projecten voor deze eerste vier blokken werden vooral opgestart tussen 2012 en 2017. De achtergrond hiervan is dat TKI Nieuw Gas in 2011 is opgericht (als TKI Gas) met als uitgangspunt de belangrijke positie die Nederland als aardgasland vervulde en wenste te behouden. Tegelijkertijd werd gevraagd om de blik op de energietransitie te richten.

Hierna vond er een strategische heroriëntatie plaats, mede als gevolg van de voorbereiding van het klimaatakkoord dat de focus verlegde van 2020/2023 naar 2030/2050 met als einddoel een klimaatneutrale energiehuishouding. Daardoor veranderde de naam van het programma van Upstream Gas in Geo-energie en verschoof het zwaartepunt naar projecten gerelateerd aan een nieuw, zero carbon, energiesysteem. In de praktijk betekende dit vooral projecten op het gebied van geothermie en, tot nu toe in mindere mate, de opslag van energie. Om verschillende redenen hebben deze nieuwe projecten echter nog niet de vlucht genomen die de eerdere blokken namen. De recente projecten op het gebied van de opslag van waterstof bevinden zich nog in een te vroeg stadium zitten om in deze analyse te kunnen worden meegenomen.

Bij het fossiele energiesysteem speelt de winning van fossiele brandstoffen uit de ondergrond een essentiële rol. Bij het nieuwe energiesysteem staat de ondergrond veel minder centraal. De energieproductie uit zon, wind of kernenergie vindt bovengronds plaats en als er al een rol is voor de ondergrond is dat meer indirect, via mijnbouw om materialen te winnen die voor het elektriciteitsnet (bv koper), kernenergie (winning uranium) of accu's (bv kobalt) van belang zijn. Deze mijnbouw vindt echter niet in Nederland plaats. De rol van de diepe ondergrond is dan ook meer beperkt in het nieuwe energiesysteem: geothermie voor een gedeelte van de warmtevraag en ondergrondse grootschalige opslag van bv waterstof spelen hier de grootste rol. Daarnaast zal de ondergrondse opslag van warmte, CAES (compressed air energy storage) en de opslag van CO₂, in ieder geval tijdens de transitiefase, van belang zijn.

Wat echter ook een rol lijkt te spelen is dat de oudere projecten aansloten bij een ecosysteem van een beperkt aantal grotere bedrijven, gasproducenten, met ruime financiële mogelijkheden en technische kennis. Een aantal van deze bedrijven, minder dan 10 in totaal, is bij de overgrote meerderheid van de projecten die voor 2017 werden opgestart betrokken geweest. Met name de geothermiesector bestaat vooral uit een groot aantal kleinere bedrijven die soms niet de kritische massa hebben (qua kennis en financiën) om aan projecten deel te nemen. Als men zich hier moet verlaten op een gedeeltelijke funding door bedrijven, zoals bij de topsector de bedoeling is, zal dit het aantal projecten dat van de grond kan komen beperken.

Tenslotte kan worden opgemerkt dat er voor bepaalde onderwerpen nu een breder spectrum aan funding opties voor innovatie beschikbaar is gekomen (zoals de Europese Geothermica projecten en het NWO DeepNL programma). Ook dit heeft bijgedragen aan een afname van de door de topsector gesteunde projecten in de Nederlandse ondergrond.

De periode waarin deze projecten plaats vonden, sinds 2012, is er een van snelle veranderingen geweest, waarin de noodzaak tot een snelle afbouw van het fossiele energiesysteem en een snelle opbouw van een nieuw zero carbon energiesysteem steeds duidelijker naar voren kwam en een steeds breder gedragen acceptatie kreeg. Naast alle technische uitdagingen is er ook de uitdaging hoe hierop te reageren. Ook is de acceptatie van welhaast elke ondergrondse activiteit minder vanzelfsprekend geworden. Wellicht ingegeven door de problematiek rondom de gaswinning in Groningen worden ook activiteiten als geothermie in hoog permeabele zandsteen, zonder geïnduceerde bevingen, nu vaak in een ander licht gezien. Het alert zijn, en waar mogelijk proactief reageren op het veranderend speelveld, is geen makkelijke uitdaging.

Hierna wordt een korte schets gegeven van de thematische indeling van de projecten die in de analyse zijn meegenomen.

1.1 Regionale Analyse (exploratie)

In totaal bestrijkt dit onderwerp 18 projecten, gestart tussen 2012 en 2019, met een totale subsidie van ruim 3.8 miljoen euro.

Het betreft hier regionale studies, gericht op het opbouwen van een beter begrip van de Nederlandse ondergrond. Kern van dit blok zijn een aantal door TNO uitgevoerde, regionale, tectonostratigrafische analyses. De kennis die met deze studies werd opgedaan was vooral van belang voor de exploratie naar nieuwe velden in de Nederlandse offshore. Daarnaast is er een aantal studies waar regionale databases (bv druk, reservoirkwaliteit) zijn gemaakt.

1.2 Tough gas

In totaal gaat het over 25 projecten, gestart tussen 2012 en 2015, met een totale subsidie van ongeveer 2.4 miljoen euro.

Het betreft hier studies gericht op het produceren van gas uit slechte kwaliteit reservoirs. Deze projecten werden voornamelijk geïnitieerd in 2012 en waren een reflectie van de grote vlucht van schaliegas productie uit slechte reservoirs in de VS in de daaraan voorafgaande jaren.

Dit is het enige blok waarvan projecten vooral door universiteiten zijn uitgevoerd (Delft, Utrecht en Eindhoven). Kern van dit blok zijn vijf doorlopende universitaire projecten, opgezet in 2012 en met de aanvragen doorlopend tot in 2015. Hoewel het hier vanuit administratief oogpunt 20 projecten betrof waren het in wezen 5 doorlopende projecten (met subsidie toekenningen in 2012, 2013, 2014 en 2015). Hierbij stond soms een promotie project, en soms een postdoc project, centraal.

1.3 Optimising production and increasing recovery factors

In totaal betreft het hier 23 projecten, gestart tussen 2012 en 2019, met een totale subsidie van ongeveer 3.8 miljoen euro.

Dit blok bevat de projecten waarbij de productiefase centraal staat, veelal met het doel om de recovery factor van een put te laten toenemen. Sommige projecten zijn ook van belang zijn voor putten in opslagprojecten (waterstof, CCS, etc.). Vrijwel alle projecten in dit blok zijn uitgevoerd door TNO.

Vaak betreft het projecten op put basis met het doel ongewenste componenten als water ("liquid loading") en zout in de put te voorkomen of te verminderen. Dit speelt met name bij putten aan het eind van de levensduur van gasvelden, die nu in de Nederlandse offshore in steeds grotere getale voorkomen. Daarnaast zijn er producten opgeleverd die de analyse van productiedata betreffen, met als doel tot een betere productie strategie te komen, en projecten over de behandeling van met het gas mee geproduceerd water.

1.4 Decommissioning and abandonment

In totaal gaat het om 10 projecten, gestart tussen 2015 en 2021, met een totale subsidie van ongeveer 1.5 miljoen euro. Het laatste project loopt nog.

Het betreft hier in wezen een enkel lange termijn project om putten beter, en goedkoper, te abandonneren. Hierbij kan een aantal sub-projecten worden onderscheiden:

- het afsluiten van een put met bentoniet pluggen (waarbij bentoniet pellets worden ingebracht)
- het afsluiten van een put met natuurlijk, in de ondergrond reeds aanwezig, materiaal (zout of ductiele schalies)
- het goedkoop en effectief verwijderen van verbuizing en cement, om het afsluiten met ductiel, natuurlijk materiaal mogelijk te maken

1.5 Geothermie

In totaal bevat dit blok 7 projecten, gestart tussen 2017 en 2021, met een totale subsidie van ongeveer 1.5 miljoen euro (voor 9 afgeronde projecten). Een aantal projecten (LEAN in Utrecht, radial jetting in een put in Limburg), met een grote geplande bijdrage, is niet doorgegaan.

Deze projecten zijn vooral gericht op het ondergrondse gedeelte van een geothermieproject (betere plaatsing van de put, beter en goedkoper boren en completeren, beter opereren door tegengaan van corrosie en scaling).

1.6 Opslag

In totaal bevat dit blok 3 projecten, met een totale subsidie van ongeveer 0.9 miljoen euro. Na een eerste project, dat zich in het algemeen richtte op de rol van ondergrondse opslag in het toekomstige Nederlandse energiesysteem, is er een begin gemaakt met projecten die zich richten op de technische aspecten, met name van die van compressed air en waterstof opslag.

Voor alle blokken geldt: het nummer voor elk project verwijst naar de lijst van projecten aan het eind van het rapport. Waar projecten rechtstreeks door RVO gesteund zijn staat dit vermeld (toevoeging RVO na de subsidie referentie).

2 Regionale Analyse (exploratie)

Het betreft hier in totaal 18 projecten met een totaal subsidiebedrag van ongeveer 3.8 miljoen euro.

Het merendeel zijn regionale offshore studies die gericht zijn op een beter begrip van de Nederlandse ondergrond en daarmee, direct of indirect, leiden tot een beter begrip van de prospectiviteit voor gas. Deze projecten hebben vooral implicaties voor de exploratie naar nieuwe velden; minder voor de productie uit bestaande velden. Omdat de projecten zich uitsluitend op de offshore hebben gericht is het belang voor geothermie gering. Met de verandering van focus in 2017 van Upstream Gas naar Geo-Energie is het aantal in deze richting opgestarte projecten snel afgenomen. De CREST studie is naar verwachting de laatste op dit gebied.

In principe zouden dergelijke regionale studies ook voor geothermie, in de onshore, gedaan kunnen worden, daarbij gebruik makende van de recente SCAN seismiek en, op den duur, een groter aantal nieuwe geothermie putten met meer nadruk op data acquisitie.

De kern van dit blok zijn de acht grote, regionale offshore projecten die door TNO zijn gedaan: Northern Offshore, FOCUS, MAXIM, COMMA, STEM, MMU, HYPO-LIAS en CREST. Hiermee zijn de meeste van de prospectieve lagen in de Nederlandse ondergrond langs gekomen. De resultaten van deze projecten zijn goed toegankelijk; eindrapporten staan op de nlog site. Veel van de resultaten zijn verwerkt in de nieuwe EBN/TNO Geode atlas en data platform. Daarnaast zijn resultaten verwerkt in de verschillende VELMOD modellen; modellen die een steeds gedetailleerder snelheidsmodel geven voor de Nederlandse ondergrond.

Voor regionale en blok-specifieke exploratie zijn dit soort projecten een goed startpunt en ze worden ook als zodanig gebruikt. Het verschaft het tectonostratigrafisch framework waarop verdere, prospect-specifieke exploratie kan bouwen.

Partners verschillen van project tot project. De centrale partners waren TNO (verantwoordelijk voor coördinatie en een groot deel van het technisch werk) en EBN (een belangrijke aanvullende rol bij het contact met de industriële spelers en bij de opslag en verspreiding van resultaten). Een relatief constante pool van mensen binnen TNO heeft aan deze projecten gewerkt; met een consistente werkwijze.

Daaromheen waren er wisselende industrie partners. Vrijwel alle commerciële spelers in Nederland hebben een of meerdere keren geparticipeerd. Neptune en NAM hebben hier relatief minder vaak geparticipeerd maar hebben juist vaak een relatief grote rol gespeeld bij projecten op het gebied van productie en abandonnering. Ook kleinere bedrijven zoals Dana, Sterling en Taqa, hebben hier deelgenomen. Met name voor deze kleinere bedrijven, met een minder grote exploratie afdeling, hebben deze projecten een grote rol gespeeld.

Naast deze grotere regionale projecten waren er drie database projecten (drukverdeling, geochemische compositie van gas velden en reservoir eigenschappen) en twee projecten die zich richtten op specifieke technieken (reservoir karakterisatie met seismische methoden en de analyse van cuttings en seabed samples).

In het EBN/TNO Geode platform worden de resultaten van al deze studies meer toegankelijk gemaakt; waarmee de bruikbaarheid en toegankelijkheid van deze projecten zeer is vergroot. Het betreft hier ook resultaten, zoals grids, die in de initiële close out rapportage niet waren geïncorporeerd (voor de goede orde: het beschikbaar maken van grids hoorde ook niet bij de scope van deze projecten).

Kernprojecten

86. New petroleum systems in the Dutch northern offshore (TKIG01007, RVO)

Dit project, bekend als het Northern Offshore project, liep van 2013 tot 2015. Het focuste op de structureel/sedimentologische ontwikkeling van het Carboon (source rock bevattend) en het Rotliegend (reservoir bevattend) in de Noordelijke Nederlandse offshore (A, B, D, E en F blokken). De toen spelende herontdekking en ontwikkeling van het relatief grote Cygnus veld in de aangrenzende UK offshore leidde tot een hernieuwde interesse in het exploratiepotentieel in dit deel van de Nederlandse offshore.

Een nieuwe beschrijving van de tektonische en stratigrafische ontwikkeling van dit gebied leidde tot een beter begrip van de verspreiding van source rocks en reservoirs, en daarmee ook van het exploratiepotentieel. De mogelijkheid voor een Cygnus analoog werd hiermee bevestigd, hoewel de exploratie-risico's ook duidelijker werden. Resultaten werden goed gedocumenteerd in een uitgebreid [TNO eindrapport](#) uit 2015 (sinds 2017 openbaar en beschikbaar op nlog) en zijn verwerkt in de EBN/TNO Geode atlas.

Een Cygnus analoog is (tot nu toe) niet gevonden in dit gebied. Wel wordt, tot op de dag van vandaag, de [prospectiviteit in dit gebied verder geëvalueerd](#).

81. Integrated pressure information systems for on- and offshore Netherlands (TKIG01002, RVO)

Dit project, uitgevoerd in 2013 en 2014, had als doel de ontwikkeling van een pressure database voor zowel de onshore als de offshore. Het is daarmee een van de weinige projecten die zich ook op de onshore richtte (en daarmee van belang voor de uitsluitend in de onshore plaats vindende geothermie). Het bouwde voort op een bestaande database voor de offshore uit 2007 (700 putten) en voegde hieraan data voor ongeveer 450 putten toe.

Naast de database voor de putten (Excel, MS Access) is er een groot aantal kaarten gecreëerd en de mogelijkheid meer nauwkeurige voorspellingen te doen voor drukken tussen bestaande boorlocaties. Dit is van belang voor veilig boren, zowel in de gasindustrie als in de geothermie.

Er is een 2015 TNO closeout report dat op nlog beschikbaar is. De database is in 2020 online beschikbaar gemaakt en wordt up to date gehouden. De database is van groot belang voor elke partij die in de diepe ondergrond in Nederland boort en er wordt veelvuldig gebruik van gemaakt. Het belang van het project ligt in het verzamelen en makkelijk beschikbaar maken van een grote hoeveelheid, vaak moeilijk toegankelijke, data die kritisch is voor zowel exploratie als voor safe drilling operaties (samen met een door EBN gebouwde database van drilling hazards). Het is wel minder gefocust op directe innovatie en meer een enabler van innovatie.

76. Geochemical composition and origin of natural gas (TEG0213001, RVO)

Doel van het project was het ontwikkelen van een database van de geochemische samenstelling van gasvoorraden in Nederland (inclusief de niet-koolwaterstoffen als stikstof en CO₂) – en het begrip van de variaties in samenstelling te vergroten.

Van dit project is, in tegenstelling tot vrijwel alle andere door TNO voltooide projecten, geen openbaar closeout rapport. Wel is een gedeelte van de resultaten, maar niet de volledige database, uiteindelijk door TNO en EBN op het Geode Platform beschikbaar gemaakt.

A new lithostratigraphic framework for the Middle Jurassic – Lower Cretaceous

68. Focus (TKI2013-01-UG)

50. Comma (TEUG115003, RVO)

21. Maxim (TKITOET2017-10-UG)

68. Focus: Upper Jurassic and Lower Cretaceous Sandstones (TKI2013-01-UG)

Dit project werd uitgevoerd in 2013 en 2014. Het focuste met name op de gecompliceerde stratigrafische ontwikkeling van de Upper Jurassic en Lower Cretaceous in de Dutch Central Graben (inclusief de Terschelling Basin en Step Graben) en de naburige platform highs.

Voor het eerst werden de complexe zanden in dit gebied in een geïntegreerd tectonostratigrafisch framework geplaatst. Voor exploratie naar gas is dit de basis voor het identificeren van reservoir verdeling, reservoir kwaliteit en topseal potentieel. Resultaten werden gedocumenteerd in een uitgebreid TNO eindrapport uit 2015 (openbaar en beschikbaar op nlog) en zijn/worden verwerkt in de EBN/TNO GEODE atlas.

50. Comma: Upper Jurassic and Lower Cretaceous sands, Terschelling Basin (TEUG11503, RVO)

Dit project is een follow-up van het FOCUS project, gericht op de Terschelling Basin (en omliggende gebieden). Aan de stratigrafische analyse is een uitgebreide seismische kartering toegevoegd. Er is een TNO eindrapport uit 2016 dat op nlog beschikbaar is.

21. Maxim: Tectonostratigraphy of the Dutch Central Graben during the Late Jurassic (TKITOET2017-10-UG)

Ook dit project is een follow-up van het FOCUS project; gericht op ongeveer hetzelfde gebied en stratigrafische interval. In vergelijking met FOCUS is er een meer

gedetailleerde analyse en een grotere focus op reservoir parameters en de interplay tussen extensie, salt tectonics en sedimentatie. Er is een 2019 TNO eindrapport (TNO 2019 R11365) dat binnenkort gepubliceerd zal worden.

Deze drie projecten (Focus, Comma, Maxim) tezamen vormen de basis van het Jurassic play gedeelte van de EBN/TNO GEODE atlas. Zij maken deel uit van een lange termijn inspanning op het gebied van de Jurassic en Lower Cretaceous; eerdere projecten (niet deel uitmakend van de programmalijn) waren een Panterra Jurassic project en het TNO Justrat project; een later project is de cross-border uitbreiding naar de offshore UK, Denemarken en Noorwegen in het JREX project.

63. Conceptual diagenetic models for cementation in the Rotliegend sandstones (TEG0114003, RVO)

Doel van dit project was het creëren van een 3D model van de reservoir kwaliteit in het Rotliegend. Dit project was gefocust op het verkrijgen van een beter begrip van de groei van mineralen die poriën blokkeren (cementatie) en daarmee de permeabiliteit van gesteentes verlagen, en het vervolgens modelleren van deze processen en de implicaties voor porositeit en permeabiliteit.

Centraal stond hierbij een petrografische database en het modelleren van cementatie op basis van onder andere diepte, druk en temperatuurgeschiedenis. De resultaten zijn gedocumenteerd in een 2017 TNO rapport. Deze database staat op nlog en de resultaten zijn/worden in Geode geïncorporeerd.

52. Hypo-Lias: Hydrocarbon potential of the Lias (TKITOET2014-01-UG)

Dit project geeft een overzicht van de sedimentatieprocessen in, en sedimenten van, de Early Jurassic. Het verschaft een beter begrip van de verdeling van source rocks over dit interval in het Noordzee gebied (niet alleen in de Nederlandse offshore maar ook in het VK, Denemarken en Noorwegen). Hierbij is zowel gebruik gemaakt van outcrop studies (met name in Engeland) als de analyse van boorkernen. Resultaten zijn gedocumenteerd op nlog in een 2017 TNO rapport en geïncorporeerd in Geode.

Een follow-up studie (niet deel uitmakend van de programmalijn) werd gefinancierd door de UK Oil and Gas Authority (OGA) en behelsde een vergelijkbare studie voor het East Shetland Platform gebied en de Western Approaches. De internationale follow-up studies voor projecten als Hypo-Lias en Maxim zijn indicatief voor de kwaliteit van dit werk.

41. MMU: Stratigraphic and structural development of strata near the Mid-Miocene unconformity (TKITOET2015-02-UG)

Doel van het project was de structurele en stratigrafische ontwikkeling van sedimenten uit het Mioceen te beschrijven en daarmee de verdeling van reservoir zanden beter te kunnen voorspellen. Deze sequentie heeft in het verleden weinig aandacht gekregen. Volgend op de Little John ontdekking in Denemarken is er een hernieuwde interesse in deze ondiepe plays in de Nederlandse offshore. Een 2017 closeout report (2020 uit) is op nlog beschikbaar. In Geode is de kennis van de Tertiaire play gedocumenteerd.

40. STEM: Salt Tectonics Early Movement, Triassic salt tectonics (TKITOET2015-01-UG)

Doel van dit project was een beter begrip van de structurele ontwikkeling van de Nederlandse offshore in het Trias en de Jura; met een nadruk op vroege salt tectonics en de impact hiervan op de stratigrafie en petroleum systemen. Met dit project werden moderne concepten voor salt tectonics uit het buitenland in Nederland geïntroduceerd. Een 2017 [closeout rapport](#) is op nlog beschikbaar

37. CREST: Chalk structural and depositional evolution (TKITOETKI2019-03-GE)

Deze studie betreft de structurele en sedimentologische evolutie van de Chalk in de Nederlandse offshore. Een uitgebreid closeout rapport (TNO 2021 R12419) is gepubliceerd. Er zijn hier nieuwe, betere, afspraken gemaakt om snel tot een zo volledig mogelijke publicatie van de resultaten te komen.

Dit zal mogelijk het laatste van de door topsector energie gesteunde regionale projecten zijn die door TNO zijn uitgevoerd.

Andere projecten

Het betreft hier een aantal niet door TNO uitgevoerde regionale projecten, twee projecten gefocust op specifieke technieken en een project over fluviatiele reservoir zanden.

62. Chalk potentieel in de D-, E- en F-kwadranten (TEG0114001, RVO)

Deliverables van dit project waren een reprocessed 2D-seismische dataset en een regionale geologische exploratiestudie. Dit kon voor gasproducenten het startpunt zijn voor verdere exploratiestudies zonder in een vroeg stadium dure 3D seismiek te moeten aanschaffen.

Dit is een one-off project door APG (Amsterdam Petroleum Geoscience BV), terwijl vrijwel alle andere vergelijkbare projecten door TNO gedaan zijn. Daarmee is het een buitenbeentje en staat het, alleen daardoor, op een zekere achterstand (let wel: dit zegt niets over de uiteindelijke technische kwaliteit van het werk). Het is het enige project zonder industrie partners.

Regionale UU Basin Analysis projecten

49. RIFA: Rise and Fall, the role of thermal uplift in the formation of the Jurassic basins in the Dutch subsurface (TKITOETKI2018-05-GE)

48. TECMOD 2, Tectonic modelling 2, The Dutch Central Graben and its margins (TKITOETKI2018-04-GE)

Het TECMOD 2 project is de opvolger van een TECMOD 1 project (Tectonic models for shale gas basins, TKI2013-04) dat in de sectie voor tough gas wordt behandeld. RIFA is een separaat, vergelijkbaar, project.

Vergeleken met de TNO projecten zijn dit veel academischer projecten die geen of een slechts zeer beperkte betekenis hadden voor de kennis van de ondergrond die voor energie (hetzij fossiel, hetzij geothermie of opslag) van belang is omdat hierbij

bijvoorbeeld methodiekontwikkeling voorop stond i.p.v. inzicht in de ondergrond. Naast de officiële eindrapportage zijn er een aantal artikelen en een Powerpoint presentatie beschikbaar.

38. Seismic reservoir characterisation (Direc / Delft Inversion in samenwerking met TUDelft, TEUG116268, RVO),

35. DNA2Explore (Biodentify in samenwerking met TNO, TKITOETKI2018-10-GE).

Dit zijn twee projecten gericht op specifieke, nieuwe en innovatieve technieken.

TEUG116268: TU Delft en Delft Inversion (Direc) ontwikkelden een innovatieve methode voor het onttrekken van informatie aan seismische data (inversie). Hierbij werden reprocessing technieken doorontwikkeld en gecombineerd tot één, direct in de praktijk toe te passen tool.

TKITOETKI2018-10-GE: Biodentify ontwikkelde een methode om meer informatie te krijgen over de prospectiviteit van een bepaald gebied uit de Machine Learning analyse van DNA materiaal in seabed samples (en het hiermee aantonen van microseepages). Dit project focust op het verfijnen van deze methode door een grotere training set te gebruiken die ook cuttings uit kernen bevat. Naast de officiële rapportage is er een powerpoint presentatie van de 2019 EBN exploratiedag beschikbaar.

Dit soort technieken kan heel interessant zijn; beide gebieden staan ook zeker in de internationale olie en gas service industrie in de aandacht. De stellige indruk bestaat echter dat partijen elders in de wereld, zoals de VS, op dit terrein een sterke positie hebben opgebouwd (dus liever inkopen dan zelf ontwikkelen), zeker gezien tegen de achtergrond dat in Nederland de kritische massa aan kennis en activiteit op dit soort fossiele terreinen afneemt en exploratie nog slechts een zeer beperkte toekomst heeft. EBN heeft, na uitvoering van twee kritische externe evaluatiestudies, aangegeven niet geïnteresseerd te zijn in verdere follow up van dit project.

94. High-resolution geological characteristics of fine-grained sedimentary rock (TKIG01024, RVO)

Dit is een relatief klein onderzoek naar de geometrie van zandlagen in overstromingsvlaktes (flood plains). Deze geometrische parameters kunnen dienen als input van 3D reservoir modellen voor gasvelden.

Er is een beknopt closeout rapport. Follow-up van dit project was een 3 jarig project (gesteund door EBN en Gaz de France) dat uitmondde in een PhD thesis. Dit project maakt deel uit van een langer durende onderzoekstroom in de Applied Sedimentary Geology group van de TUDelft (zie ook TKITOETKI2018-03-GE)

22. Fresco: Fluvial reservoir connectivity (TKITOETKI2018-03-GE)

Het betreft hier een PhD thesis project bij de Applied Sedimentary Geology group van de TUDelft. Dit project is eind 2022 afgerond. Continuïteit van in dit geval fluviaatiele reservoir gesteentes kan zowel voor de gaswinning als voor geothermie en opslag van belang zijn.

Een van de deliverables is een geoptimaliseerde workflow (TRL 4) voor de beschrijving en modellering van fluviaatiele reservoirs. Het project maakt deel uit van een lange termijn samenwerking tussen deze vakgroep van de TUDelft op dit gebied met Wintershall en Equinor; iets dat de uitwisseling van kennis bevordert.

Algemene evaluatie (1. Regionale analyse)

In het buitenland wordt de verspreiding van kennis van de Nederlandse ondergrond en de toegankelijkheid (zowel van door de overheid gesteunde projecten van TNO als de door de industrie verworven kennis), gezien als exemplarisch. Binnen de industrie wordt het algemeen gezien als een voordeel voor gasproducenten in Nederland op het gebied van energie uit, of opslag in, de ondergrond (fossiel of duurzaam). Duitsland wordt hier vaak als voorbeeld aangehaald hoe het niet moet, met slecht toegankelijke informatie op deelstaat niveau, waarbij veel informatie nooit vanuit een vorige operator wordt overgedragen.

Daarbij hebben de regionale basin analysis projecten, gesteund door de topsector energie, een grote rol gespeeld. Centraal hierbij staat de serie door TNO uitgevoerde projecten. TKI steun is hierbij van groot belang geweest om deze serie van projecten van de grond te krijgen. Een relatief constante pool van mensen binnen TNO hebben aan deze projecten meegewerkt; met een consistente werkwijze. TNO heeft bijvoorbeeld iemand in dienst die al langere tijd alle basin modellering doet.

Ervaringen van de oudere projecten zijn bij nieuwere projecten meegenomen. Eenzelfde team kan met vergelijkbare methoden aan verschillende stratigrafische lagen en gebieden werken. Verschillende partijen gaven aan dat de kwaliteit van deze projecten, door de jaren heen, geleidelijk aan verder verbeterde. Bedrijven gaven aan dat zij, gaandeweg deze projecten, zelf ook beter werden in het begeleiden (bv. door het blijven vragen om duidelijke doelstellingen en werkplannen) van de projecten.

Bij een onderwerp als exploratie, dat bij bedrijven als confidencieel gezien wordt, is het noodzakelijk om extra aandacht te besteden aan de uitwisseling van informatie met bedrijven. Soms bleek dit beter te gaan via single company meetings dan multiple company meetings. Field trips en core workshops waren ook van nut bij het op gang brengen van de uitwisseling van informatie. Gaandeweg groeide het vertrouwen dat TNO op verantwoorde wijze met confidencieële informatie omging. Er is, in deze zeer late fase van exploratie, ook een groeiend besef dat samenwerking tussen bedrijven waardevoller is dan stug vasthouden aan confidencieelheid en Alleingang.

Qua bedrijven was er voor veel projecten een meer beperkte groep van gangmakers. Voor sommige bedrijven was het financieringsproces te langdurig en rigide (en waren zij graag eerder begonnen). Operators gaven aan dat de uitwisseling van informatie tussen bedrijven uiteindelijk wel op gang kwam maar dat daarvoor misschien meer tijd nodig was. De invloed van een bepaald bedrijf op een studie was in belangrijke mate afhankelijk van de persoonlijke interesse, inzet en beschikbare tijd van diegene die een bedrijf vertegenwoordigde in een project.

Een relatief klein bedrijf als APG, met een enkel project, staat op achterstand ten opzichte van een grotere organisatie als TNO met een constante stroom aan projecten. Dat geldt ook voor de UU (universiteit Utrecht) waar een kleiner aantal onderzoekers uit de academische wereld minder ervaring in seismische interpretatie heeft dan TNO en EBN. Voor een grote commerciële contractor (bv Panterra) zou dat makkelijker moeten zijn.

Universiteiten zijn uiteindelijk vaak minder goed op de hoogte van wat er voor de industrie, qua exploratie, interessant is. Samenwerking met TNO werd door bedrijven als makkelijker ervaren. Universiteiten vereisen meer aandacht bij de begeleiding; tijd die er niet altijd is.

Het werk van met name kleine operators, en specifiek ook sommige discoveries die daaruit voortkwamen, heeft geleund op bepaalde TNO regionale studies. Hierbij werden met name het FOCUS project (en de opvolgers hiervan) genoemd.

Veel van de kennis die met deze studies verworven is, is niet of moeilijk te incorporeren in het officiële eindrapport (veelal TNO pdf's op A3 formaat). Dat geldt met name voor alle grids die zijn gecreëerd (horizons, materiaal eigenschappen als porositeit, etc.). Die zijn uiteindelijk wel geïncorporeerd in het nieuwe EBN Geode platform (met extra EBN budget, waarbij veel van het technische werk door TNO gedaan werd). Feedback van gasproducenten was dat dit zeer waardevol is. Deze grids zijn een belangrijk startpunt voor (met name kleinere) operators bij prospectivity evaluation. Het EBN Geode project is van essentieel belang geweest om de informatie uit de regionale TNO projecten beter te verspreiden.

De incorporatie van een groot aantal regionale topsector energie projecten in de Geode atlas maakt deel uit van de algemene EBN strategie om haar rol als kennisverzamelaar en -deler in de Nederlandse energiewereld vorm te geven. De projecten hebben in belangrijke mate bijgedragen aan het recente EBN Geode platform (TNO in een meer centrale rol in kennis genereren, EBN in een meer centrale rol voor kennis verzamelen en verspreiden).

De kwaliteit van de eindrapportage van de TNO rapporten is goed. Bij de overige projecten is dat meer wisselend. Het is aan te bevelen om naast een omvangrijk eindrapport een kort, leesbaar rapport voor niet-specialisten op te leveren. De presentaties bij de jaarlijkse EBN Dutch Exploration Days vervulden soms die rol.

Het is begrijpelijk dat met de in 2017 ingezette heroriëntatie op dit soort projecten, vooral van belang voor exploratie, nu vanuit de topsector energie niet meer hierop

wordt ingezet omdat de energietransitie het leidende thema is geworden. Toch is het waardevol om subsidiemiddelen te reserveren voor aanvullend werk, bijvoorbeeld gefinancierd uit andere middelen dan die van de topsector energie. Terwijl er geen scope meer is voor een serie regionale projecten zou een enkel project voor een specifiek stratigrafisch interval (zoals de Lower Rotliegend, volgend op de ONE-Dyas discoveries in de GEMS area bij Schiermonnikoog) voor Nederland zeer interessant kunnen zijn. In het beleid van het kabinet Rutte 4 werd het op peil houden van de Nederlandse gasproductie uit kleine velden zeer benadrukt. De gestegen energieprijzen en een nieuwe geopolitieke situatie die tot een scheiding op energiegebied tussen Europa en Rusland lijkt te leiden, geven daartoe ook aanleiding. Hier lijkt dan ook een goed aangrijpingspunt te liggen voor ondersteuning van dit soort projecten.

Ondertussen blijft de bij TNO door deze projecten opgedane kennis voorlopig redelijk op peil. Dit gebeurt door projecten met steun uit andere Noordzee landen ("5 Nations") uit te voeren of met projecten met een enkele business sponsor die niet door de topsector gesteund worden. Bijdragen aan het EBN Geode platform en projecten op het gebied van geothermie en CCS hielpen hier ook. Desondanks was het verlies van een significante geldstroom wel een uitdaging om op te vangen. Op de lange termijn is er het risico dat ook voor ons nieuwe energiesysteem waardevolle kennis op den duur vermindert of verloren gaat met het met pensioen gaan van een aantal belangrijke medewerkers. Dit temeer daar de groep van commerciële spelers, en hun kritische massa aan aardwetenschappers, ook steeds kleiner wordt.

3 Tough gas

“Het gaat niet alleen om de technology push maar ook om de market and society pull” (Hekkert, 2016).

In dit blok, tough gas, werden 25 projecten gesteund met een totale subsidie van ongeveer 2.4 miljoen euro. Dit blok richtte zich op het produceren van gas uit reservoir van slechte kwaliteit. Terwijl sommige van de projecten ook implicaties hadden voor conventionele gasproductie, met name voor productie uit tight sands, kwam dit in de praktijk vooral neer op schaliegas.

De eerste projecten werden opgezet in 2012, met als achtergrond de grote vlucht van schaliegas in de VS en de publiciteit rondom potentieel hoge schaliegasvolumes na een 2009 persbericht van EBN. Tussen 2012 en 2015 ging het licht voor schaliegas in Nederland geleidelijk aan van oranje op rood. Na 2015, toen duidelijk werd dat schaliegas in Nederland geen toekomst had, werden er dan ook geen nieuwe projecten meer opgezet. Sommige projecten liepen door tot 2017.

Kern van dit blok zijn de **vijf university cluster projecten**, opgezet in 2012 en met de aanvragen doorlopend tot in 2015. Hoewel het hier vanuit administratief oogpunt 20 projecten betrof waren het eigenlijk 5 doorlopende projecten (met subsidie toekenningen in 2012, 2013, 2014 en 2015). Hierbij stond soms een promotie project centraal.

Een overzicht kan worden gevonden op de gezamenlijke website van deze projecten. De rationale van het gezamenlijke project was dat begrip van gasproductie in laag permeabel reservoir een multidisciplinaire benadering vereist (numeriek modelleren, lab experimenten, beschrijvingen van outcrops, etc.) op verschillende schalen (variërend van microschaal tot regionaal). Voor deze productie is zowel de flow door de matrix als de flow door fractures (natuurlijk, of gecreëerd door fracking) van belang.

Het betrof hierbij de volgende 5 projecten:

- Numeriek modelleren van fractures (1.5), TUE
- Matrix to fracture productivity in Whitby en Posidonia shales (1.4), UU
- 3D Fracture Network Formation in tough gas reservoirs (1.3), TUD
- Multi-scale modelling of fractures and stresses: from basin to well (1.2), TUD
- Tectonic models of NL sedimentary basin (1.1), UU

Naast EBN zijn deze projecten allen gesteund door Engie (nu Neptune), Total en Wintershall (en cluster 1.2 ook door BakerHughes).

Naast deze universitaire projecten is er een beperkt aantal door TNO gecoördineerde projecten. De belangrijkste hiervan focuste op het vinden van sweet spots voor schaliegas productie. Ook in de VS vindt verreweg de meeste productie plaats in een beperkt aantal sweetspots. Het identificeren van dergelijke sweetspots is essentieel om financieel rendabele productie op gang te brengen.

Projecten

Numerical fracture modelling: initiation and growth (university cluster 1.5, TUE)
95, Fractures numerical modelling (TKIG01025, 2012, RVO)
74, 3FP Fractures numerical modelling (TKI-T2013-08-UG, 2013)
60, Fracture initiation (TKI-T2014-11-UG, 2014)
58, Fracture initiation (TKI-T2015-08-UG, 2015)

Het doel van dit project was een numeriek model (in eerste instantie een 2D model, in een latere fase 3D) te ontwikkelen voor het simuleren van fracking met een X-FEM (Extended Finite Element Method) methode. De druk in de matrix wordt hier separaat van de druk in de geïnduceerde fracture gemodelleerd.

Het onderzoek is uitgevoerd bij de vakgroep Mechanical Engineering aan de Technische Universiteit Eindhoven. Centraal hierbij stond hier het promotie onderzoek van Ernst Remij, onder leiding van professor David Smeulders, uitmondend in een cum laude promotie. Een overzicht van artikelen gerelateerd aan dit onderzoek staat op de gezamenlijke website van de University Cluster projecten.

Dit werk is later in deze vakgroep voortgezet, soms deel uitmakend van het Carfrac project en soms zonder steun van de topsector.

Matrix to fracture productivity in Whitby en Posidonia shales (university cluster 1.4), UU
88, TKIG01017, RVO (2012)
73. TKITOEU2013-07 (2013)
57. TKITOET2014-10-UG (2014)
45. TKITOET2015-07-UG (2015)

Dit project richtte zich op verbetering van schaliegasproductie door een beter begrip van, en bevordering van, de verbinding tussen matrix-poriën en breuken. De focus lag daarbij op de organic-rich Posidonia Shale in Nederland en de hieraan analoge Whitby Shale in het VK (met een betere beschikbaarheid van samples).

Het onderzoek is uitgevoerd bij de vakgroep Mechanical Engineering aan de universiteit Utrecht.

Een centrale rol bij het onderzoek was er voor onderzoeker/postdoc Maartje Houben en professor Chris Spiers. Follow-up kwam er in de vorm van een 2016 NWO Veni project

Een overzicht van artikelen gerelateerd aan dit onderzoek staat op de gezamenlijke website van de University Cluster projecten.

3D Fracture Network Formation in tough gas reservoirs (university cluster 1.3), TUD
91. TKIG01020, RVO (2012)
72. TKI2013-06 (2013)
56. TKITOET2014-09-UG (2014)
44. TKITOET2015-06-UG (2015)

Het doel van deze studie is de ontwikkeling van kennis omtrent de groei van scheuren in drie dimensies en de connectiviteit van deze scheuren in tough gas gesteente. Met behulp van gesteente mechanische experimenten worden onder verschillende omstandigheden van bv. effectieve druk, temperatuur, stress etc. verschillende soorten tough gas gesteentes (klei maar bv. ook carbonaten) vervormd. De gevormde breukpatronen worden daarna in detail in drie dimensies gekarakteriseerd. Voor dit project is er veel samengewerkt met de cluster 1.4 projects, waar de focus ook op de Posidonia en Whitby shales lag

Dit onderzoek is uitgevoerd bij de Technische Universiteit Delft. Initieel lieten de regels van de TUDelft niet toe dat er voor een project met een jaar funding een promotieplaats werd gecreëerd. Uiteindelijk is dit na het eerste jaar wel gebeurd. Een centrale rol bij het onderzoek was er voor Lisanne Douma (uitmondend in een [promotie](#) nadat er voor vervolgonderzoek andere funding was) en Dr. Auke Barnhoorn. Een [overzicht van artikelen](#) gerelateerd aan dit onderzoek staat op de gezamenlijke website van de University Cluster projecten.

1.2 Multi-scale modelling of fractures and stresses: from basin to well (TUD)

90. TKIG01019, RVO (2012)

71. TKI2013-05 (2013)

55. TKITOET2014-08-UG (2014)

43. TKITOET2015-05-UG (2015)

Doel van het project was om fracture networks te beschrijven, en te voorspellen, in tough gas reservoir. Naast de Posidonia Shale (en de analoge Whitby Shale) is hier ook aandacht besteed aan tight sands.

In de studie zijn outcrop studies gebruikt, mechanische modelleer studies en stochastische simulaties om de relaties tussen grootschalige tektoniek en de geometrie van kleinschalige deformatie structuren beter te begrijpen. Dit geeft de theoretische mogelijkheid om de distributie, topologie, oriëntatie en connectiviteit van een netwerk te voorspellen aan de hand van mechanische eigenschappen, regionale stressvelden en grootschalige structuren.

Het onderzoek is uitgevoerd bij de Technische Universiteit Delft. Een [overzicht van artikelen](#) gerelateerd aan dit onderzoek staat op de gezamenlijke website van de University Cluster projecten.

1.1 Tectonic model of NL sedimentary basin (UU)

89. Tough gas 4D geomodel (TKIG01018, RVO, 2012)

70. Tectonic models for natural stress, exhumation and temperature in shale gas basins (TKI2013-04, 2013)

54. Tectonic models for natural stress (TKITOET2014-07-UG, 2014)

59. Tectonic models for natural stress (TKITOET2015-04-UG , 2015)

Het betreft hier regionaal onderzoek naar de evolutie van sedimentaire bekkens in Nederland met basin modelling technieken. Temperatuur en stress voor de gehele

lithosfeer worden gemodelleerd. Een kort overzicht gerelateerd aan dit onderzoek staat op de gezamenlijke website van de University Cluster projecten. Er is een beperkt aantal artikelen en geen allesomvattend closeout rapport.

Dit onderzoek past in de langlopende universitaire research van deze onderzoeksgroep aan de Universiteit Utrecht. Het is opgevolgd door twee projecten die in sectie 1 (regionale analyse) zijn behandeld (TKITOETKI2018-04-GE en TKITOETKI2018-05-GE). Deze projecten mogen significante academische waarde hebben; de betekenis en implicaties voor tough gas productie zijn uitermate klein (kleiner dan bij de andere universitaire projecten).

Naast de vijf grote universitaire projecten (formeel 20 projecten) is er een aantal TNO projecten op het gebied van tough gas.

Het grootste project (formeel 2 projecten) betreft de identificatie van sweetspots (gebieden met het beste potentieel voor schaliegasproductie) in Nederland:

87. Sweet spot identificatie (TKIG01008, RVO, 2012).

75. Sweet spot identificatie, fase 2 (TKITOEUpstream-TKI2013-11, 2013).

Voor beide projecten gaat het om het ontwikkelen van methoden om de beste schaliegasgebieden en intervallen in Nederland te identificeren. In tegenstelling tot bijvoorbeeld de VS is er voor het meest prospectieve interval (de Posidonia schalie) slechts relatief beperkte informatie uit putten. Het alternatief, het boren van een grote hoeveelheid putten, is niet haalbaar.

Hierbij wordt ook gebruik gemaakt van outcrop studies voor het beste analoog voor de Posidonia, de Whitby shale in Engeland. Voor beide studies is er een uitgebreid rapport beschikbaar op nlog. Een adequate beschrijving van de Posidonia is weliswaar mogelijk maar de relatief geringe dikte maakt de commerciële ontwikkeling uitdagend (ten opzichte van de beste schaliegasintervallen in de VS en/of Argentinië), zo niet onmogelijk.

Uit de tough gas projecten is een follow up project gekomen dat door de topsector gesteund is: CARBFRAC.

24. CARBFRAC. Fracturing flow and reactive transport in carbonate and chalks hydrocarbon and hydrothermal reservoirs. TKI2017.07.UG (ook: TKITOECARBFRAC2016)

Dit project, dat liep van 2017 tot 2021 richtte zich specifiek op tough gas in kalksteen reservoirs. Het is een multidisciplinaire studie, die outcrop studies, numerieke modellering en laboratorium experimenten combineert. Doel is een beter begrip van deze reservoirs, de geometrie van natuurlijke of gecreëerde fractures en de stroming van water (geothermie) of gas (gasproductie). Deze kennis kan gebruikt worden in zowel de exploratie als de productiefase. In dit project werken de Delft en de Eindhoven universiteiten samen; op beide universiteiten is er een PhD traject gesteund.

Achtergrond van dit project is de hernieuwde interesse voor velden in carbonaten in de Nederlandse offshore, iets waarbij met name Wintershall en Neptune (partners in dit project) betrokken zijn. Resultaten zijn goed toegankelijk en beschikbaar op de gezamenlijke [site voor tough gas projecten](#). Dit werk is van uitstekende kwaliteit, beide onderzoeksgroepen staan ook goed aangeschreven.

Tevens zijn er twee relatief kleine projecten:

84. Clay swelling due to hydraulic fracturing in Rotliegend tight gas fields fracturing (TKIG01005, RVO)

Het betreft hier onderzoek naar de invloed van het zwellen van klei, na fracking, op de productiviteit. Hierbij gaat het om fracking in tight Rotliegend zand en niet om fracking in de Posidonia. De focus lag hier op een literatuur studie. Gebaseerd op de bestaande literatuur is een beter begrip van fracking in tight Rotliegend sands, en een beter begrip waarom sommige fracking jobs niet of minder succesvol zijn, slechts beperkt mogelijk. Er is een uitgebreid, vertrouwelijk, eindrapport.

82. Sustainable treatment of flow back water from fracking operations (TKIG01003, RVO)

Het betreft hier onderzoek naar het verwerken van water dat gebruikt is bij fracking operaties. Voor verschillende opties zijn kosten en de efficiëntie om verontreinigingen te verwijderen, geëvalueerd. Er is een uitgebreid, vertrouwelijk, eindrapport.

Algemene evaluatie (2. Tough gas)

Vergeleken met andere blokken is de feedback van de industriële partners over de universitaire projecten dat de waarde van deze projecten voor hen beperkt was. De bedrijven stonden op relatief grote afstand van deze projecten (waarbij men ook aangaf hier van geleerd te hebben dat men meer proactief moet zijn bij de begeleiding).

De industriële partners gaven aan dat organisatie en governance van deze projecten voor verbetering vatbaar was. De bundeling van deze projecten in een allesomvattend 2f2s project (inclusief [website](#)) was wel een welkome ontwikkeling. In de universitaire wereld werd de samenwerking vanwege de wetenschappelijke focus anders ervaren en wordt de samenwerking tussen universiteiten omschreven als goed.

Van de grotere projecten is het TNO sweet spot project als redelijk succesvol ervaren door de industriële partners. Voor de goede orde: de kwaliteit van zowel het TUE als het TUD onderzoek werd als goed gekarakteriseerd. Van het tight gas project (**TKIG01005**) werd opgemerkt dat fracking in tight gas sands, in tegenstelling tot schaliegas steeds van belang is gebleven voor gasproducenten.

Waarom werd onderzoek naar tough gas gesteund? Aan de ene kant was er het grote potentieel van schaliegas (in ieder geval mogelijk grote volumes in de grond, en een vanuit technisch oogpunt potentieel hoge productie), zoals dat in [2009 door EBN werd geschetst](#). De grote vlucht die schaliegas in de VS begon te nemen speelde zeker ook

een rol. Nadat deze projecten werden goedgekeurd (de projecten werden geïnitieerd tussen 2012 en 2015; het werk uitgevoerd tussen 2012 en 2017) stond schaliegas echter steeds meer ter discussie.

In 2013, het jaar dat de regering opdracht gaf voor een structuurvisie schaliegas, waren er al gerede twijfels, zowel aan de technisch-commerciële kant (hoe aantrekkelijk kan de winning van schaliegas in Nederland ooit worden) als aan de maatschappelijke acceptatie kant. Een aantal grote commerciële spelers had op dat moment al weinig vertrouwen in de commerciële aantrekkelijkheid van schaliegas in Nederland, gezien de hoge kosten van fracking operaties buiten de VS en het beperkte geologische potentieel. Internationaal opererende bedrijven zagen, buiten de VS, alleen mogelijkheden in die gebieden met de voor schalieolie en -gas beste geologie in relatief licht-bewoonde gebieden; de Vaca Muerta play in Neuquen in Argentinië en de Bazanow in Rusland. Alleen een relatief kleine speler, Quadrilla, heeft in deze tijd voor schaliegas in Nederland een opsporings-licentie aangevraagd.

In juli 2015 werd door minister Kamp in een kamerbrief aangegeven dat schaliegas in Nederland, in ieder geval de daaropvolgende 5 jaar, geen toekomst had; dat er geen nieuwe vergunningen meer werden uitgegeven en dat bestaande vergunningen niet zouden worden verlengd. Effectief kwam er met deze kamerbrief een eind aan de vooruitzichten voor schaliegas in Nederland. Achteraf heeft de start in 2012 van een aantal 4 jaar durende projecten ongelukkig uitgepakt.

Voortzetting van deze universitaire projecten die door de topsector en door commerciële bedrijven werd gesteund bleef beperkt tot het CARBFRAC project (TKI2017-07-UG), specifiek gericht op de bijvoorbeeld voor Wintershall van groot belang zijnde productie uit carbonaten. De waarde voor geothermie lijkt beperkt.

“Het huidige energie-innovatiesysteem wordt gekenmerkt door een “supply push” gedachte aan de ene kant die niet is aangesloten op markt creatie aan de andere kant” zo schreef Marko Hekkert ooit voor de topsector Energie in een essay uit 2016. Dit lijkt toch wel in zekere mate van toepassing op het tough gas blok. De uitdaging is de juiste balans te vinden tussen wat er technisch mogelijk of interessant is en wat er maatschappelijk geaccepteerd wordt. De wijzer kan naar beide kanten te ver doorslaan.

4 Optimising production and increasing recovery factors

Het betreft hier in totaal 23 projecten, gestart tussen 2012 en 2019, met een totale bijdrage van ongeveer 3.8 miljoen euro.

Terwijl de andere blokken uit de Upstream Gas stroom veel samenhang laat zien tussen de projecten (blok 1: exploratie, blok 2: tough gas, blok 4: well abandonment) betreft blok 3 een veelheid aan projecten van verschillende aard. Grootste gemene deler is dat het projecten betreft waarbij de productiefase centraal staat, veelal met het doel om de recovery factor te laten toenemen.

Vaak betreft het projecten op put basis met het doel ongewenste componenten als water en zout in de productie tegen te gaan. Vrijwel alle projecten zijn uitgevoerd door TNO.

De projecten zijn onderverdeeld in een aantal sub blokken:

- Projecten om liquid loading tegen te gaan. Bij afnemende druk in oudere gasputten kan mee geproduceerd water of condensaat niet langer door de gasstroom worden meegevoerd. Deze vloeistoffen accumuleren onderin de gasput wat ervoor zorgt dat de gasstroom afneemt of zelfs helemaal stopt. De projecten op dit gebied verkregen ongeveer de helft van de totale subsidie bijdrage voor dit blok.
- Projecten die focussen op de neerslag van zout ("salt precipitation") in en rond putten. Net zoals liquid loading kan dit van groot belang zijn voor de productie van sommige putten.
- Projecten over de behandeling van mee geproduceerd water
- Analyse van productiedata en het daarmee optimaliseren en maximaliseren van productie.
- Twee projecten op het gebied van EGR (Enhanced Gas Recovery; technieken tot het verhogen van de recovery factor op schaal van een veld in plaats van een put)

Deze analyse focust met name op de eerste twee blokken.

Liquid loading projecten

92. TKIG01022, RVO Experimental Foam influence evaluation ("Foam I")

61. TKITOET2016-01-UG Fundamentals of foam flow in gas wells ("Foam II")

Beide projecten maakten deel uit van een langer durende samenwerking tussen TNO en meerdere gasproducenten op het gebied van het tegengaan van liquid loading (het ophopen van water in een gasput, veelal tegen het eind van de levensfase, die de gasproductie vermindert of stopt) met schuim. Bij deze projecten is er een mix van literatuuronderzoek, modellering en experimenten om te komen tot een betere selectie van schuimmiddelen ("foamers") om liquid loading tegen te gaan. Het betreft hier twee grotere projecten met een totale topsector bijdrage van 825.000 euro.

Het op basis van dit onderzoek ontwikkelde model (gekalibreerd aan experimenten en test resultaten) poogt liquid loading, en het foam effect, beter te voorspellen. Daarmee kan/kunnen:

- de selectie van schuimmiddelen beter aansluiten bij de resultaten in de praktijk;
- verschillende schuimmiddelen onderling beter vergeleken kunnen worden.

Feedback uit een aantal interviews is dat deze modellen en spreadsheets daadwerkelijk in de industrie gebruikt worden en dat men de projecten waarmee liquid loading met schuim wordt tegengegaan worden gezien als behorend tot de meest waardevolle projecten van de Topsector Energie. Aangezien veel gasputten in Nederland in de laatste fase van productie zitten, is dit een zeer relevant onderwerp. De productiewinst is groot als men de vloeistofaccumulatie kan voorkomen of uitstellen. Deze projecten zijn dan ook gesteund door een relatief groot aantal industriepartners.

Een gedeelte van de resultaten wordt beschreven in dit rapport. Er is tevens een uitgebreid confidencieel eindrapport voor Foam II. Deze twee projecten samen vormen de kern van de liquid loading projecten; de overige projecten zijn follow up projecten op deelgebieden.

83. TKIG01004, RVO. Voorkomen liquid loading door wellhead compression.

Een reductie van de wellhead pressure zorgt voor een lagere verlatingsdruk (abandonment pressure; druk waarbij de put door liquid loading niet meer rendabel opereert) en daarmee verlengt het de levensduur van een put en verhoogt het de uiteindelijke productie.

Compressie vindt nu veelal plaats op een centraal compressie platform. Dit project onderzoekt de aantrekkelijkheid (kosten, betrouwbaarheid) van verschillende opties mogelijke decentrale satelliet compressie oplossingen. Er is een confidencieel eindrapport met de aanbeveling dat meer werk nodig is om onzekerheden te verminderen.

77. TEG0213003, RVO. The use of coatings for deliquifying gas wells.

Dit project focuste op het evalueren en testen van coatings om verdrinking van een put ("liquid loading") tegen te gaan. Verschillende coatings zijn hierbij getest. Dit project bouwt voort op een eerder samenwerkingsverband van Shell en TNO (en maakt gebruik van een Shell patent). Een uitgebreid eindrapport is publiek beschikbaar.

65. TEG0114005, RVO. Unstable flow in liquid loading gas wells.

Doel van dit project is een beter begrip te verkrijgen, zowel door experimenten als door numerieke modellering, van het complexe stromingsgedrag van een liquid loading put. Hierbij wordt vooral gefocust op de interactie tussen de put en het omliggende reservoir. Deze studie draagt bij aan een betere voorspelling wanneer liquid loading gaat optreden en wanneer deliquification methodes moeten worden toegepast.

25. Modelling of flow in annulus. TKITOET2017-02-UG

Een van de technieken om liquid loading tegen te gaan is het plaatsen van een extra buis in een put ("velocity string"). Dit leidt tot een hogere snelheid waarmee gas en vloeistoffen geproduceerd worden, zowel in de binnenbuis en in de ontstane cirkelring ("annulus") en een vermindering van de liquid loading.

Doel van dit project is een beter begrip te krijgen van de stroming in de annulus door middel van modellering en experimenten. Er is een vertrouwelijk eindrapport.

Net als de andere projecten in dit blok maakt dit deel uit van een lang lopend onderzoeksprogramma in TNO naar liquid loading en mitigatie technieken voor liquid loading.

30. Well dynamics. TKITOETKI2018-02-GE

Dit project, dat liep van 2018 tot 2021, is het laatste van een serie projecten over de complexe stroming van vloeistoffen bij de productie van gas. Ook dit project combineerde numerieke modellering met experimenten. Tests met een aantal putten resulteerden in een verhoging van de gasproductie met ruim 20% en een verlaging van het aantal opstart/shut-in acties.

Salt precipitation projecten

Net als bij liquid loading speelt salt precipitation (zout neerslag) vooral bij putten die aan het eind van hun levensduur komen en is dit voor Nederlandse gasproducenten, met veel putten in deze fase, een groot probleem. Ook hier is de feedback uit de sector dat deze projecten gezien werden als waardevol en good value for money.

80. Salt precipitation. TKIGO1001, RVO.

Deze, en volgende projecten over salt precipitation, maken deel uit van een lang durende TNO onderzoekstroom naar dit onderwerp. Net als liquid loading speelt salt precipitation vooral aan het eind van de levensduur van een put. De lagere druk in een put leidt tot vermindering van de druk rond een put, verdamping van water en neerslag van zout uit dit water in de put zelf en in de directe nabijheid van de put (wat de permeabiliteit van het reservoir in de directe omgeving van een put vermindert).

Dit specifieke project focust op de modellering van de afzetting van zout en het effect van mitigatie methoden als water washing. Experimenten die deel uitmaakten van het TEG0213004 project leverden de input parameters voor deze modellering.

78. Salt precipitation validation. TEG0213004, RVO.

Dit project focust op experimenten om betere input parameters te krijgen voor modellen van de neerslag van zout. Er is een uitgebreid [eindrapport](#) online beschikbaar.

53. Salt precipitation modelling extension. 2014-06-UG.

Dit project bouwt voort op de twee eerdere projecten op dit gebied en focust op een betere modellering en een verdere verwerking van de experimentele resultaten van project TKIGO1001 in de modellen. Daarnaast wordt aandacht besteed aan betere productie strategieën om zout neerslag zo veel mogelijk te beperken. Er is een niet-

openbaar eindrapport. Een modelling tool (SaltMux, Salt precipitation modelling using DuMux) is ontwikkeld voor de industry partners.

46. Salt Precipitation phase 2. TKITOET2017-01-UG.

Een voortzetting van de eerdere projecten met verder werk om input parameters voor modellering beter te bepalen uit laboratorium experimenten en productie data. Er zijn twee niet openbare eindrapporten, een over het numerieke werk (TNO) en een over de experimenten (TU Delft).

36. Production optimisation for production and storage for wells subject to salt precipitation. TKITOETKI2019-01-GE.

In dit project, een verdere voortzetting van eerdere projecten op dit gebied, is de modellering van de neerslag van zout geïncorporeerd in een reservoir simulator (OPM-Flow). De modellering is gekalibreerd aan veld data (beschikbaar gemaakt door NAM). Er is een bijdrage geleverd aan een internationale best practice guide voor het optimaliseren van productie in putten die te kampen hebben met de neerslag van zout.

Production water treatment projecten

85. Water production and treatment (pilot study). TKIG01006, RVO.

Pilot studie voor de behandeling van productiewater, inclusief schuimmiddelen die in de late fase van productie kunnen worden gebruikt en corrosion inhibitors, die de behandeling van productiewater en het verwijderen van gascondensaat bemoeilijken. Er wordt onderzocht welke waterzuiveringstechnologieën offshore gebruikt kunnen worden, tegen acceptabele kosten, zodat het proceswater aan de juiste vereisten voldoet voor lozing of hergebruik. Op basis van literatuurstudies en experimenten is er een selectie gemaakt van geschikte technologieën. Tevens is er een vervolgtraject voor toekomstige studies gedefinieerd. Er is een vertrouwelijk eindrapport.

69. Verwijdering van gascondensaat uit productiewater. TKI2013-03-UG

Verder onderzoek naar de drie geïdentificeerde technieken in project TKIG01006: Elektrocoagulatie, membraancontractors en (Ad)sorptie. Er is een vertrouwelijk eindrapport (TNO 2016 R11644) waarvan een beknopte versie [online beschikbaar](#) is.

42. Behandeling van productiewater uit de gaswinning door een selectie van additieven en scheidingstechnologie. TKITOE2015-03-UG

Dit project focust op laboratorium testen voor een aantal verschillende technieken om productiewater (waaraan foamers, corrosion inhibitors zijn toegevoegd) te behandelen.

67. Voorbereiding van een pilot experiment voor de behandeling van productiewater. TKITOE2016-03-UG

Het voorbereiden en uitvoeren van een pilot test voor de meest veelbelovende technologie op locatie.

Productie analyse projecten

66. Real time production optimisation. TEG0114006, RVO

Doel van dit project is de productie van een asset met meerdere putten met een lage en instabiele productie, en met randvoorwaarden en beperkingen voor de processing op een platform (bv compressor capaciteit), te optimaliseren en te vergroten. Hierbij wordt gebruik gemaakt van betere monitoring en een betere methodiek voor productie optimalisatie. Het project maakt daarbij deel uit van een serie projecten op het gebied van Real Time Production Optimisation.

Op basis van een specifieke case is een prototype ontwikkeld voor real-time productieadvies. Dit prototype is getest door Wintershall op de F16_E18 asset waarna Wintershall bij TNO heeft aangegeven dat dit project zich in 3 maanden heeft terugverdiend. De toepassing op andere platforms is vervolgens in gang gezet.

47. Back allocation and Virtual metering. TKITOET2017-04-UG

Dit project focust op het vroegtijdig detecteren van relatief kleine hoeveelheden vloeistof in de gasstroom.

Er is een aantal benaderingen/technieken geëvalueerd: drukval in een U-bocht (niet aantrekkelijk), geluidsmetingen (niet aantrekkelijk), het detecteren van trillingen (mogelijk) en het gebruik van een neuraal netwerk (wat de meest aantrekkelijke methode lijkt). In andere projecten (TKITOETKI2018-01-GE) is deze methode verder onderzocht. De directe voortzetting van dit project met meerdere operators wijst op de grote interesse in de sector, binnen en buiten Nederland.

27. Production Monitoring and Prediction under Uncertainty. TKITOET2017-05-UG

Dit project richt zich op betere methodes voor het voorspellen van de productie van een gasput, op basis van historische data, gebruik makende van een neuraal netwerk.

26. Transient Modelling. TKITOET2017-03-UG

Het regelmatig insluiten van gasputten die onderhevig zijn aan liquid loading is een veel gebruikte strategie om de productie in dit soort putten te continueren. In dit project is een model ontwikkeld wat gebruikt kan worden om deze cyclus te optimaliseren en de tijdsduur van zowel de productieperiode als de insluitingsperiode te optimaliseren.

29. Application of data analytics and (semi-)supervised learning techniques to gas production data. TKITOETKI2018-01-GE

Binnen dit project is een workflow ontwikkeld en gedemonstreerd voor het detecteren van productie afwijkingen zoals slugging, zout neerslag en vloeistof accumulatie (liquid loading; zie ook TKITOET2017-04-UG). Het bouwt voort op de eerdere projecten in dit sub blok.

Bij verschillende operators zijn follow-up projecten gestart om de hier ontwikkelde kennis en methodes toe te passen.

EGR (Enhanced Gas Recovery) projecten.

Tenslotte zijn er twee EGR projecten uit 2012/2013.

93. Enhanced gas recovery. (TKIG01023, RVO)

Het betreft hier een literatuurstudie, gevolgd door een korte feasibility studie en selectie van velden die onderwerp kunnen zijn van het grotere vervolgproject (TEG0213005).

79. Enhanced Gas Recovery in the Netherlands: Technical and economical feasibility. (TEG0213005, RVO)

Doel van dit project is het beschrijven van de kosten en baten van (EGR) in Nederlandse gasvelden, aan de hand van case studies van een aantal specifieke gasvelden. Hierbij zijn de volgende aspecten betrokken:

- Een strategieontwikkeling voor toepassing van EGR
- Aanpassingen van apparatuur op platform en putten
- Een eerste orde kosteninschatting op meerdere niveaus (velden en clusters)
- De ontwikkeling van een haalbaarheidstool

Er is een uitgebreid eindrapport (TNO 2016 R10214). Geconcludeerd werd dat EGR weliswaar technisch mogelijk is maar, althans bij de 2015/2016 gasprijzen) veelal niet commercieel haalbaar is. NAM heeft de techniek wel toegepast in het de Wijk veld maar niet in andere velden. Geconcludeerd werd dat EGR beter haalbaar is in de onshore en dat de commerciële aantrekkelijkheid toeneemt als het field development plan EGR vanaf het begin van de ontwikkeling van het veld meeneemt (ook als de EGR pas in een latere fase start). Als men EGR pas serieus bestudeert als de late productiefase van een veld bereikt is, is het veelal te laat.

De resultaten van deze studie kunnen gebruikt worden om reeds in een vroege fase die velden te identificeren waarbij EGR een aantrekkelijke optie is – en hierbij ook rekening te houden bij het ontwerp van installaties.

Algemene evaluatie (3. Optimising production and increasing recovery factors)

Bij oudere putten zijn liquid loading en salt precipitation twee veel voorkomende problemen. Alle operators hebben hiermee te maken.

Feedback uit verschillende interviews is dat de modellen en spreadsheets voor liquid loading en salt precipitation daadwerkelijk in de industrie gebruikt worden en dat bijvoorbeeld de projecten waarmee liquid loading met schuim wordt tegengegaan worden gezien als behorende tot de meest waardevolle projecten van de Topsector Energie.

Aangezien veel gasputten in Nederland in de laatste fase van productie zitten, is dit een zeer relevant onderwerp. De productiewinst is groot als men de vloeistofaccumulatie kan voorkomen of uitstellen. Deze projecten zijn dan ook gesteund door een relatief groot aantal industriepartners.

Wat betreft het EGR project kan men zich afvragen of deze studie, hoe duidelijk en overzichtelijk de resultaten ook mogen zijn, niet te laat kwam om nog wezenlijk invloed uit te oefenen op de manier waarop gasvelden in Nederland ontwikkeld zijn. Er zijn hier dan ook, na het eerste substantiële project, geen verdere follow-up projecten gekomen (zoals bij de andere sub blokken hier wel het geval was).

5 Decommissioning and abandonment

Het betreft hier 10 TNO projecten (met een totale bijdrage van de topsector energie van ruim 1.5 miljoen euro) die gerelateerd zijn aan het abandonneren van putten. Het gaat hierbij om een enkele onderzoekstroom waar bij de abandonnering geen gebruik gemaakt wordt van cement maar van ductiele materialen; hetzij materialen die in de ondergrond reeds aanwezig zijn (zout en klei), hetzij materialen die in de put worden ingebracht (bentoniet, een klei met een groot zwellend vermogen).

Over de verschillende projecten heen is er een duidelijke ontwikkeling te zien:

- inventarisatie van het probleem, literatuurstudie en inventarisatie van mogelijke materialen om cement te vervangen bij het afdichten van putten
- laboratorium testen op kleine schaal
- laboratorium testen op grotere schaal, in casing (verbuizing)
- testen in een testput van het RCSG, Rijswijk Centre for Sustainable Geo-energy, op een diepte van enige honderden meters
- testen op locatie in een gedeeltelijk reeds geabandonneerde put, op een diepte van meer dan 1000 meters (vergelijkbaar aan de dieptes waarop pluggen bij abandonnering daadwerkelijk worden gezet).

Gedurende deze projecten is de focus geleidelijk aan meer komen te liggen op het gebruik van bentoniet. Bentoniet is een natuurlijke voorkomende klei (voornamelijk smectiet) die chemisch stabiel, ductiel (plastisch gedrag vertonend) en impermeabel is. Het materiaal zet uit wanneer het in contact met water komt. Waterputten worden in veel landen geabandonneerd met bentoniet; daarnaast worden er, in beperkte mate, relatief ondiepe olie- en gasputten op deze wijze geabandonneerd. Voor olie- en gasputten is dit een relatief nieuwe ontwikkeling, al zijn er in een aantal landen (bv Australië en de VS) programma's opgezet. In de VS is dit met name door Chevron toegepast bij relatief ondiepe putten voor zware olie.

Het eerste project werd voorgesteld in 2014 en uitgevoerd in 2015/2016; het laatste project loopt nog. Mogelijk volgt er nog een enkel laatste project wat er vooral op gericht zal zijn om een supply chain (bv bentoniet pellets met coating) op te zetten en de verschillende benodigde procedures (bv het inbrengen van bentoniet) te stroomlijnen.

Hoewel de toepassing voorlopig zal zijn gericht op olie- en gasputten zijn deze projecten in principe net zo goed van belang op andere putten zoals waterputten, geothermie putten en putten gerelateerd aan de opslag van waterstof, CO₂, etc.

Testresultaten zijn gepresenteerd aan SodM. De toepassing van deze techniek staat of valt met de uiteindelijke toestemming van SodM. In principe staat die deur open en geeft SodM aan dat een dergelijke techniek is toegestaan mits net zo goed en duurzaam als het conventionele abandonneren met cement. Zekerheid geeft dat niet en ook de tijdsduur die een verder traject om toestemming van SodM te verkrijgen, gaat beslaan is nog onduidelijk. Uiteindelijk is het aan een operator (NAM of Nobian, het vroegere AkzoNobel, zijn hierbij de meest waarschijnlijke kandidaten) om

daadwerkelijk een put op deze manier te abandonneren, de afsluiting te testen, en hiervoor de goedkeuring van SodM te verkrijgen.

64. Ductile formation sealing (TEG0114004, RVO).

Indertijd werd dit feasibility project omschreven als: de abandonnering van putten door gebruik te maken van natuurlijke vervorming van schalielagen. Door gebruik te maken van ductiel materiaal, en waar nodig dit te initiëren en te sturen, kan een duurzame en goedkope oplossing voor het abandonneren van putten worden bereikt.

Deze studie bevatte een inventarisatie van de issues, een literatuurstudie, een identificatie van de geologische intervallen met het meeste potentieel (voor de Nederlandse offshore: de Dongen Tuff, equivalent aan Noorse "Green Clay" (die hiervoor gebruikt wordt in Noorwegen), de leper klei en de Vlieland klei), en een voorstel voor toekomstige projecten. Opgemerkt werd dat het introduceren van een zwelbare klei (met name Bentoniet) ook veel potentieel had. Latere projecten zijn zich meer gaan concentreren op het gebruik van Bentoniet pellets. Er is een confidencieel eindrapport (TNO2016 R11119).

Net als alle follow up projecten is dit project uitgevoerd bij TNO. Er is een grote mate van continuïteit voor de TNO staf die hieraan heeft gewerkt. Dit eerste project werd gesteund door EBN, NAM, ONE en Total. Zij hebben ook (vrijwel) alle follow up projecten gesteund. Bij veel van de latere fase projecten waren ook Neptune en Nobian (voor de zout projecten) betrokken; uiteindelijk ook Wintershall.

32. Wireline Well Barrier Dissolution (TKITOETKI2018-07-GE)

Het herstellen van de originele geologische caprock (afsluitende laag) is een alternatief voor het cementeren bij het afsluiten van putten. Hiervoor is het noodzakelijk dat de originele verbuizing, en cement, over een interval door een ductiele, potentieel afsluitende laag (zout, klei) wordt verwijderd.

Verwijderen van casing gaat nu gepaard met een dure operatie als casing milling met een boortoren op locatie. Deze studie focust op het verwijderen met chemische methodes waarvoor een coiled tubing of wireline operatie volstaat. Hiermee kunnen grote kostenbesparingen worden gerealiseerd.

Verdere follow up projecten vonden en vinden plaats voor zowel natuurlijke afsluitende materialen (zout, klei) als ingebrachte materialen (bentoniet).

Zout projecten (well abandonment)

51. Downhole field lab – Wellbore sealing by rock salt (natural sealing salt plug) (TEUG115005, RVO)

Doel van het project was aan te tonen dat salt plugs een goedkope en veilige manier kan zijn voor het abandonneren van een put. Fase 1 was het ontwerp van een test op locatie in Nederland, vergelijkbaar aan een eerdere test die door een van de partners (Engie, nu Neptune) in Duitsland was uitgevoerd en het selecteren van een hiervoor geschikte put.

Voor fase 2 was het uitvoeren van de test, in een offshore Engie put, gepland, het evalueren van de deformatie van zout in deze put en het hieraan kalibreren van numerieke modellen. Deze tweede fase is niet uitgevoerd omdat Engie niet binnen afzienbare tijd beschikte over een te abandonneren put met een zout interval van voldoende dikte.

Dit project liep in de periode 2016-2018. Er is een beknopt openbaar [eindrapport](#).

28. Rocksalt (TKITOETKI2017-08-UG).

In dit project werd onderzocht hoe snel zout, in de verstoorde zone rondom een put, nog kan deformeren en afsluiten na het abandonneren van de put. Experimenteel werk (HPT lab, Universiteit Utrecht) is daarbij gebruikt om input parameters voor numerieke modellen (TNO) beter te kunnen kiezen en daarmee een beter begrip te krijgen van de sealing capaciteit van zout. In tegenstelling tot andere projecten werd veel van het technische werk hier gedaan door het HPT lab van de Universiteit Utrecht.

Dit werk liep van 2018 tot 2021. Het gereedkomen van dit project werd vertraagd doordat 2 PhD studenten bij de UU tussentijds vertrokken. Er is een openbaar eindrapport: "Understanding and modelling the creep closure and self-sealing behavior of rock salt formations in the context of borehole decommissioning". Dit werk is niet alleen van belang voor olie- en gas putten maar ook voor putten bij de winning van zout.

34. Rock salt stimulation feasibility for well abandonment (TKITOETKI2018-09-GE).

Dit project liep parallel met een vergelijkbaar project (TKITOETKI2017-08-UG) waarbij werk bij TNO gecombineerd werd met experimenteel werk door het HPT lab van de Universiteit Utrecht (maar met andere industriepartners).

Fase 1 concentreerde zich op het identificeren van de verschillende opties om Zechstein zout te laten afsluiten; fase 2 concentreerde zich op experimenteel werk in het HPT lab. Gezamenlijk zou dit werk in een volgend project kunnen leiden tot een test op locatie. Naast het gedetailleerde, confidentiële technische rapport is er een bondige en meer begrijpelijke samenvatting (TNO 2020 R1226).

Tot de studies die deel uit maakten van dit projecten hoorden:

- in hoeverre met water, of met lokale verwarming, sealing kan worden gestimuleerd
- experimenteel onderzoek naar de creep van salt, en de porositeit en permeabiliteit van zout tijdens closure
- een inspectie van een zoutput, Hengelo Z-1, voor een mogelijke toekomstige test op locatie (geen showstoppers geïdentificeerd).

Klei en Bentoniet projecten (well abandonment)

20. Bentonites (TKITOET2017-06-UG).

Doel van dit project was het onderzoeken en testen van bentoniet voor plugging en abandonment van olie en gas putten. Bentoniet is een zwellbare klei (voornamelijk smectites), die onder downhole conditie impermeabel is.

Dit project was een mix van laboratorium experimenten van de sealing capaciteit van bentoniet, onderzoek naar de manier om bentoniet pluggen het beste te plaatsen en vervolgens te monitoren en het voorbereiden van een veld test. Dit zou een gamechanger kunnen zijn bij het pluggen en abandonneren van putten met een betere integriteit van de well plug en een grote kostenbesparing van rond de 70%.

Gebaseerd op dit eerste project dat zich specifiek focuste op Bentoniet is er een aantal follow-up projecten opgezet die zich bij voorbeeld focusten op het coaten van bentoniet pellets (TKI2018-06-GE) en het testen van dit concept. Nobian en Neptune hebben zich na dit project aangesloten bij de bestaande sponsors (EBN, Total, NAM/Shell en ONE).

Er is een publiek toegankelijke, leesbare samenvatting van het rapport: TNO 2019 R11125.

31. Encapsulation of bentonite pellets for controlled downhole placement and sealing (TKITOETKI2018-06-GE).

Bij het plaatsen van een bentoniet plug moet worden voorkomen dat bentoniet voortijdig, door contact met water voordat de juiste diepte bereikt is, begint te zwellen. Dit kan bereikt worden door de bentoniet pellets van een coating te voorzien.

Dit project heeft zich gericht op het selecteren van een coating en het definiëren van de procedure om pellets, voorzien van deze coating, op de juiste wijze te plaatsen (op een diepte van tenminste 2000 m). De coatings zijn onder laboratorium condities getest op parameters als de sterkte van de coating en de tijd benodigd om op te lossen.

Naast een uitgebreid, technisch rapport is er ook een kortere, publiek toegankelijke, leesbare samenvatting van het rapport: TNO 2020 R10353. De resultaten zijn gebruikt bij verdere follow up projecten die zich uiteindelijke richten op testen op locatie.

33. A framework for the assessment of ductile shales for wellbore sealing and abandonment (TKITOETKI2018-08-GE).

Dit project richt zich op het potentieel van natuurlijke schalies bij het abandonneren van putten. Ten eerste is onderzocht welke schalies ductiel (in plaats van brittle) deformerend; het zijn ductiele, plastische schalies die men wil gebruiken bij het abandonneren van putten. Ten tweede is er onderzocht of dit soort mechanische eigenschappen gecorreleerd kan worden met andere (petrofysische of mineralogische) eigenschappen die makkelijker te bepalen zijn.

Hiermee is er een inventarisatie van schalies in Nederland gemaakt en hun geschiktheid om gebruikt te worden bij het abandonneren van putten. Schalies van de

Dongen (bv de Ieper Klei) en Landen Formaties, in mindere mate de Vlieland Formatie, bevatten de meeste smectites en het zwelbare gedrag van deze smectites draagt bij aan de gewenste ductiele deformatie.

Er is een publiek toegankelijke, leesbare samenvatting van het technische, confidentiële rapport: TNO 2019 R12013.

23. Natural Seals Research and Test Well (TKITOETKI2019-02-GE).

In dit project zijn well plugs van bentoniet geplaatst in de TNO testput van het RCSG, Rijswijk Centre for Sustainable Geo-energy (het voormalige Shell Well Technology Research Center). Deze locatie is uitgerust met een boorinstallatie en er is een onderzoeksput van enige honderden meters diepte

Naast het ervaring opdoen met het plaatsen van een dergelijke plug, en het optimaliseren van de plaatsingsprocedure, zijn de geplaatste pluggen getest op een correcte afdichting en integriteit. Dit is de laatste voorbereidende fase voor een veldtest in een bestaande put. De pluggen van 25 en 50 meter gedroegen zich als verwacht. De sterkte is in lijn met eerdere laboratoriumtesten.

Naast het werk op het gebied van Bentoniet is er in dit project het voorwerk uitgevoerd voor een test in een bestaande zoutput (HEN-01), waarvoor in een eerder project (TKI2018-09-GE) reeds een eerste studie was gedaan.

Er is een openbare, goed leesbare, beknopte versie van het eindrapport: TNO 2021 R10346. Er werd toegewerkt naar twee vervolgprojecten met als einddoel een meer grootschalige test in het veld op een bestaande put. Na afloop van dit project heeft Wintershall zich aangesloten bij het consortium.

5. Natural Sealing Large-Scale Evaluation (TKITOETKI2020-05-GE).

Dit project combineert de voorgaande projecten op dit gebied en werkt verder toe naar het testen op locatie en werkt verder toe naar de hierop volgende toepassing van een aantal technieken:

- het plaatsen van bentoniet pluggen
- het sealen van putten met in de ondergrond reeds aanwezige zout formaties
- het oplossen van casing en cement om het sealen met natuurlijke formaties zoals zout te kunnen doen plaats vinden (deze lijn is, blijkens de voortgangsrapporten, gedurende het project stopgezet)

Eind 2021 waren de tests met gecoate bentoniet pellets voltooid en werd er een bentoniet plug geplaatst in de RCSG test put. De test resultaten bevestigen de afdichtingseigenschappen van bentoniet pluggen.

Een test voor de creep van zout heeft in december 2021 plaats gevonden in de HEN-01 put (na het creëren van een window in de casing). Geconcludeerd werd dat de zoutkruip voor dit zout onder deze condities te langzaam is om binnen enkele maanden te kunnen meten. Daarom is voorgesteld de periode waarover de zoutkruip wordt gemonitord te verlengen in een vervolgproject.

100. Field pilot P&A Using Bentonite (TKITOETKI2021-06-GE).

Doel van het project is het testen van het plaatsen van een bentoniet plug in een bestaande NAM put in Groningen (NBR-1). Na de abandonnering van deze put zullen de pluggen geplaatst worden op een diepte van ongeveer 2000 m. Door deze test te combineren met een geplande P&A operatie zijn de kosten veel lager dan bij een op zich zelf staande test. Toezichhouder SodM is betrokken bij deze test. De test wordt door TNO en NAM gezamenlijk gecoördineerd.

In het laatste beschikbare voortgangsrapport (eind 2022) is aangegeven dat de test is uitgevoerd in september en oktober 2022. Een 70 meter lange plug is geplaatst op een diepte rond 1500 m. Dit project wordt in Q3 2023 afgerond.

Met deze test wordt een TRL 6 niveau bereikt. Het is de laatste stap voor het daadwerkelijk toepassen van een bentoniet plug als de werkelijk gebruikte plug in een P&A operatie.

Algemene evaluatie (4. Decommissioning and abandonment)

Dit is een relatief groot project waaraan reeds ongeveer 7 jaar gewerkt wordt door een TNO project team (met een relatief grote continuïteit van de betrokken staf). Een dergelijke lange termijn, programmatische aanpak lijkt ook noodzakelijk om zo'n groot project, een potentiële game changer voor het abandonneren van putten, tot een goed einde te brengen. De constante steun van een geleidelijk aan groeiende groep van industry sponsors (inclusief EBN) heeft zeker ook een rol gespeeld. EBN geeft hierbij aan er vertrouwen in te hebben dat de hier onderzochte technieken inderdaad over een aantal jaren zullen worden toegepast. Zoals bij alle projecten, geven de industrie partners aan dat een goed contact tussen project team en industrie partners, formeel en informeel, van groot belang is.

In totaal moeten er in Nederland ongeveer 3000 olie- en gasputten geabandonneerd worden. De totale abandonneringskosten van installaties in Nederland belopen een orde van grootte van 10 miljard euro. Ongeveer de helft hiervan betreft het abandonneren van putten. Duidelijk is dat kostenbesparingen voor het abandonneren van putten van groot belang zijn, ook voor de overheid die via EBN voor 40% deelneemt aan de Nederlandse olie- en gasproductie.

Naast de kostenvermindering is ook een betere afsluiting van putten van groot belang. Cement is brittle en heeft een andere uitzettingscoëfficiënt dan staal (iets dan kan leiden tot micro annuli tussen cement en verbuizing). Dit kan, vroeger of later, leiden tot methaanlekkages. Een betere afsluiting betekent ook een vermindering van methaanemissies uit geabandonneerde putten. In het algemeen geldt dat methaanemissies door geabandonneerde putten een relatief onzekere, en naar alle waarschijnlijkheid onderschatte, bijdrage aan opwarming en klimaatverandering leveren. Nu er meer rekening moet worden gehouden met klimaatverandering wordt het beter afdichten van olie- en gasputten, zonder (lange termijn) methaanlekkages, steeds belangrijker en wordt het afdichten met een ductiel (en chemisch meer stabiel) materiaal, natuurlijk of ingebracht, een aantrekkelijker optie.

Een betere, en goedkopere, abandonnering van putten is ook van groot belang voor bv geothermie. De ambities dat geothermie een substantiële rol gaat spelen in de verwarming van de gebouwde omgeving impliceert het boren van enige honderden, zo niet duizenden, putten die ook ooit weer geabandonneerd moeten worden. Voor bestaande gasputten die met bentoniet pluggen worden geabandonneerd is een eventueel toekomstig hergebruik als geothermie put niet geheel uitgesloten; voor een met cement geabandonneerde put is dat wel het geval.

Gedurende deze projecten is de focus geleidelijk aan meer komen te liggen op het gebruik van bentoniet. Hoezeer een rigless abandonment (met bv de innovatieve methoden voor verwijdering van verbuizing of cement die in project TKITOETKI2018-07-GE zijn onderzocht) dan ook een aantrekkelijke stip op de horizon mag zijn, dat lijkt voor de beperkte middelen van een door de topsector gesteund TNO project vooralsnog een brug te ver te zijn.

Over de verschillende projecten heen is er een ontwikkeling te zien van laboratorium testen op kleine schaal, naar laboratorium testen op grotere schaal (in verbuizing), naar testen in een testput (op een diepte van enige honderden meters) naar testen op locatie in een reeds geabandonneerde put (op een diepte van enige kilometers). Daarbij is het de beschikking hebben over een testput van het RCSG, waarbij de integriteit van een eenmaal gezette plug ook vanaf de onderkant getest kan worden, van groot belang gebleken.

Een dergelijk gamechanger project is een zaak van de lange adem, zeker in de relatief conservatieve olie- en gaswereld. Bestaande service providers hebben mogelijk geen belang bij nieuwe technieken; operators hebben dat wel. Een klei als bentoniet is relatief goedkoop.

Met dit project is nu een TRL6 niveau bereikt. Het is echter aan de industrie zelf om het plaatsen van bentoniet pluggen nu verder op te pakken. Een laatste topsector project kan, in aanvulling op al het reeds gedane werk qua materialen, procedures en testen, zorgen voor een meer uitgebreide supply chain (met name van de beschikbaarheid van gecoate bentoniet pellets). Ook de uiteindelijke toestemming van SodM wacht op het daadwerkelijk abandonneren van putten door een operator (in eerste instantie lijkt dit NAM of Nobian te kunnen zijn). Gezien de grote geldbedragen die hierbij gemoeid zijn lijkt hier geen verdere rol weggelegd voor de topsector en TNO qua funding (maar wel qua verdere kennisdeling). Mogelijk is die er wel voor een organisatie als NEXSTEP. Het op gang brengen van een kritische massa aan putten die op deze wijze worden geabandonneerd, waarna op een gegeven moment gerealiseerde kostenbesparingen, een betere bekendheid met werkwijzen en een uitbouwen van de supply chain voldoende zijn om de toepassing verder te doen toenemen, is nog steeds een significante uitdaging.

Dit project staat of valt met de uiteindelijke toestemming van toezichthouder SodM en zowel het TNO project team als de sponsors zijn zich hier terdege van bewust. Het is hoopgevend dat

SodM heeft aangegeven dat een dergelijke techniek in principe is toegestaan als kan worden aangetoond dat het gebruikte materiaal tenminste net zo'n goed functionerende, en duurzame, afdichting geeft als het conventionele abandonneren met cement. Zekerheid geeft dat niet.

Bij de latere projecten in deze serie is er naast een gedetailleerd eindrapport voor de technisch specialisten ook een kort rapport, meer leesbaar en bestemd voor een groter publiek beschikbaar. Dat is een welkome ontwikkeling.

6 Geothermie

In totaal zijn er 7 projecten, gestart tussen 2017 en 2021, met een totale subsidie van ongeveer 1.5 miljoen euro (voor de 6 afgeronde projecten). Dit geeft een enigszins vertekend beeld van de steun voor onderzoeksprojecten op het gebied van geothermie; er is daarnaast ook een substantiële RVO steun voor het EU Geothermica programma. Ook is er bij voorbeeld een door RVO gesteund LEAN project (TEHE118001), dat uiteindelijk niet is uitgevoerd.

De Nederlandse gasproductie maakt deel uit van een uitgerijpt ecosysteem van producenten, contractors en onderzoeksinstituten. Er was hier de mogelijkheid tot veel relatief kleine projecten die op deelgebieden hier in het verleden relatief makkelijk een zinvolle bijdrage konden leveren. Bedrijven hebben hier een behoorlijke financiële kritische massa; groot genoeg om aan meerdere van deze projecten deel te kunnen nemen.

Terwijl de gasector aan het eind van de levenscyclus staat, staat geothermie aan het begin. Weliswaar is de echte pioniersfase, waarin een aantal tuinbouwbedrijven een moedige voortrekkersrol speelde, op onbekend terrein, voorbij maar de sprong naar een volgende, meer materiële fase blijkt moeizaam. Geothermie is voorlopig, vanuit commercieel oogpunt, zeer marginaal (met name als er geen warmtevraag door het jaar heen is zoals bij de glastuinbouw het geval is). Er kan ook sprake van een vicieuze cirkel: door een krappe business case is er geen geld voor innovatie en dat draagt er toe bij dat de business case krap blijft.

Voor een gasproducent houden veel problemen na productie van het gas op. Men levert het gas af bij Gasunie (fysiek) of Gasterra (financieel) en men heeft aan de verdere afzet weinig omkijken. Voor een geothermie bedrijf is dat heel anders; de afzet van warmte is een meer obstakels bevattend, complexer probleem, dat een project maakt of breekt. In die fase hebben gasproducenten nooit gezeten, na het oprichten van het gasgebouw aan het begin van de jaren 60 van de vorige eeuw. Een deel van de reden is puur technisch: transport van warmte is veel meer beperkt qua afstand, en veel duurder, dan het transport van gas.

Voor geothermie zijn daarnaast ook de aan te pakken technische problemen groter, meer basaal en existentieel. Denk aan het ontwikkelen van nieuwe boortechnieken, completie technieken, het toewerken naar lagere kosten en het beter monitoren van putten die decennia lang grote hoeveelheden water produceren of injecteren. Die fase waarin een optimale manier van boren, completeren en opereren nog moet uitkristalliseren, hebben gasproducenten achter de rug. Voor hen is dat alleen bij het abandonneren nog niet het geval, een fase waar de geothermiesector nog niet aan toe is.

De uitdagingen in de geothermiesector zijn groter ten opzichte van de gas sector maar veel spelers zijn kleiner. De geothermie sector omvat relatief veel kleinere bedrijven die soms niet de kritische massa hebben (qua kennis en financiën) om aan projecten deel te kunnen nemen. Commercieel kent geothermie, tot op dit moment, een moeizame

financiële track record. Als hier een gedeeltelijke funding door bedrijven vereist is, zoals bij de topsector, zal dit het aantal projecten dat van de grond komt beperken.

Een gedeelte van het onderzoek en de activiteiten die ontplooid zijn om de meer fundamentele issues bij geothermie aan te pakken zijn dan ook buiten de topsector om gegaan. Het SCAN programma van EBN speelt op dit moment een centrale rol bij het vergroten van de kennis van de ondergrond die geothermie kan stimuleren. Wel kan men zich afvragen wat de werkelijke bottleneck is bij de tot nu toe beperkte groei van geothermie. Dat is, naast een nog niet uitgekristalliseerde optimale manier van werken, waarschijnlijk eerder de (tot nu toe) beperkte financiële aantrekkelijkheid van geothermie projecten, ook met subsidie, en de uitdaging om de geproduceerde warmte kwijt te kunnen aan warmtenetten, dan een beperkte kennis van de ondergrond. Ook waar die kennis ruim voldoende is komt geothermie voor warmtevoorziening in de gebouwde omgeving (in tegenstelling tot in de glastuinbouw) maar langzaam van de grond.

Daarnaast zijn er andere geldstromen beschikbaar zoals het door de EU gesteunde Geothermica programma voor geothermie projecten. Hieraan wordt ook door RVO bijgedragen (sommige van de Geothermica projecten zijn ook opgenomen in de TKI Nieuw Gas projecten database). Gezien het grote belang van deze projecten worden er hier drie afgeronde projecten kort beschreven (ze maken strikt genomen echter geen deel van deze evaluatie):

19. CAGE: Composite casing and the Acceleration of Geothermal Energy (TEHE117043)

18. Perform: Improving Geothermal System Performance (TEHE117042)

17. GeConnect: Tight Geothermal Casing Connections for Axial Stress Mitigation (TEHE117036)

Dit zijn grotere projecten die relatief grote, fundamentele onderwerpen betreffen (gebruik van composiet casing, tegengaan van corrosie en scaling). Het is zinvol dit in een groter, Europees verband te doen. Deze projecten, hetzij de Geothermica projecten die meer fundamentele problemen aanpakken, hetzij het SCAN project dat lacunes in de kennis van de ondergrond van grote delen van Nederland adresseert, zijn veel groter dan de topsector projecten.

Projecten

Korte beschrijving van drie Geothermica projecten:

19. CAGE: Composite casing and the Acceleration of Geothermal Energy (TEHE117043, Geothermica, RVO)

Dit is een project waar een aantal Nederlandse (waaronder Huisman), Belgische en Duitse partners samenwerken. Centraal staat het verder ontwikkelen van kostenbesparende en opbrengst verhogende boor- en completeringstechnieken. De belangrijkste zijn:

- Casing while drilling
- Verder ontwikkelen van composiet casing
- Verder ontwikkelen van radial drilling

Een 2021 publiek eindrapport is beschikbaar op de Geothermica site. Initieel werden de totale kosten geraamd op ruim 13 miljoen euro (Geothermica financiering van

ongeveer 6 miljoen euro). Uiteindelijk zijn er wel testen uitgevoerd op het gebied van radial drilling (in de VITO Mol-GT-03 put in België) maar zijn er geen geothermie putten geboord waar nieuwe technieken op het gebied van composiet casing en connecties getest konden worden. Initieel maakte een put bij Venlo (Gipmans) deel uit van het programma; het werk aan deze put is stopgezet na een aantal (mogelijk geïnduceerde) bevingen. Vervolgens viel een derde Mijwaterput in Heerlen, HH3A, uit. Daarmee waren de uiteindelijke kosten substantieel lager, evenals de geplande resultaten.

18. Perform: Improving Geothermal System Performance (TEHE117042, Geothermica, RVO)

Terwijl CAGE zich meer richt op het boorproces staat bij dit project de lange termijn performance van geothermie centraal. Centraal staan hierbij corrosie en scaling/clogging (het afzetten van materiaal dat de opbrengst vermindert). Het project richt zich op een beter begrip van deze processen, de identificatie en ontwikkeling van materialen om dit tegen te gaan, het ontwikkelen van betere workflows en data verzameling om dit goed te kunnen monitoren. Een aantal field metingen en tests hebben hierbij plaats gevonden. Dit is een proces van de lange adem met geleidelijke vooruitgang; er is geen silver bullet die alle problemen, in alle settings, in een keer oplost.

Het project is gesteund door een aantal Nederlandse (TNO, Ammerlaan, Green Well Westland), Duitse en Deense partners. Naast een publiek eindrapport is er een speciale site voor het toegankelijk maken en toepassen van de resultaten.

17. GeConnect: Tight Geothermal Casing Connections for Axial Stress Mitigation (TEHE117036, Geothermica, RVO)

Casing failure is een vaak voorkomend probleem voor hoge temperatuur geothermische putten zoals die bv in IJsland voorkomen. Dit project richt zich op het ontwikkelen en testen van flexibele koppelingen die dit tegen gaan. Daarnaast richt het zich op de integriteit van de cement bond bij geothermische putten boven de 100 graden Celsius.

Er is een publiek eindrapport van dit project met IJslandse, Nederlandse (TNO) en Duitse partners. Het is indicatief voor de grote technische kennis van TNO dat ze ook bij dit project, meer gericht op omstandigheden in IJsland, een grote technische rol spelen.

Korte beschrijving van de andere projecten:

16. High Performance Geothermal Well (TEHE117011, RVO).

Dit project had als doel het valideren en testen van radial jetting om de opbrengst in een geothermie put te verhogen. Het bouwde voort op een eerder 2015 feasibility rapport over deze techniek. Met de problemen rond seismiciteit op relatief geringe afstand van geothermieputten in Limburg is dit project niet uitgevoerd. Vergelijkbare activiteiten zijn deel uit gaan maken van het CAGE Geothermica project maar zijn ook hier slechts beperkt uitgevoerd.

13. Improved geothermal well placement (TGEO118003, RVO)

Mocht geothermie in een bepaald gebied een hoger niveau van activiteiten bereiken dan nu veelal het geval is, dan is het raadzaam om te schakelen van adhoc placering van individuele doubletten naar een geoptimaliseerde ontwikkeling zoals dat bij olie- en gasvelden het geval is. De totale warmteopbrengst van een gebied kan met een dergelijke meer gestructureerde aanpak worden verhoogd. Het aantal injectoren kan hier vaak kleiner zijn dan het aantal producerende putten.

In dit project is bestaande software (EVEReST, ontwikkeld in samenwerking met Equinor) aangepast om toegepast te kunnen worden op geothermie (dit behelst met name de transient modellering van temperatuur). De locaties en trajecten van producerende en injecterende putten kan nu worden geoptimaliseerd; iets dat toegepast is op het Middenmeer gebied.

De versnippering van vergunningen in Nederland beperkt de toepasbaarheid van het over een groter gebied optimaliseren van de winning strategie.

3. TKITOETKI2020-02-GE. GENOVATIVE: Realization of a test well for research on Geothermal and thermal storage through innovative drilling

Een project met drie belangrijke partners die allen een relatief grote rol spelen in de Nederlandse geothermie: Huisman (grootste driller van geothermie putten; ontwikkelaar van nieuwe boortechnieken), TNO (project coördinator, operator van het RCSG, Rijswijk Centre for Geo-energy en EBN (kenniscentrum en deelnemer in geothermie projecten).

Voornaamste doel is het testen van twee nieuwe technieken: Enhanced Casing Installation (ECI, casing drilling) en een Rotary Steerable System (RSS, voor het boren van multilaterals). ECI-RSS werd bij het aanvang van dit project opgelijnd voor het Utrecht LEAN geothermische project. Daarnaast is er het testen van permanente downhole monitoring tools.

Net als bij andere recente project plannen is er een goed en uitgebreid project plan, opgeknipt in fases met beslispunten (veel uitgebreider dan er veelal beschikbaar is voor de projecten in de eerste vier blokken).

Dit project is eind 2022 afgerond. Het heeft last gehad van tegenvallers bij de boring in het RCSG waardoor de twee technieken (ECI en RSS) slechts gedeeltelijk konden worden getest.

Het follow-up LEAN project is ondertussen stop gezet. Het oplijnen van voldoende activiteit om innovatieve technieken te testen en door vaker te gebruiken de kostprijs te verlagen, is voor de Nederlandse geothermie sector een uitdaging.

2. TKITOETKI2020-01-GE. DEPLOI: DEMonstrate Production Enhancement with LOW Cost Side Track Drilling

Belangrijkste partners bij dit project zijn TNO (project coördinator, operator van het RCSG) en Canopus (startup op het gebied van innovatieve boortechnologie). Dit project is zomer 2022 afgerond.

Doel van dit project is het verder ontwikkelen en demonstreren van abrasieve jet drilling (gebaseerd op eerder door Shell ontwikkelde technologie) en het sturen hiervan om zo kosten efficiënte horizontale sidetracks in geothermieputten te kunnen boren. Dit is vooral van belang bij lagere kwaliteit reservoirs met een geringe warmteopbrengst. Demonstratie van deze technieken heeft plaats gevonden in het RCSG en is een mogelijke basis voor een latere field test (niet deel uitmakend van dit project; mogelijk wel deel uitmakend van een toekomstig Geothermica project). Er is een duidelijk en uitgebreid project plan.

Radial jet drilling heeft een beperkt window van toepasbaarheid voor geothermie. Bij een goed reservoir volstaan verticale putten. Bij een slecht reservoir zijn lange horizontale putten de aangewezen optie. Daartussen ligt een beperkt window waarin korte sidetracks mogelijk een optie zijn. Op basis van voorlopige resultaten van het lopende Geothermica RESULT project lijkt er weinig ruimte voor radial jet drilling.

97. TKITOETKI2021-02-GE. SeiMoD: Seismicity Potential Dinantian geothermal reservoirs – implications of case study Balmatt for projects in the Netherlands.

Belangrijkste partners bij dit project zijn TNO (project coördinator) en Vito (operator van het Balmatt geothermisch project bij Mol, België).

Doel van dit project is het begrip te vergroten van door geothermie geïnduceerde seismiciteit in carbonaten van het Dinantien (het reservoir van zowel het Balmatt geothermisch project in België als de Nederlandse geothermische projecten in de omgeving van Venlo). Meer specifiek:

- Om een beter basis, en model, te ontwikkelen van geïnduceerde bevingen en de relatie met geothermie (spanningen ten gevolge van injecteren, thermische contractie)
- De Balmatt data te gebruiken om deze modellen te verfijnen
- Een betere inschatting te kunnen geven van geïnduceerde seismiciteit in carbonaten van het Dinantien in Nederland (met in acht name van de observaties bij Venlo)

Dit project is in 2022 afgerond en er is een recent eindrapport. Er kan zeker een beter begrip komen van geïnduceerde seismiciteit in deze laag maar een gedetailleerde voorspelling blijft, ook gezien de beperkte data, de facto onmogelijk. Hooguit kan men aangeven dat het aanbeveling verdient weg te blijven van op de seismiek zichtbare breukzones. Sommige benodigde data (de lokale spanningstoestand, het bestaan van kleinere, op de seismiek niet zichtbare breuken) zijn niet voor de boring, en veelal ook niet na de boring, beschikbaar. Het risico op geïnduceerde seismiciteit blijft in deze laag relatief hoog (beperkte matrix permeabiliteit, bestaan van breuken en fractures).

Het rapport wordt afgesloten met “a clear threshold for induced seismicity that is accepted for geothermal projects in the Netherlands would help management of seismic risk in future geothermal projects targeting the Dinantian carbonates.” Waarschijnlijk is deze threshold in Nederland, de facto, (vrijwel) nul; in ieder geval veel lager dan het niveau tot waar het voor carbonaten in het Dinantien kan worden gereduceerd (zelfs als men weg blijft van op seismiek zichtbare breukzones). Naast de

commerciële uitdaging van het uitvoeren van een geothermie project in laag permeabel reservoir, betekent dit dat geothermie in carbonaten van het Dinantien in Nederland (hetzij op kleinere dieptes in Limburg, hetzij op grotere dieptes voor Ultra Diepe Geothermie (UDG) in de rest van het land) geen haalbare kaart is.

98. TKITOETKI2021-03-GE. Temperature driven enhanced geothermal well test data interpretation.

Doel van dit (relatief kleine) project, uitgevoerd door TNO, is een workflow (met bijbehorende research code; voortbouwend op bestaande open source well test software) te ontwikkelen om naast druk data ook temperatuur data te gebruiken bij de interpretatie van een well test. Hiervoor is het noodzakelijk ook temperatuur in het reservoir te modelleren; iets wat voor well testing in de olie- en gasindustrie niet noodzakelijk is. Bedoeling is dit toe te passen op twee geothermische projecten van partners ECW en Hydreco.

Dit project is in 2022 afgerond. Naast de literatuur review is de temperatuur modellering in geschikte well test software voltooid. Temperatuur data van de twee geïdentificeerde projecten bleken echter niet voor dit doel geschikt. Hiermee blijft ook onduidelijk hoeveel extra waarde het toevoegen van temperatuur data voor well test interpretatie kan betekenen.

99. TKITOETKI2021-04-GE. ProperBase: Improving geomechanical and thermal reservoir property prediction of Dutch geothermal plays

Doel van dit project is een betere voorspelling van de reservoir eigenschappen van voor geothermie interessante zandlagen (Rotliegend, Trias, Schieland), vooral in die gebieden waar relatief weinig data zijn verzameld vanuit de gasindustrie. Hierbij wordt met name aandacht besteed aan nieuwe technieken, zoals scanning op micro schaal, die een betere conversie van log data naar reservoir eigenschappen mogelijk maken.

Dit project loopt tot 2025; het laatste progress report geeft aan dat de analyse van kerndata voor een aantal putten uit het Rotliegend is voltooid.

Algemene evaluatie (5. Geothermie)

Voor onderzoek gerelateerd aan geothermie ligt de focus nu niet zozeer op relatief kleine topsector projecten maar op veel grotere projecten zoals SCAN of de Geothermica projecten. Het is voor de topsector een grotere uitdaging hier een rol in te spelen. Hier past een grotere, meer sturende rol voor de overheid, die nu ook (gedeeltelijk) wordt ingevuld door een meer actieve EBN rol. Dit behelst grotere projecten die een sector, aan het begin van de levenscyclus, van de grond moeten krijgen, in plaats van kleinere projecten die aan het eind van de levenscyclus van een sector een kleinere, incrementele, bijdrage leveren.

Het mag dan misschien teleurstellend zijn dat het aantal geo-energie projecten een dalende trend vertoont, het is wel begrijpelijk. Het nieuwe energiesysteem zal meer gericht zijn op elektronen en minder op moleculen. Met zon en wind als de facto basis van het nieuwe elektriciteitssysteem is er een kleinere rol voor de ondergrond. Die

resterende rol richt zich vooral op de warmtevoorziening (waarbij het onzeker is in hoeverre geothermie van de grond komt) en op de opslag van bijvoorbeeld waterstof.

Onder de geothermie projecten in dit blok zijn velen nog niet afgerond. Daarnaast zijn er een aantal projecten die, geheel of gedeeltelijk, voortijdig zijn gestopt, door een gebrek aan maatschappelijke acceptatie (LEAN project), geïnduceerde seismiciteit of technische problemen bij nieuwe boortechnieken. Een aantal geplande putten of tests gingen niet door. Mogelijk verdient het aanbeveling om in het project plan, naast het signaleren van risico's en show stoppers ook een kwantitatieve en realistische inschatting te maken van de kans dat een project geheel of gedeeltelijk geen doorgang vindt.

Interviews hier gingen minder over specifieke projecten; meer over wat er gedaan kan worden om innovatie voor de geothermie sector verder op gang te brengen. De essentiële punten die genoemd werden zijn:

- betere ondergrondkennis (grootschalig)
- betere putten (lagere TRL)
- betere manier van opereren en monitoren (hogere TRL)
- betere integratie met alle issues aangaande de afzet van warmte boven de grond (veelal niet technisch)

Een recent, veel uitgebreider overzicht is beschikbaar in het [Innovatie Aardwarmte 2021 document](#).

Keuzes die aan het begin van het identificeren van projecten en aandachtsgebieden gemaakt worden zijn van groot belang. Voor geothermie lijken UDG (Ultra Diepe Geothermie) en geothermie in kalksteen in het algemeen, vanwege het risico van geïnduceerde bevingen in Nederland, een zeer kleine kans van slagen te hebben. Voor UDG zijn ook de extreem hoge kosten van het boren van putten naar dieptes van dieptes van 5 of 6 km een show stopper. Het is dan ook aan te bevelen projecten op dit gebied niet te steunen, of in ieder geval kritisch te kijken naar de slaagkans bij een mogelijke toekenning van subsidie, en zich meer te concentreren op geothermie projecten in permeabele zandsteen met een hogere kans van slagen.

Multilaterals en radial jet drilling zijn technieken die in de olie- en gasindustrie veel aandacht hebben gekregen en waarvoor de scope in geothermie beperkt lijkt. Mogelijk is er wel scope voor het steunen van ondiepe geothermie (in combinatie met warmtepompen) projecten.

Samenvattend:

- In de huidige fase waarin geothermie zich bevindt, met meer basale problemen die in veel landen in Europa spelen, is er meer scope voor grootschaliger Europese projecten (Geothermica) dan kleinschaliger topsector projecten.
- Het van de grond krijgen van geothermie in Nederland is een dermate grote uitdaging dat het raadzaam is zich te concentreren op het verbeteren van boortechnieken (inclusief bv het verwerken van testwater), manier van completeren (bv composiet) en opereren (bv corrosie, scaling, levensduur van ESP's) in gebieden met goed en bekend reservoir.

- Het lijkt raadzaam zich niet te concentreren op technieken (radial jet drilling, hoge kosten closed loop geothermie) of gebieden/stratigrafie (hoge kosten, risico van geïnduceerde seismiciteit UDG en carbonaten) met een geringe kans van slagen. Dit geldt met name voor de relatief kleinere topsector projecten.
- Het verkrijgen van een betere kennis van de ondergrond in de “witte vlekken” gebieden vereist de acquisitie van nieuwe seismiek, zoals nu plaats vindt bij het SCAN project, en vereist een veel grotere financiële steun dan door de topsector kan worden gegeven.

7 Opslag

In totaal zijn er 3 projecten, met een totale subsidie van ongeveer 0.9 miljoen euro. Het veruit grootste project, HyStoreReact (TKITOETKI2021-01-GE) is nog niet afgerond. De overige projecten zijn een vroege feasibility studie van grootschalige opslag en een studie naar een specifiek, technisch aspect van de opslag van CO₂. Het is dan ook te vroeg om een technische evaluatie van dit blok te geven.

Het is aannemelijk, gezien het grote belang van grootschalige energie opslag in het toekomstige energiesysteem, dat er meer projecten op dit gebied zullen volgen. Dat hoeven geen projecten binnen de topsectoren te zijn. Voor opslag (en geothermie) zijn er nu meer mogelijkheden voor innovatie naast de topsectoren zoals de MMIP's (Meerjarige Missiegedreven Innovatie Programma's) met bijbehorende MOOI regeling en het nationaal groeifonds. Binnen het groeifonds is er bij voorbeeld dit recente initiatief voor waterstofopslag. Daarnaast zijn er mogelijkheden voor projecten in Europees verband.

12. Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Fields (LSES). TGE0118002, RVO.

Dit is een eerste, high level project over grootschalige opslag van energie waarbij zowel technische aspecten van verschillende technologieën als niet-technische aspecten (publieke perceptie en draagvlak, economische aspecten en HSE) worden beschouwd.

Naast een aantal deelrapporten is er een algeheel eindrapport (TNO 2020 R12006) waarin een overzicht wordt gegeven van:

- De rol van energieopslag in het toekomstige energiesysteem (inclusief modellering in het OPERA energie systeemmodel voor Nederland)
- De technische en economische aspecten van verschillende technologieën (met name compressed air en de opslag van waterstof)
- De risico's en veiligheidsaspecten van verschillende technologieën.
- De huidige regelgeving, barrières daarin, en aanbevelingen voor toekomstige regelgeving

4. STEMCOS: Functionality and Durability Study on Typical Construction Elastomeric Materials for CO₂ Storage Wells. TKITOETKI2020-03-GE.

Injectie en opslag van CO₂ stelt eisen aan het ontwerp van een put, en de gebruikte materialen, die kunnen verschillende van de eisen aan olie – en gasputten. In deze studie is met name gekeken naar het gedrag van andere materialen dan metaal, met name elastomeren (gebruikt voor afdichtingen zoals packers).

Naast een literatuurstudie zijn er data verzameld voor de condities waaraan materialen worden blootgesteld. Voor de meest relevante materialen zijn er experimenten uitgevoerd. Vervolgstudies, in samenwerking met fabrikanten, zijn noodzakelijk om materialen in een praktijk gerelateerde configuratie (met grotere afmetingen), onder veld omstandigheden te testen.

96. HyStoreReact: Enabling subsurface H2 storage: Effects of geo & biochemical reactions. TKITOETKI2021-01-GE.

Dit project richt zich op meer fundamentele aspecten van de opslag van waterstof in zoutcavernes en gedepleteerde gasvelden, met name op de geochemische en biochemische reacties van waterstof met gesteenten, vloeistoffen en microben. De hierbij gevormde stoffen, waaronder H₂S, hebben implicaties voor de omgeving, veiligheid, integriteit van de installaties en de injectie/productie capaciteit. Experimenten om de snelheid van verschillende reacties te bepalen, onder verschillende omstandigheden, staan centraal.

Dit project is gestart in 2021 en zal lopen tot 2024. Het is te vroeg om nu al conclusies te trekken. Wel is duidelijk dat opslag, en meer speciaal opslag van waterstof, kan leiden tot een serie van onderzoeksprojecten.

8 Conclusies

Deze innovatieanalyse betreft de Topsector Energie projecten binnen de stroom Geo-energie (tot 2017: Upstream Gas) en de RVO-subsidieprojecten op het thema geo-energie. Het gaat om 86 projecten, uitgevoerd sinds 2012. Het totale bedrag aan subsidie bedraagt ongeveer 14 miljoen euro.

Voor deze analyse zijn de projecten opgedeeld in een aantal blokken:

Blok 1. Regionale Analyse (exploratie)

Blok 2. Tough gas

Blok 3. Optimising production and increasing recovery factors

Blok 4. Decommissioning and abandonment

Blok 5. Geothermie

Blok 6. Opslag

De eerste vier blokken betreffen projecten die in eerste instantie vooral aansloten bij de oude, fossiele, gaswereld. Dat betekent niet dat deze projecten niet van betekenis kunnen zijn voor de nieuwe wereld waarin gewerkt wordt aan de opbouw van een nieuw, net zero carbon energiesysteem. Dat geldt met name voor regionale tectonostratigrafische analyses van de Nederlandse ondergrond en nieuwe methodes voor het abandonneren van putten.

Highlights bij deze oudere projecten zijn de regionale tectonostratigrafische studies uit [blok 1](#) en de projecten gericht op het voorkomen van een blokkade door water of de neerslag van zout, in putten aan het eind van de levensduur van gasvelden, in [blok 3](#).

De kern van [blok 1](#) zijn de acht grote, regionale offshore projecten die door TNO zijn uitgevoerd, gericht op een lange termijn beter begrip van de Nederlandse ondergrond. Voor regionale exploratie zijn dit soort projecten een goed startpunt en ze worden ook als zodanig door gasproducenten gebruikt. Het verschaft het tectonostratigrafisch framework waarop ook verdere, prospect-specifieke exploratie kan bouwen. De consistente werkwijze en de relatief constante groep van TNO medewerkers bij deze projecten droegen bij aan het succes. Deze projecten worden binnen de industrie zeer gewaardeerd; dit is ook het geval voor de drie database projecten in dit blok.

Naast de beschikbaarheid van de eindrapporten op nlog zijn meer uitgebreide resultaten van deze projecten (bv grids) toegankelijk gemaakt op het EBN/TNO Geode platform; dit werd unaniem beoordeeld als zeer waardevol. Daarnaast zijn veel rapporten te vinden op de website van de topsector energie (in de projectendatabase).

De andere highlight voor de oudere projecten zijn de projecten in [blok 3](#) die zich richtten op het voorkomen van een blokkade door water of de neerslag van zout, in putten aan het eind van de levensduur van gasvelden. Aangezien veel gasputten in Nederland in de laatste fase van productie zitten, is dit een zeer relevant onderwerp. De productiewinst is groot als men vloeistofaccumulatie of zoutneerslag kan voorkomen of uitstellen. De resultaten van deze projecten worden veelvuldig toegepast en deze projecten werden door gasproducenten gezien als excellent value for money.

Voor de universitaire projecten uit [blok 2](#) (tough gas) geldt dat de betekenis voor bedrijven in de praktijk erg beperkt is. De teneur van de feedback is dat deze projecten relatief kostbaar zijn en weinig concrete resultaten opleverden voor de sponsors. Bedrijven stonden op relatief grote afstand van deze projecten. Vergeleken met de TNO projecten uit Blok 1 zijn dit veel academischer projecten die wetenschappelijk weliswaar interessant waren, maar beperkt betekenis hadden voor de direct toepasbare kennis van de ondergrond die voor energie (hetzij fossiel, hetzij geothermie of opslag) van belang is. Deels komt dat omdat universiteiten voor technieken als seismische interpretatie of basin modelling de kritische massa aan activiteit missen die nodig is om dit goed te doen. Ook kan men zich afvragen of de verminderde maatschappelijke acceptatie van een techniek als fracking, vaak essentieel voor het winnen van tough gas, door de topsector niet eerder gesignaleerd had kunnen worden.

Keuzes die aan het begin van het identificeren van projecten en aandachtsgebieden gemaakt worden zijn van groot belang. De bij de upstream Gas projecten gemaakte keuzes hebben meestal goed uitgepakt maar bij de keuze om meerdere tough gas projecten te steunen, op een moment dat er zowel technisch, financieel als qua license to operate twijfels waren, kunnen achteraf vraagtekens gezet worden.

[Blok 4](#) (Decommissioning and abandonment) betreft in wezen een enkel project waar bij de abandonnering van een put geen gebruik gemaakt wordt van cement maar van ductiele materialen; hetzij materialen die in de ondergrond reeds aanwezig zijn (zout en klei), hetzij materialen die in de put worden ingebracht (bentoniet, een klei met een groot zwellend vermogen).

Gedurende dit project is er een ontwikkeling te zien van feasibility studies naar laboratorium testen naar testen in de testput van het RCSG, Rijswijk Centre for Sustainable Geo-energy. Een TRL6 niveau is nu bereikt. Het is nu aan de industrie de draad verder op te pakken; het project staat of valt bij de uiteindelijke abandonnering van een put in het veld (en de daaraan verbonden toestemming van SodM). Potentieel zijn kostenbesparingen voor abandonneren van groot belang; de totale abandonneringskosten van putten in Nederland zullen vele miljarden euro bedragen. Duidelijk is dat kostenbesparingen voor het abandonneren van putten van groot belang zijn, ook voor de overheid die via EBN voor 40% deelneemt aan de Nederlandse olie- en gasproductie. Dit blok van projecten wordt binnen de industrie dan ook als veelbelovend en potentieel zeer waardevol gezien.

Naast de kostenvermindering is ook een betere afsluiting van putten van groot belang. In het algemeen geldt dat methaanemissies door geabandonneerde putten een relatief onzekere, en naar alle waarschijnlijkheid onderschatte, bijdrage aan opwarming en klimaatverandering leveren.

Projecten gerelateerd aan het nieuwe energiesysteem, zoals geothermie projecten ([blok 5](#)) en projecten gerelateerd aan de opslag van energie ([blok 6](#)) hebben nog niet de grote vlucht genomen die in de periode 2012-2017 door de meer aan gasproductie gerelateerde projecten genomen werd. Dat is aan de ene kant teleurstellend, de noodzaak is er om ook een warmtevoorziening op te bouwen zonder uitstoot van

broeikasgassen, een weerbarstiger opgave dan een zero carbon elektriciteitsvoorziening.

Aan de andere kant is het begrijpelijk: kleinere geothermie bedrijven missen de kritische massa, kennis en financiële mogelijkheden die gasproducenten wel hadden. Er is een risico van een vicieuze cirkel voor geothermie: door een krappe business case is er geen geld voor innovatie en dat draagt er toe bij dat de business case krap blijft.

Voor het nieuwe energie en warmtesysteem, meer gebaseerd op elektronen dan moleculen, nemen activiteiten in de ondergrond ook een minder grote positie in. In de fase waarin geothermie zich nu bevindt, met meer basale problemen die in veel landen in Europa spelen, is er meer scope voor grootschaliger Europese projecten (Geothermica) dan kleinschaliger topsector projecten. Dit sluit echter ook niet uit dat het zinvol is om deelvragen vanuit de topsector op te pakken.

Het van de grond krijgen van geothermie in Nederland is een dermate grote uitdaging dat het raadzaam lijkt zich te concentreren op het verbeteren van boortechneken (inclusief bv het verwerken van testwater), manier van completeren (bv composiet) en opereren (bv corrosie, scaling, levensduur van ESP's) in gebieden met goed en bekend reservoir. Het lijkt raadzaam zich niet te concentreren op technieken (radial jet drilling, hoge kosten closed loop geothermie) of gebieden/stratigrafie (hoge kosten, risico van geïnduceerde seismiciteit UDG en carbonaten) met een geringe kans van slagen. Dit geldt met name voor de relatief kleinere topsector projecten.

Blok 5 (geothermie) had relatief veel projecten met problemen, die niet of slechts gedeeltelijk zijn uitgevoerd. De uitdaging is hier groter. Goede en duidelijke projectplannen (en de kwaliteit hiervan is geleidelijk toegenomen), met duidelijke beslispunten, helpen.

Veel van de projecten zijn door TNO gecoördineerd en (in ieder geval gedeeltelijk) uitgevoerd. Wat TNO doet is van goede kwaliteit. Het is de veilige route. Sommige projecten gingen beter dan andere maar eigenlijk is er niet één project echt mis gegaan. Dat mag misschien ook wel gezien de grote resources van TNO.

De TNO capaciteiten blijken ook uit de follow up aan internationale projecten. De kennisvergaring en kennisdeling voor de Nederlandse ondergrond worden gezien als exemplarisch (heel veel beter bij voorbeeld dan in Duitsland). Er is een risico dat die kennis, met name wanneer die gerelateerd was aan gasproductie, nu gedeeltelijk verloren gaat. De ondergrond is minder prominent aanwezig is in het nieuwe energiesysteem en de acceptatie om iets in de ondergrond te doen is kleiner geworden. In het algemeen is er waardering voor de kennis, motivatie en faciliteiten bij TNO, sommige partijen missen echter wat praktijkkennis.

De technische kwaliteit van vrijwel alle close out rapporten is zonder meer goed. Niet altijd was er echter een korte, goed leesbare en meer toegankelijke, samenvatting voor niet specialisten beschikbaar.

Topsector projecten zijn waardevol, zo is de feedback van deelnemende bedrijven, maar men moet er ook zelf tijd en moeite in stoppen en goed de vinger aan de pols houden hoe het loopt. Direct contact werkt daarbij soms beter dan officiële kwartaalmeetings. De industrie moet zich snel en makkelijk benaderbaar opstellen. Daarvoor ontbreekt soms de tijd, met name bij kleine operators. Het helpt als een project bij de goede technische specialist belandt, dat werkt vaak beter dan een algemeen focal point.

Interviews

TKI Nieuw Gas, programmalijs Geo Energie: René Peters, Dries Hegen (beide worden voor hun rol ingehuurd vanuit TNO)

TNO: Renaud Bouroullec, Gert-Jan Heerens

Neptune: Lex de Groot, Arjan Vos, Michiel van der Most, Rob Arts, Hilbrand Graven

EBN: Douwe van Leverink, Kees van Ojik, Barthold Schroot, Renee Stoeller, Ramon Loosveld (nu consultant), Ricardo Gijbels. Jorien Schaaf.

TUE: David Smeulders

NAM: Kees Veecken (nu consultant)

HVC: Marco van Soerland, Charlotte de Wijkerslooth

Twee geïnterviewden prefereerden anoniem te blijven.

Bijlage 1 Excel project overview

Nummer in rapport	Blok	Projectnummer	Titel	Status_en_opm	Startdatum	TRL	Subsidie
2		5 TKITOETKI2020-01-GE	Demonstrate Production Enhancement with Low Cost Side Track Drilling	Loopt nog (2022)	1-12-2020	5-6	€ 350.000
3		5 TKITOETKI2020-02-GE	Realization of a test well for research on Geothermal and thermal storage th	Loopt nog (2022)	1-6-2020	5-6	€ 350.000
4		6 TKITOETKI2020-03-GE	Functionality and Durability Study on Typical Construction Elastomeric Mater	Loopt nog (2022)	30-6-2020	4	€ 129.974
5		4 TKITOETKI2020-05-GE	Natural Sealing Large-Scale Evaluation	Loopt nog (2022)	1-6-2020	7	€ 484.270
6		5 TGE0119001	Development of a well impermant model for predicting clogging of geother	RVO	1-1-2020	5-6	€ 300.000
7	Stopgezet (5)	TGE0119004	Advanced reservoir simulation workflow for geothermal systems	RVO	1-1-2020	7	€ 80.641
8		5 TGE0119005	Innovatief completeringsproces diepe geothermieputten	RVO	1-1-2020	7	€ 164.650
9		5 TGE0119007	Maximizing output and lowering risks for geothermal development using se	RVO	1-1-2020	5-6	€ 256.603
10	Stopgezet (5)	TEHE118001	Low cost Exploration And deriskiNg of geothermal plays	RVO	1-11-2018	7	€ 6.000.000
11	Not included	TKI0E1821402_TKI_Gas	Warmtevoorziening in Nederland Duurzamer en Ondergrondse Warmteopsla	TKI Nieuw Gas	1-5-2019	Flanking	€ 200.000
12		6 TGE0118002	Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Gas Fields	RVO	16-4-2019	Flanking	€ 298.613
13		5 TGE0118003	Method development for improved well placement geothermal energy	RVO	15-9-2019	Flanking	€ 152.295
14		5 TGE0118004	Sustaining heat flow from Triassic sandstones for deep geothermal energy	RVO	1-10-2019	Flanking	€ 299.529
15		5 TESN118113	Mobile Geothermal Test- and Water Processing-plant (M-GTWP)	RVO	1-10-2018	Flanking	€ 50.000
16	Stopgezet (5)	TEHE117011	High Performance Geothermal Well	RVO	15-6-2017	7	€ 3.830.368
17	Geothermica (5)	TEHE117036	Tight Geothermal Casing Connections for Axial Stress Mitigation	RVO	1-5-2018	5-6	€ 218.342
18	Geothermica (5)	TEHE117042	Improving Geothermal System Performance through collective Knowledge Bu	RVO	1-5-2018	7	€ 692.325
19	Geothermica (5)	TEHE117043	Composite casing and the Acceleration of Geothermal Energy	RVO	1-5-2018	7	€ 5.298.482
20		4 TKITOET2017-06-UG	Bentonites	Afgerond	1-2-2017	5-6	€ 196.078
21		1 TKITOET2017-10-UG	Maxim	Afgerond	1-3-2017	4	€ 375.000
22		1 TKITOETKI2018-03-GE	Fluvial Reservoir Connectivity and Hetrogeneity	Loopt nog (2022)	1-8-2018	4	€ 320.333
23		4 TKITOETKI2019-02-GE	Natural Seals Research and Test Well	Afgerond	1-1-2020	7	€ 287.715
24		2 TKI0ECARBFRAC2016	Fracturing flow and reactive transport in carbonate and chalks hydrocarbon	Afgerond	1-9-2017	1-3	€ 507.000
25		3 TKITOET2017-02-UG	Modelling of Flow in Annulus	Afgerond	1-12-2016	4	€ 340.000
26		3 TKITOET2017-03-UG	Transient Modelling	Afgerond	1-12-2016	5-6	€ 81.863
27		3 TKITOET2017-05-UG	Model Uncertainty	Afgerond	1-12-2016	7	€ 58.824
28		4 TKITOETKI2017-08-UG	Rocksalt	Afgerond	1-2-2017	4	€ 200.000
29		3 TKITOETKI2018-01-GE	Application of data analytics and (semi-)supervised learning techniques to	Afgerond	1-1-2018	7	€ 98.039
30		3 TKITOETKI2018-02-GE	Well Dynamics	Afgerond	1-7-2018	5-6	€ 446.500
31		4 TKITOETKI2018-06-GE	Encapsulation of bentonite pellets for controlled downhole placement and	Afgerond	1-5-2018	5-6	€ 58.824
32		4 TKITOETKI2018-07-GE	Wireline Well Barrier Dissolution	Afgerond	1-5-2018	4	€ 133.333
33		4 TKITOETKI2018-08-GE	A framework for the assessment of ductile shales for wellbore sealing and	Afgerond	1-5-2018	4	€ 24.510
34		4 TKITOETKI2018-09-GE	Rock salt stimulation feasibility for well abandonment	Afgerond	1-5-2018	4	€ 115.196
35		1 TKITOETKI2018-10-GE	DNA2Explore	Afgerond	1-8-2018	7	€ 140.000
36		3 TKITOETKI2019-01-GE	Optimization of gas production and storage in relation to salt precipitation	Afgerond	1-5-2019	5-6	€ 85.784
37		1 TKITOETKI2019-03-GE	Chalk structural and depositional evolution in the vicinity of salt tectonics	Afgerond	14-10-2019	4	€ 333.334
38		1 TEUG116268	Vermindering van exploratierisico's van gasvelden door innovatieve verwerk	RVO	1-3-2017	4	€ 227.131
39	Stopgezet	TEUG116269	CCS And ePower Systems - Integrated Offshore	RVO	19-10-2016	5-6	€ 130.295
40		1 TKITOET2015-01-UG	Salt Tectonics Early Movement (STEM)	Afgerond	1-3-2016	Flanking	€ 280.000
41		1 TKITOET2015-02-UG	Mid Miocene Unconformity (MMU)	Afgerond	1-3-2016	Flanking	€ 100.000
42		3 TKITOET2015-03-UG	Produced Water Clarification	Afgerond	1-1-2016	5-6	€ 223.686
43		2 TKITOET2015-05-UG	University cluster 1:2 Fractures from basin to well scale	Afgerond	1-4-2016	Flanking	€ 85.600
44		2 TKITOET2015-06-UG	University cluster 1:3 3D fracture network formation and characterization in t	Afgerond	1-4-2016	Flanking	€ 85.600
45		2 TKITOET2015-07-UG	University cluster 1:4 Fracture connectivity in heterogeneous rocks	Afgerond	1-3-2016	4	€ 85.600
46		3 TKITOET2017-01-UG	Salt II	Afgerond	1-12-2016	5-6	€ 156.542
47		3 TKITOET2017-04-UG	Virtual Metering	Afgerond	1-1-2017	5-6	€ 159.998
48		1 TKITOETKI2018-04-GE	Tectonic models II: The Dutch Central Graben and its margins	Afgerond	1-5-2018	4	€ 273.211
49		1 TKITOETKI2018-05-GE	Rise and Fall, the role of thermal uplift in the formation of Jurassic basins i	Afgerond	1-5-2018	4	€ 251.789
50		1 TEUG115003	COMMA Understanding Jurassic Sands of the Terschelling Basin	RVO	21-10-2015	1-3	€ 149.735

51	4	TEUG115005	Downhole field lab - Wellbore sealing by rock salt (natural sealing salt plu	RVO	1-7-2016	5-6	€ 70.849
52	1	TKITOET2014-01-UG	HYPO-LIAS: HYdrocabon Potential of the LIAS	Afgerond	1-6-2015	Flanking	€ 225.000
53	3	TKITOET2014-06-UG	Salt Precipitation Model Extension	Afgerond	1-1-2015	5-6	€ 150.000
54	2	TKITOET2014-07-UG	University cluster Tectonic models for natural stress	Afgerond	1-4-2015	Flanking	€ 85.600
55	2	TKITOET2014-08-UG	University cluster Fractures from basin to well scale	Afgerond	31-3-2014	Flanking	€ 85.600
56	2	TKITOET2014-09-UG	University cluster 3D fracture network formation and characterization in tou	Afgerond	1-6-2014	Flanking	€ 85.600
57	2	TKITOET2014-10-UG	University cluster fracture connectivity in heterogeneous rocks	Afgerond	1-4-2015	4	€ 85.600
58	2	TKITOET2014-11-UG	University cluster FP Fracture initiation	Afgerond	1-10-2013	5-6	€ 85.600
59	2	TKITOET2015-04-UG	University cluster 1:1 Tectonic models for natural stress	Afgerond	1-4-2016	Flanking	€ 85.600
60	2	TKITOET2015-08-UG	University cluster 1:5 FP Fracture initiation	Afgerond	1-4-2016	7	€ 85.600
61	3	TKITOET2016-01-UG	FOAM II	Afgerond	1-10-2016	5-6	€ 321.500
62	1	TEG0114001	Chalk potentieel in de D-, E- en F-kwadranten	RVO	8-10-2014	4	€ 154.456
63	1	TEG0114003	A conceptual diagenetic model for cementation in the Rotliegend sandstones	RVO	1-9-2015	4	€ 100.000
64	4	TEG0114004	Ductile formation sealing	RVO	1-6-2015	4	€ 90.326
65	3	TEG0114005	Unstable flow in liquid loading gas wells	RVO	1-1-2015	4	€ 146.802
66	3	TEG0114006	Real time production optimization	RVO	1-1-2015	4	€ 140.000
67	3	TKITOET2016-03-UG	Produced water treatment for mature offshore gas fields	Afgerond	1-10-2016	5-6	€ 50.000
68	1	TKITOEUpstream-TKI2013	FOCUS on Upper Jurassic sandstones	Afgerond	1-7-2014	4	€ 220.000
69	3	TKITOEUpstream-TKI2013	Produced water treatment for mature offshore gas fields	Afgerond	1-1-2014	4	€ 112.500
70	1	TKITOEUpstream-TKI2013	Tectonic models for natural stress, exhumation and temperature in shale ga	Afgerond	1-4-2013	4	€ 85.000
71	2	TKITOEUpstream-TKI2013	Multi-scale modelling of fractures and stresses: from basins to well	Afgerond	1-4-2013	4	€ 85.000
72	2	TKITOEUpstream-TKI2013	3D fracture network formation in tough gas reservoirs: Improving fracture cor	Afgerond	1-6-2014	4	€ 85.000
73	2	TKITOEUpstream-TKI2013	Enhancing shale gas production by promoting pore connectivity between sha	Afgerond	15-3-2014	4	€ 85.000
74	2	TKITOEUpstream-TKI2013	3FP, fracture initiation, fracture growth, fluid flow and particle transport	Afgerond	1-10-2013	4	€ 85.000
75	2	TKITOEUpstream-TKI2013	Improved sweet spot identification and smart development using integrated	Afgerond	1-3-2014	4	€ 100.000
76	1	TEG0213001	Geochemical composition and origin natural gas in onshore and offshore Ne	RVO	1-1-2014	1-3	€ 135.000
77	3	TEG0213003	The use of coatings for deliquifying gas wells	RVO	1-1-2015	1-3	€ 65.885
78	3	TEG0213004	Salt precipitation validation	RVO	1-10-2013	1-3	€ 150.000
79	3	TEG0213005	EGR technical and economic feasibility	RVO	1-10-2014	1-3	€ 120.000
80	3	TKIG01001	Salt Precipitation	RVO	1-9-2012	4	€ 100.000
81	1	TKIG01002	Integrated pressure information systems for on- and offshore Netherlands	RVO	1-9-2012	4	€ 175.000
82	2	TKIG01003	Innovative water management and green fracking fluids	RVO	1-1-2013	1-3	€ 35.000
83	3	TKIG01004	Integrated compression solutions	RVO	1-1-2013	4	€ 124.725
84	2	TKIG01005	Clay Swelling fase 0	RVO	1-1-2013	1-3	€ 12.500
85	3	TKIG01006	Water production and treatment	RVO	1-9-2012	1-3	€ 94.362
86	1	TKIG01007	New petroleum systems in the Dutch northern offshore	RVO	1-9-2012	1-3	€ 277.623
87	2	TKIG01008	Sweet spot identification project 1 (TNO)	RVO	1-9-2012	1-3	€ 50.000
88	2	TKIG01017	Tough Gas WP1.4 - UU	RVO	1-1-2013	1-3	€ 80.000
89	2	TKIG01018	Tough Gas WP1.1 - UU	RVO	1-1-2013	4	€ 80.000
90	2	TKIG01019	Fractures from basin to well scale: num. stress-strain model of fracture netw	RVO	1-12-2012	4	€ 80.000
91	2	TKIG01020	3D Fracture network formation in tough gas reservoirs	RVO	1-12-2012	1-3	€ 80.000
92	3	TKIG01022	Experimental Foam induence evaluation	RVO	1-11-2012	1-3	€ 487.337
93	3	TKIG01023	Enhanced Gas Recovery	RVO	1-11-2012	1-3	€ 75.000
94	1	TKIG01024	Tough gas targeting through high-res. geological char. of fine-grained sed. r	RVO	1-10-2012	1-3	€ 28.000
95	2	TKIG01025	Fracture initiation fracture growth, fluid flow and particle transport	RVO	1-1-2013	4	€ 80.000
96	6	TKITOETKI2021-01-GE	Enabling subsurface H2 storage: Effects of geo & biochemical reactions (HySt	Loopt nog (2022)			#N/A
97	5	TKITOETKI2021-02-GE	Seismicity Potential Dinantian geothermal reservoirs – implications of case	Loopt nog (2022)	15-5-2021		#N/A
98	5	TKITOETKI2021-03-GE	Temperature driven enhanced geothermal well test data interpretation	Loopt nog (2022)	1-6-2021		#N/A
99	5	TKITOETKI2021-04-GE	Improving geomechanical and thermal reservoir property prediction of Dutch	Loopt nog (2022)			#N/A
100	4	TKITOETKI2021-06-GE	Field Pilot P&A Using Bentonite	Loopt nog (2022)	1-4-2021		#N/A



tki nieuw gas topsector energie

Postadres

Groen van Prinstererlaan 37
3818 JN Amersfoort

Bezoekadres

Groen van Prinstererlaan 37
3818 JN Amersfoort

Deze analyse is uitgevoerd in opdracht van TKI
Nieuw Gas van de Topsector Energie.
