Van: [redacted]l@shell.com
Aan: [redacted]
Cc: [redacted]
Onderwerp: Dispensation request ROW-2 (remove tree with LDO rams)
Datum: maandag 14 september 2020 12:07:41
Bijlagen: Dispensation request ROW2.pdf

Dear [redacted],

As discussed in the face to face meeting on August 26th 2020, please find attached the dispensation request for ROW-2.

Regards,

[redacted]
[redacted]
[redacted]
Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Statutaire vestiging Den Haag - Handelsregister no. 04008869
Correspondence: Postbus 28000, 9400 HH Assen
Office: Schepersmaat 2, 9405 TA Assen
Tel: +31 (0)592 364399
Mob: +31 (0) 6 8363 7360
E-mail: [redacted]
Internet: http://www.nam.nl

De Minister van Economische Zaken
T.a.v. Inspecteur Generaal der Mijnen
[redacted]
Postbus 24037
2490 JP Den Haag

Assen, 14 September 2020

Topic: Dispensation request Mijnbouwregeling artikel 8.3.4.1 second member for well ROW-2

[redacted]

On behalf of NAM B.V., I would like to request a dispensation from Mijnbouwregeling article 8.3.4.1 second member for operations on well Rossum Weerselo 2 (ROW-2).

Background

NAM is planning a workover on ROW-2 water injection well to reinstate well integrity. The existing tubing has developed a leak and will be changed out. Also, a new tubing hanger spool (non LDO-type) will be installed. The workover is currently scheduled to commence November 2020 with the Synergy II. ROW-2's current tubing hanger is LDO-type and the hanger seals may leak.

There are two separate operations where this dispensation request relates to:
- Change out the X-mas tree for a temporary adapter (TA). This to allow the X-mas tree to be sent for maintenance prior to recompleting. This job is planned to be executed prior to the workover.
- Change out the TA for the BOP, first step of the workover after the rigmove.

Safeguards during the operations

ROW-2 is classed as a non-free flowing well and is required to be safeguarded twofold against outflow, as per 8.3.4.1 second member.

For both operations the safeguards are:

Tubing:
- Shearable plug in hanger nipple
- Shearable plug in SV-landing nipple

A-annulus:

- Fluid column in balance with the reservoir
- (LDO tubing hanger rams, which may not seal from below)

Remarks:

- The existing 5" x 4" tubing has multiple deformations/ restrictions and a leak between 1114-1140mAHTBF. The bore is reduced to min. 1.8".
- Due to the leak in the tubing the A-annulus cannot be pressured up and the LDO rams cannot be tested from below. From above the LDO rams do pass a pressure test of 210 bar.
- The ZEZ2 carbonate reservoir is depleted/ sub hydrostatic with 35bar pressure. The fluid level of production water finds its equilibrium around 900mAHTBF.
- ROW-2 is classed as an H2S well. In August 2020, the well was closed in for 72 hours and a pressure buildup of 0.01 bar was observed. 3.8ppm H2S was measured during bleed off after 72 hours monitoring.
- The A-annulus also contains benzene; >5000ppm benzene was measured when bleeding off after 72 hours monitoring.
- As part of the workover the LDO tubing head spool will be replaced by an FMC tubing head spool.

Alternatives considered

	Alternative	Analysis	Risk	Conclusion
1	Install plug in tubing in landing nipple in packer tailpipe below suspected tubing leak depth	The deformations inside the completion prevent passing of plugs to below the suspected leak depth	Become stuck with plug at deformations	Not viable
2	Install inflatable plug below suspected tubing leak depth	The deformations inside the completion prevent passing of plugs to below the suspected leak depth	Become stuck with plug at deformations	Not viable
3	Cure losses with LCM to close off ZEZ carbonate disposal reservoir and obtain fluid to surface	Due to the fractures of the Zechstein carbonates, large quantities and coarse non acid soluble LCM will be required	Losses may not be resolved. Well injectivity will likely be reduced	Not viable

4	Repair/ replace the LDO hanger or rams prior to the work	Technically this can only be executed with the Xmas tree and tubing removed	No change/ same deviation required	Not viable
5	Test LDO from below	Due the leak fluid will be pushed into the reservoir	-	Not possible
6	Replace the Xmas tree by TA and later BOP prior workover	Work with fluid column in equilibrium as barrier	Gas with H2S/ benzene escaping	Preferred option

Considerations

The risks of performing the operations is considered ALARP:

- Considering that the LDO tubing hanger seals have not been tested but may be capable of sealing against the very low pressures that the A-annulus is capable to develop.
- Considering the period the well is left unprotected on both occasions is estimated less than 4 hours.
- Considering the wellhead maintenance crew that will remove the existing tree is a small and highly skilled team that will be capable of executing the job efficiently.
- Considering that removing the TA by the rig will be relatively efficient as the recently installed nuts and bolts will be easier to remove.
- Considering that execution will start only once all material, tools and personnel are ready and that the job will be given priority over any other work on location.
- Considering that a volume of scavenged fluid will be pumped into the annulus prior the jobs.
- Considering that gas detectors will be placed with H2S and benzene alarms at the workplace.
- Considering that a pumping / vent line will be installed from the A-annulus to a dedicated pump and vent location to allow repeat circulation or guiding away toxic gases if required.
- Considering there will be a plan in place to safeguard the well in case toxic gases are measured above legal limits.

Regards,

[redacted]

NAM Assen

Van: [redacted]@shell.com
Aan: SodM [redacted]
Cc: SodM Info; NAM-Mailsodm@shell.com
Onderwerp: Seismisch protocol Twentevelden
Datum: vrijdag 25 september 2020 14:36:46
Bijlagen: [redacted]smisch risicobeheersplan Schoonebeek-2020 - v1.0.pdf

Geachte [redacted]

Zoals verzocht in uw brief (kenmerk 20171945 | INS-511, 9 juli 2020) heeft NAM het Seismisch Risicobeheersplan Twente Water Injectie geactualiseerd. Bijgevoegd vindt u de nieuwe versie.

Met vriendelijke groeten,

[redacted]

NAM

Seismisch risicobeheersplan - Waterinjectie Twente velden

NAM

Kenmerk EP202009204124, d.d. 25 september 2020

Dit document vervangt document EP201502216336 met de titel: Addendum Waterinjectie Management Plan - Protocol seismische activiteit door waterinjectie, naar aanleiding van de brief 20171945 | INS-511 van het Staatstoezicht op de Mijnen.

Seismische activiteit door waterinjectie

De injectie van het productiewater dat vrijkomt bij de oliewinning in Schoonebeek is begonnen in januari 2011. Aanvankelijk werd het water geïnjecteerd in de diepe ondergrond in een drietal leeg geproduceerde gasvelden in Twente: Rossum-Weerselo, Tubbergen en Tubbergen-Mander. Sinds 2015 vindt waterinjectie alleen nog plaats in het Rossum-Weerselo veld. De waterinjectie in Tubbergen-Mander is definitief gestopt. De waterinjectie in Tubbergen is tijdelijk gestopt.

De hoeveelheid geïnjecteerd water ligt tussen 3000 en 5500 m^3 per dag. Volgens de oorspronkelijke planning zou tot maximaal 12.500 m^3 per dag geïnjecteerd worden (MER 2009). Van 2011 tot 2015 werd dit niveau niet gehaald omdat de oliewinning in Schoonebeek langzamer plaatsvond dan verwacht. Na 2015 werd dit niveau niet gehaald als gevolg van een beperking in de transportcapaciteit van de leiding van Schoonebeek naar Twente.

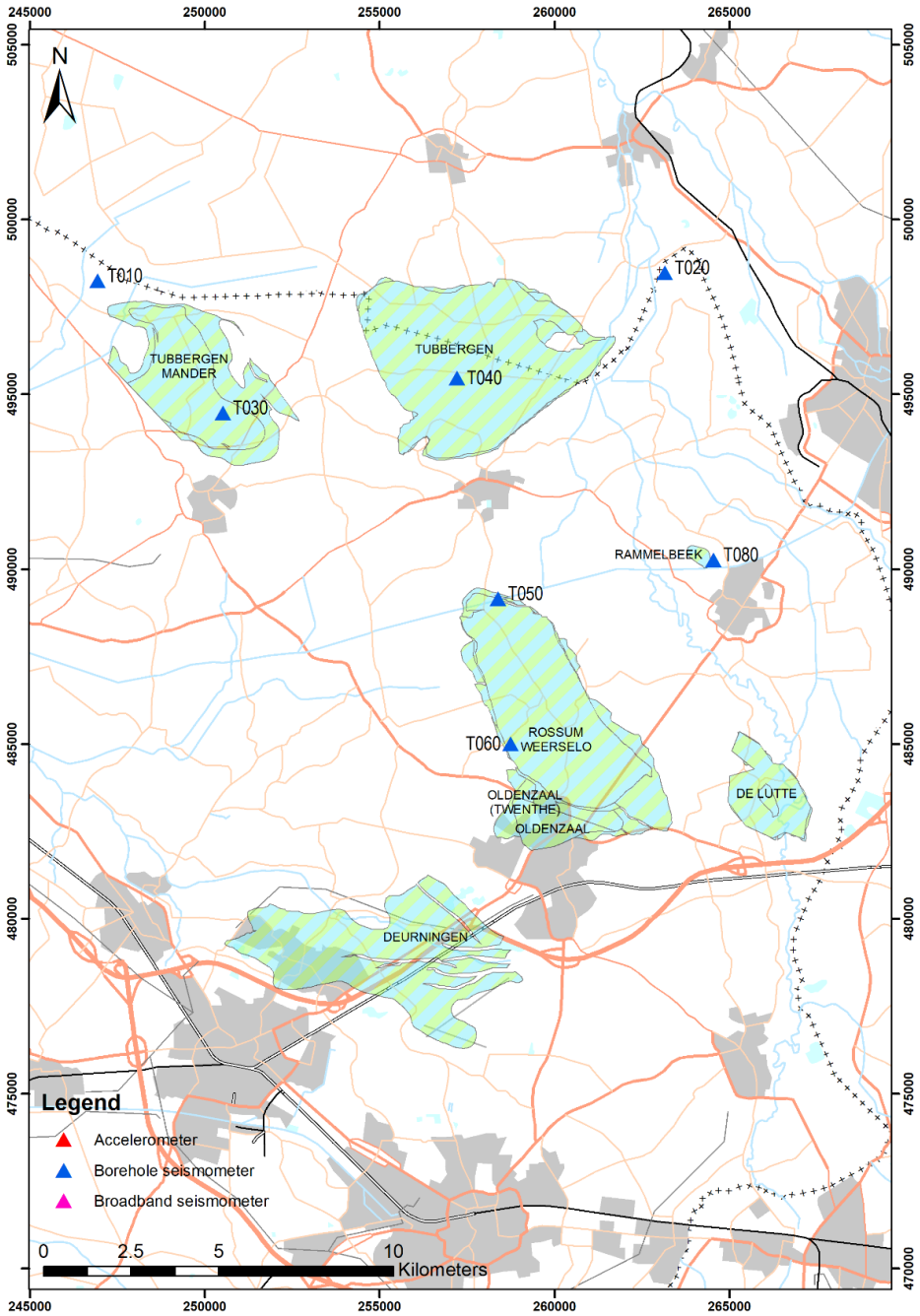
Wereldwijd is gebleken dat waterinjectie in incidentele gevallen aardbevingen kan veroorzaken. Studies hebben aangegeven dat dergelijke aardbevingen voornamelijk gerelateerd zijn aan gevallen waarbij de reservoirdruk uitstijgt tot boven de oorspronkelijke reservoirdruk van het gasveld. Dit gebeurt niet in Nederland omdat in vergunningen druklimieten zijn opgenomen. In Nederland wordt door NAM al tientallen jaren zonder problemen water geïnjecteerd op diverse locaties (bv. Borgsweer, Pernis, Rotterdam, Schoonebeek). Er is in Nederland slechts 1 geval bekend waarbij vermoedelijk door waterinjectie een lichte aardbeving werd geïnduceerd. Dit was in november 2009 nabij Weststellingwerf in een gasveld van Vermilion. Deze beving had een kracht van 2,8 op de schaal van Richter.

In Twente zijn nooit bevingen zijn geregistreerd. Niet gedurende de 55 jaar van gasproductie en ook niet gedurende de eerste 9 jaar van waterinjectie. Hoewel er geen bevingen worden verwacht (MER en Ref 1[1]), heeft Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) NAM verzocht om het risico op aardbevingen door waterinjectie in Twente nader te beschrijven (Ref 1). Daarnaast heeft SodM verzocht om een protocol aan het Water Management Plan voor Twente toe te voegen waarin wordt vastgelegd hoe het risico op mogelijke bevingen beheerst wordt en hoe te handelen mocht er onverhoopt wel een beving optreden. Dit document vervangt document EP201502216336 met de titel: Addendum Waterinjectie Management Plan - Protocol seismische activiteit door waterinjectie, naar aanleiding van de brief 20171945 | INS-511 van het Staattoezicht op de Mijnen.

De mogelijke bedreigingen en mechanismen die in verband worden gebracht met het mogelijk optreden van bevingen gedurende injectie zijn vastgelegd in NAM-rapport EP201502207168 (Ref 1). Hierin wordt ook, conform de bevindingen in de MER, geconcludeerd dat seismiciteit in Twente niet verwacht wordt. Omdat bodembewegingen nooit volledig uitgesloten kunnen worden, heeft bovengenoemd rapport een aantal aanbevelingen opgenomen zoals het aanleggen van een verbeterd seismisch netwerk en een accelerometer netwerk boven de injectievelden. Eventuele metingen kunnen gekoppeld worden aan een seismisch risicomanagementsysteem. In 2016 is het nieuwe seismische netwerk gerealiseerd en dit netwerk is inmiddels bijna 5 jaar actief. Het netwerk bestaat uit 7 seismische meetstations. Ieder station bestaat uit 4 geofoons, die op verschillende dieptes zijn

[1] Ref 1: “Threat assessment for induced seismicity in the Twente water disposal fields” NAM Report nr. EP201502207168 (Februari 2015, link)

geplaatst, met aan het maaiveld een accelerometer. Het netwerk maakt deel uit van het KNMI-netwerk en is in staat om aardbevingen groter dan M=0,5 te lokaliseren. Tot nu toe is er geen enkele aardbeving geregistreerd. De gegevens van dit netwerk zijn in te zien en op te vragen bij het KNMI.



Figuur 1: Seismische stations in Twente.

Om het risico van seismische activiteit, die veroorzaakt zou kunnen worden door waterinjectie, te beheersen wordt op advies van Staatstoezicht op de Mijnen het 5-stappenplan van Zoback[2] gevolgd:

1. Vermijd injectie in actieve breuken

Aan criterium 1 wordt voldaan. Uit een geologische studie van de diepe ondergrond in Twente (NAM-rapport EP201310201845) wordt geconcludeerd dat tektonisch actieve breuken niet aanwezig zijn. Alleen direct ten oosten van het Tubbergen-Mander veld loopt een breuk die 21,5 miljoen jaar geleden voor het laatst activiteit vertoonde (De Gronau Breuk). De dichtstbijzijnde injectieput bevindt zich op ruime afstand (ongeveer 2000m) van deze inactieve breuk.

2. Voorkom dat de reservoirdruk te snel toeneemt

Aan criterium 2 wordt voldaan. Ieder jaar wordt in alle injectieputten de lokale reservoirdruk gemeten. De gemeten druk wordt vergeleken met de gemodelleerde druk, die is gebaseerd op de hoeveelheid gas die oorspronkelijk uit dat reservoir is geproduceerd. Als de druk significant sneller toeneemt dan verwacht, dan wordt de waterinjectie in die put aangepast. Zo is op basis van deze druk monitoring in 2014 besloten om de putten TUM1, TUM2 en ROW3 voorlopig niet te gebruiken voor waterinjectie, terwijl in put TUM3 minder water werd geïnjecteerd. Daarnaast is een maximale injectiedruk vastgesteld die de integriteit van de afsluitende bovenlaag waarborgt en zal de injectie worden gestopt als de oorspronkelijke reservoirdruk wordt bereikt.

3. Installeer een seismologisch netwerk

Aan criterium 3 is in januari 2016 voldaan. Zoals eerder beschreven bestaat in dit gebied een uitgebreid geofoonnetwerk. Het KNMI beheert het netwerk en zal de metingen registreren en waargenomen seismische activiteit (onder meer aan NAM) rapporteren.

4. Stel een protocol op waarin maatregelen zijn aangegeven als een seismische activiteit wordt gemeten

Aan criterium 4 wordt middels dit document voldaan. Een 'verkeerslicht'-protocol wordt hieronder verder uitgewerkt, waarin is aangegeven welke maatregelen zullen worden genomen als enige seismiciteit wordt waargenomen. De te nemen maatregel hangt af van de magnitude van de seismische activiteit. Het protocol voor waterinjectie volgt het protocol zoals dit is gedocumenteerd in het seismisch risicobeheersplan voor kleine gasvelden[3], met één uitzondering. Het gele niveau (seismische activiteit) start bij bevingen die sterker zijn dan M=0,5.

5. Wees voorbereid op te nemen maatregelen

Aan criterium 5 is middels dit risicobeheersplan voldaan. De te nemen maatregelen bij het overschrijden van magnitudes na gemeten seismische activiteit zijn hieronder in het 'verkeerslicht'-protocol beschreven.

Seismisch risicobeheerssysteem

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de feitelijke invulling van het risicobeheersplan. Hierin is vastgelegd welke stappen worden gezet als sprake is van een aardbeving door gaswinning:

- **Injectie:** Welke situaties geven aanleiding tot het nemen van een mitigerende actie. Te denken valt aan het verminderen of stoppen van injectie in (een deel van) het veld.

[2] Mark D. Zoback "Managing the seismic risk posed by wastewater disposal", Arma e-newsletter, volume 2, issue 2, spring 2012 (http://www.armarocks.org/documents/newsletters/2012_02_02_spring.pdf)

[3] NAM (2017) Seismisch risico voor "kleine velden". EP201712203519 (link)

- **Communicatie:** Op welke manier met de omgeving en belanghebbenden wordt gecommuniceerd na registratie van een aardbeving. Behalve van de sterkte van een beving hangt dit ook altijd af van specifieke lokale factoren en publieke reacties.
- **Schadeafhandeling:** Schade wordt afgehandeld via de onafhankelijke commissie mijnbouwschade[4]. Tevens kan het NAM Crisis Management Team (CMT) ingezet worden. Het CMT wordt geleid door een afgevaardigde van de NAM-directie.

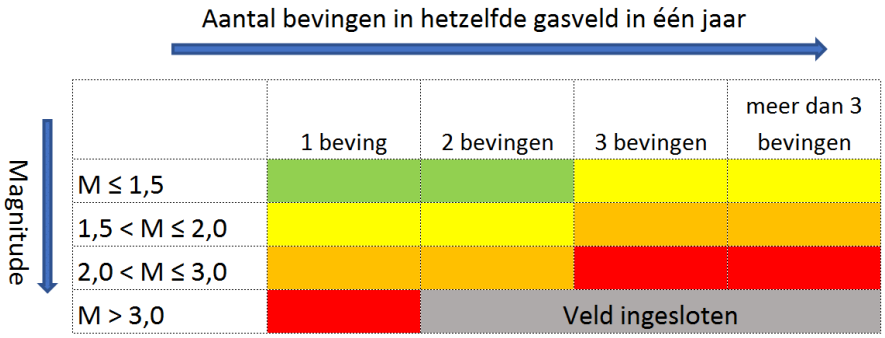
Tabel 1: Risicobeheerssysteem: communicatie- en actieplan bij een waargenomen beving als gevolg van waterinjectie

Magnitude	**Escalatie**	**Interne communicatie**	**Acties**	**Externe communicatie (afhankelijk van lokale factoren en publieke reacties)**
M ≤ 0,5	Normaal werkgebied		• SRBT bekijkt maandelijks eventuele ontwikkelingen in het patroon van seismische waarnemingen.	• NAM volgt actief nieuws en communiceert wanneer noodzakelijk of gewenst
0,5 < M ≤ 2,0	Seismische activiteit (Kans dat beving gevoeld is als M>1,5)	• SRBT komt binnen 48 uur of op de eerste werkdag nadat de aardbeving is geregistreerd bijeen.	• SRBT vergelijkt de plaats van de aardbeving met het geologische model, de locatie van putten en breuken. Indien nodig worden aanbevelingen geformuleerd.	• NAM informeert B&W van relevante* gemeenten • NAM plaatst een bericht op de website
2,0 < M ≤ 3,0	Verhoogde seismische activiteit. *Kans op schade*	• Indien nodig, zal het SRBT het NAM Crisis Management Team (CMT) direct informeren. • Met grootst mogelijke spoed (binnen 24 uur) komt het SRBT bijeen om aanbevelingen te formuleren.	• NAM overlegt met toezichthouder (SodM) over eventuele maatregelen.	• NAM informeert B&W van relevante* gemeenten en veiligheidsregio(s). • NAM plaatst een bericht op de website. • SRBT zal analyse en voorgenomen maatregelen met SodM delen.
M > 3,0	Hoge seismische activiteit. *Verhoogde kans op schade*	• Het NAM Crisis Management Team (CMT) wordt direct bijeengebracht. • Het CMT stuurt het SRBT aan om te assisteren.	• NAM stopt injectie in het veld. • NAM zal injectie pas hervatten na overleg met de toezichthouder (SodM) en communicatie met omgeving.	• NAM informeert B&W van relevante* gemeenten en veiligheidsregio(s). • NAM plaatst een bericht op de website • SRBT zal analyse en maatregelen met SodM delen.

*De gemeente waar de beving heeft plaatsgevonden en gemeenten waar de beving gevoeld kan zijn

[4] https://www.commissiemijnbouwschade.nl/

Een herhaling van bevingen kan zorgen voor een escalatie in het beheerssysteem volgens het schema in Figuur 2. Bijvoorbeeld, als er meer dan twee bevingen zijn geweest met M=1,8 gedurende de laatste 12 maanden, zal het SRBT overgaan naar het escalatieniveau “oranje” (verhoogde seismische activiteit), met bijbehorende maatregelen. Een veld wordt ingesloten bij een beving van M>3,0 en gaat pas open na overleg met de toezichthouder (SodM) en communicatie met omgeving. De situatie van 2 of meerdere bevingen met M>3,0 binnen één jaar zal zich daarom niet voordoen. Dit is aangegeven met het grijze vlak in Figuur 6.



Figuur 2: Matrix behorend bij het seismische risicobeheerssysteem.

Wat gebeurt er bij een beving in een specifieke locatie?

Deze sectie beschrijft in meer detail welke communicatie plaatsvindt bij een beving. Voor communicatie wordt verondersteld dat:

- SodM vragen rond veiligheid moet kunnen beantwoorden, bijvoorbeeld van landelijke bestuurders;
- Een Veiligheidsregio voldoende informatie moet hebben om een eventuele crisis effectief te kunnen beheersen. Ook moet de Veiligheidsregio vragen van gemeenten, provincies, omgevingsdiensten, waterschappen en het publiek kunnen beantwoorden;
- B&W vragen van burgers en lokale pers moet kunnen beantwoorden.

De communicatie zal bijvoorbeeld informatie uitwisselen rond

- Locatie en sterkte van de beving (zoals berekend door KNMI)
- Welk veld dit betreft, en welke vergunningen voor de water injectie aanwezig zijn
- Waar men eventuele schade kan melden en hoe deze meldingen verwerkt gaan worden
- Andere zorgen, bijvoorbeeld over kans op naschokken of herhaling
- Gewenste vervolg-communicatie, bijvoorbeeld de status van het aantal schademeldingen.

Tabel 2 hieronder geeft informatie over met wie / wanneer contact opgenomen wordt.

Tabel 2: Externe communicatie bij een beving

Magnitude	Escalatie	Externe communicatie			
		NAM website	**SodM**	**B&W van relevante gemeenten**	**Veiligheidsregio(s) (meldkamer)**
M ≤ 0,5	Normaal werkgebied			NAM neemt contact op (binnen 48 uur) wanneer noodzakelijk of gewenst	
0,5 < M ≤ 2,0	Seismische activiteit (Kans dat beving gevoeld is als M>1,5)	NAM plaatst informatie op de website	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur)	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur)	
2,0 < M ≤ 3,0	Verhoogde seismische activiteit. *Kans op schade*	NAM plaatst informatie op de website	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur) Analyse voorgenomen maatregelen binnen 1 week	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur)	KNMI en NAM informeert de veiligheidsregio. Bij M ≥ 2,5 of bij sociale onrust zal het NAM Crisis Management Team (CMT) in werking treden. Het CMT belt z.s.m.
M > 3,0	Hoge seismische activiteit. *Verhoogde kans op schade*	NAM plaatst informatie op de website	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur) Analyse maatregelen binnen 48 uur	NAM belt z.s.m. (binnen 12 uur)	KNMI informeert de veiligheidsregio. Tevens belt het NAM Crisis Management Team z.s.m.

De seismische monitoring, analyse en rapportage wordt uitgevoerd door het KNMI. NAM neemt contact op met belanghebbenden binnen de genoemde tijd, gerekend vanaf het moment dat NAM op de hoogte is (gebracht) van het optreden van een aardbeving. De tijdsduur tussen een aardbeving en het moment dat NAM op de hoogte is afhankelijk van de magnitude van de beving en de snelheid van handelen door het KNMI. Bij aardbevingen met een magnitude groter dan 2 communiceert het KNMI binnen 6 uur met veiligheidsregio en met NAM. Bij kleinere bevingen kan dit tot enkele dagen duren. De communicatie door NAM is “maatwerk” en afhankelijk van lokale factoren, de actualiteit en publieke reacties.

Details van het communicatieplan, zoals bellijsten, worden door NAM in overleg met betrokken overheden actueel gehouden en zijn voor NAM beschikbaar. Dit communicatie-overzicht wordt regelmatig aangepast met ervaringen.

Duiding van het risico

Voor een duiding van het mogelijk risico door geïnduceerde aardbevingen wordt verwezen naar het risicobeheersplan kleine gasvelden[5]. In het rapport “Threat assessment for induced seismicity in the Twente water disposal fields”[6] wordt een schatting gemaakt van de maximale magnitude. Deze schatting is gebaseerd op de grootte van de bestaande breuken in de injectievelden. Voor de grootste breuk, die binnen de actieve injectievelden gekarteerd is, wordt een maximale magnitude van M=2,5 geschat[7]. Aardbevingen tot deze magnitude kunnen leiden tot schade maar vormen geen risico voor de veiligheid.

[5] NAM (2017) Seismisch risico voor “kleine velden”. EP201712203519 (link)

[6] https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/rapporten/2015/02/01/report-4-threat-assessment-for-induced-seismicity-in-the-twente-water-disposal-fields/report-4-threat-assessment-for-injection-related-seismicity-in-the-twente-area-feb2015-1.pdf

[7] Voor waterinjectie in de Carboon zandsteen laag geldt 3,2 als Mmax. Deze injectie is beëindigd in 2015 en zal naar verwachting niet meer hervat worden.

Seismisch Risicobeheersteam (SRBT)

NAM heeft voor kleine velden en de velden waar water wordt geïnjecteerd een **s**eismisch **r**isico**b**eheers**t**eam (SRBT) samengesteld. Het SRBT monitort voor kleine velden het seismisch risicobeheerssysteem.
SRBT komt maandelijks bij elkaar voor overleg over:

- De correcte werking en/of uitbreidingen van het meetsysteem (bijvoorbeeld geofoons en accelerometers);
- Eventuele (trends in) seismische activiteit door KNMI geregistreerd en gelokaliseerd.

Bij seismische activiteit volgt het SRBT het escalatieproces zoals beschreven in dit document. Indien nodig, coördineert het SRBT de rapportage naar externe partijen.

Van: [redacted]@shell.com
Aan: SodM, [redacted]@overijssel.nl; [redacted]
Cc: [redacted]
Onderwerp: Artikel Tubantia - saneringswerkzaamheden TUB7
Datum: vrijdag 2 oktober 2020 20:17:44
Bijlagen: image001.png
image003.jpg
Tubantia - sanering TUB7 - 2 okt 2020.pdf

Begin september zijn de saneringswerkzaamheden op de locatie TUB7 van start gegaan.

Afgelopen maandag hebben we een journalist van Tubantia de nodige tekst en uitleg gegeven over de werkzaamheden en is ook de dorpsraad Vasse langs geweest voor een werkbezoek.

Bijgevoegd het artikel dat vandaag hierover is verschenen in de lokale media.

Ik hoop jullie hiermee voldoende te hebben geïnformeerd. Als er nog vragen zijn dan verneem ik die graag.

[redacted]

[redacted]

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Statutaire vestiging Den Haag - Handelsregister no. 0400869
Correspondentieadres: Postbus 28000, 9400 HH Assen
Bezoekadres: Schepersmaat 2, 9405 TA Assen
Tel: +31 (0)592 36 39 58
Mobiel: +31 (0)6 51 66 55 94
E-mail: [redacted]
Internet: http://www.nam.nl

Please note that CC-mails are stored seperately en read infrequently.

Disclaimer:
The information in this e-mail is confidential and intended solely for the person to whom it is addressed. If this message is not addressed to you, please be aware that you have no authorization to read this e-mail, to copy it, to furnish it to any person other than the addressee, or to use or misuse its content in any way whatsoever. Should you have received this e-mail by mistake, please bring this to the attention of the sender, after which you are kindly requested to destroy the original message.

De informatie in deze e-mail is vertrouwelijk en uitsluitend bestemd voor de geadresseerde. Indien de lezer van deze mededeling niet de geadresseerde is, wordt u er hierbij op gewezen, dat u geen recht hebt kennis te nemen van deze e-mail, deze te kopiëren of te verstrekken aan andere personen dan de geadresseerde, dan wel de inhoud daarvan op enigerlei wijze te gebruiken of misbruiken. Indien u deze e-mail abusievelijk hebt ontvangen, wordt u vriendelijk verzocht de afzender daarvan op de hoogte te brengen en vervolgens het originele bericht te vernietigen.

Grote schoonmaak in kwetsbaar natuurgebied

De NAM speelt open kaart bij aanvang van de sanering van een vervuilde boorput in natuurgebied Springendal. Als zeker is dat Tub7 niet meer nodig is, wordt de oude boorlocatie zelfs helemaal opgeruimd.

Wim Goorhuis
Hezingen

Ze hebben de zogeheten PAS-uitspraak van de Raad van State gerespecteerd. Ze hebben rekening gehouden met de aanwezigheid van beschermde dieren in het gebied. En er is bij de planning zelfs rekening gehouden met het toeristenseizoen. Want vrachtwagens die de rust in een kwetsbaar natuurgebied verstoren, dat wil ook de Nederlandse Aardolie Maatschappij niet.

Maar alle vergunningen zijn binnen. De dieren zijn overgezet naar een veiliger plek en het toeristenseizoen is afgelopen. De vrachtwagens rijden inmiddels. Ze zijn onvermijdelijk bij het saneren van de vervuilde boorput Tub 7 in natuurgebied Springendal. De NAM is begonnen met de grote schoonmaak van het terrein.

NAM stuitte op gas

In de jaren 50 werd in Hezingen naar olie geboord. Maar de NAM, die destijds nog het hoofdkantoor in Oldenzaal had, stuitte hier, in het buitengebied van Vasse, op gas. Dat zit opgeslagen in een steenlaag op een diepte van ongeveer 2 kilometer.

Bij dat boren is destijds boorspoeling gebruikt: een kleiachtige substantie. „Als we het niet zouden gebruiken, dan zou het boorgat instorten", zegt Auke van der Veen, bodemspecialist van de NAM. „Het was deels voor smering en deels voor verdichting."

Het bariet in die boorspoeling is de oorzaak van de huidige vervuiling. Bariet werd gebruikt voor verzwaring. Maar het materiaal wordt vrijwel niet opgenomen door organismen. In de jaren 80 kwam het besef dat de stof schadelijk is voor het milieu.

NAM-omgevingsmanager Hans Ardesch wijst op een aantal blauwe markeringen op een kaart van de boorlocatie Tub7. Dat zijn de plekken waar de boorspoeling is aangetroffen. Vermoedelijk zijn destijds sleuven gegraven waarin het materiaal werd gestort.

De vervuilde grond wordt nu met een graafmachine verwijderd en afgevoerd naar Almelo. Daar wordt de grond schoongemaakt. Na de behandeling krijgt de grond een nieuwe bestemming. Het kan onder meer gebruikt worden om bijvoorbeeld een geluidswal mee te maken.

▲ **Van links naar rechts: Auke van der Veen (NAM), Erik Renting (Arcadis) en Hans Ardesch (NAM).** FOTO'S ROBIN HILBERINK

> **Als we geen boorspoeling zouden gebruiken, zou het boorgat instorten**
>
> —Auke van der Veen

Het aantal blauwe markeringen op de kaart is beperkt. Pal naast de boorlocatie zelf is een concentratie. Het kleiachtige materiaal werd in de jaren 50 en 60 ook beschikbaar gesteld aan boeren, die het gebruikten om kuilen in wegen mee te dichten. „Door erosie is het hier ook verspreid over de locatie."

Het terrein dat wordt gesaneerd, is ongeveer 6000 vierkante meter groot. Het gebied waar de graafmachine nu aan het werk is, wordt afgeschermd met lange rubberen flappen. Die moeten voorkomen dat de zandhagedissen en hazelwormen die een ecoloog heeft gevangen terugkomen. De dieren zijn uit voorzorg overgebracht naar een veiliger plek.

Tijdens een korte rondleiding over het terrein geeft Ardesch aan dat de NAM open is over de situatie en de aanpak. Op een groot informatiebord kunnen wandelaars lezen wat er gebeurt. De Dorpsraad Vasse en Robert Jansen van de Statenfractie van GroenLinks zijn ook al wezen kijken.

Staatsbosbeheer is de 'buurman' van Tub7. De natuurorganisatie is volgens Ardesch nauw betrokken geweest bij de voorbereiding van de sanering en het nieuwe inrichtingsplan.

„We hebben met Staatsbosbeheer afspraken gemaakt hoe het terrein straks wordt ingericht. Tegelijk met de sanering proberen we hier op ecologisch gebied een kwaliteitsslag te maken", zegt de omgevingsmanager van de NAM. Op de plek die nu wordt schoongemaakt, komt straks een vennetje voor de amfibieën die in het gebied leven.

Opruimen?

De NAM heeft al eerder aangegeven dat volgend jaar enkele oude boorputten bij Vasse definitief worden verwijderd. Het gaat om Tum1 (Manderveenseweg Tubbergen), Tum2 (Langemaatsweg Manderveen), Tub4 (Bouwmansweg Hezingen) en Tub8 (Hooidijk Vasse). Tub7 kan nog niet worden opgedoekt. Hoewel Tub7 nu niet meer in gebruik is voor de injectie van productiewater uit Drenthe wil de NAM deze locatie als reserve achter de hand houden. Tegelijkertijd wordt in Drenthe gezocht naar een alternatief voor de injectie van dat productiewater. Als zeker is dat Tub7 niet meer nodig is, ruimt de NAM de oude boorlocatie op, zegt Ardesch.

Dorpsraad Vasse positief na bezoek

De Dorpsraad Vasse had deze week de primeur: voor het eerst heeft ze Tub7 bezocht. Dat gebeurde op uitnodiging van de NAM. „In december vorig jaar zijn met de NAM afspraken gemaakt over de communicatie. Dat deed de NAM naar onze mening te weinig en dat pakken ze nu goed op", zegt voorzitter Harold Droste van de Dorpsraad. In de omgeving is volgens hem veel argwaan over Tub7. „We vonden het interessant", zegt Droste over het bezoek. „Je ziet het met eigen ogen en hoort het dan van de deskundigen. Dat is toch anders wanneer je er vanaf afstand over leest." De Dorpsraad is positief over wat de NAM de afgelopen periode heeft gedaan. „Maar het liefst hebben wij natuurlijk dat die volledige installatie daar wordt ontmanteld."

Van: [redacted]@shell.com
Aan: SodM [redacted]
Cc: [redacted]
Onderwerp: ROW-2 Tubing cut and XMT-TA change
Datum: dinsdag 20 oktober 2020 14:03:38
Bijlagen: ROW-2 SODM werkprogramma Pre workover scope rev1.docx
row2.pdf
WellEx-Findings-Report_ROW_2_NOV2020_V1.0.pdf

Geachte [redacted]
Hiermee wil ik u op de hoogte brengen van voorgenomen werkzaamheden op put de ROW-2 gesitueerd op locatie ROW-2, Tramweg 7, 7596 NA in Rossum, de werkzaamheden zijn er op gericht om de put voor te bereiden op een workover. Met Slickline zullen de pluggen getrokken worden om vervolgens te kijken of de diepte waarop gesneden moet worden, bereikt kan worden. Aan E-line zal vervolgens de tubing gesneden worden. Vervolgens zal de put met 2 pluggen beveiligd worden alvorens het spuitkruis wordt uitgewisseld voor een tijdelijke adapter. De werkzaamheden staan momenteel gepland op 14 december 2020.
Voor het uitvoeren van deze operaties is een ontheffing aangevraagd onder het zaaknummer AB-5460.
De werkzaamheden zullen bestaan uit:

1. Rig up slickline
2. Retrieve 2 plugs
3. Take echo measurement
4. Bullhead 15m3 BFW
5. Perform drift run
6. Rig down slickline, rig up E-line
7. Perform tubing cut
8. Install 2 plugs
9. Change out tree for temporary adapter

Bijgevoegd vindt u het werkprogramma, Well Examination findings rapport en een rijroute beschrijving.
Mochten er vragen of opmerking zijn dan hoor ik het graag.
Met vriendelijke groeten,
[redacted]

Nederlandse Aardolie MaatschappijB.V.
Registered in The Hague, The Netherlands - Trade Register no. 04008869
Correspondence: Postbus 28000, 9400 HH Assen
Office: Schepersmaat 2, 9405 TA Assen
Tel: +31(0)592368511
Email: [redacted]
Internet: http://www.nam.nl

NAM

SodM Werkprogramma

ROW-2 Tubing cut and XMT-TA change

EP Document Number	EP202008221305
DG3 Proposal Reference EP Number	EP202008221256
[redacted]	[redacted]

TEMPLATE REVISION HISTORY

Revision	Date	Author	Scope / Remarks
Rev 0	11/08/2020	[redacted]	Creation to align with MBR 8.2 Requirements

WERKPROGRAMMA HISTORY

Revision	Date	Author	Scope / Remarks	MOC Required
Rev 0			**Original programme**	N/A
Rev 1	16/10/2020	[redacted]	**Updated with Well Ex comments**	

Deliver	Name / Signature	Date
[redacted]	[redacted]	16/10/2020
Verify/Approve		
[redacted]	[redacted]	19/10/2020

BACKGROUND INFORMATION

ROW-2 was drilled as gas producer targeting the Zechstein carbonate reservoirs (ZEZ2C and ZEZ3C) in 1955. The well was completed barefoot with a 50 m long 6" open hole section below the 7" liner shoe on the ZEZ2C reservoir. The packer and 3-1/2" tailpipe currently in the well were installed during a workover in April/May-1973. The current 5"x 4" completion tubing was installed during a workover in May-1986. Gas production from the well stopped in 2009, when ROW-2 was converted to water injection well as part of the Schoonebeek SGDA redevelopment. The Appendix presents the Well Status Diagram.
The well has excellent injectivity, and is the main water injector for the Schoonebeek production water. Since the field's re-start in mid-2016 after the pipe-in-pipe repair, ROW-2 injection rate has been on average some 1400 m3/d, out of a total of typically around 3000 m3/d.
As part of the water disposal well monitoring program, yearly cSPG/tubing caliper/HUD surveys are being done. During the survey in Jun-2017, a 63 mm dummy tool could not pass 1149.2 mAHTBF, thought to be the X-LN in the tailpipe. The caliper survey recorded upwards from this depth did not indicate any issues in the completion tubing other than some pitting to a max penetration of 35%.
During the survey in Oct-2018, a 69 mm gauge cutter and a Lead Impression Block (LIB) could not pass 1128 mAHTBF. A subsequent run with a 2.313" (58.8 mm) dummy held up at 1140 mAHTBF. The caliper survey was recorded from 1133 m upwards and found an area of localized deformation at 1129.0 mAHTBF with a length of 0.7 m, corresponding to the depth of the 4" pup joints located in between the two Side Pocket Mandrels (SPM) that sit just above the packer. The measured maximum penetration due to pitting, in any part of the tubing, was below 23%.
During the survey in Nov-19, a 2.313" (58.8 mm) dummy held up at 1124 mAHTBF; the caliper survey was recorded upwards from that depth. A separate run with a 47 mm gauge cutter went down to 1140 mAHTBF. The caliper showed a section of tubing deformation between 1119 – 1116 mAHTBF. The deformed section observed in 2018 could not be logged. The maximum recorded pitting depth was 53%.
In a screening meeting in Dec-19, the status of ROW-2 was discussed. General conclusion was that the tubing deformation was caused by a decrease in wall thickness due to corrosion of the 4" pup joints, combined with the collapse load exerted by the packer fluid. The decision was taken to work over the well to repair the tubing.
ROW-2 was taken off injection in Dec-19 in order to inspect and treat the surface pipework of the well for Microbially Induced Corrosion (MIC). In view of the tubing deformation, it was decided to reduce the A-annulus MAASP and HPA, and to check the liquid level in the A-annulus before taking the well back into injection. The liquid level check in Jan-20 indicated a deep (~1000 m AHTBF) liquid level. As this was unexpected, a confirmation check was done in Feb-20 giving a similar result (~900 m). Combined with the observation (during the cSPG in Nov-19) of the static

liquid level inside the tubing at 820 mAHTBF, this is a strong indication of communication between tubing and A-annulus. Also in view of concerns about the condition of the production casing above the packer, as there is likely no longer a high-pH brine present in the annulus to mitigate corrosion, it was then decided to not use the well for injection until the tubing deformation and communication issue has been repaired.
The ROW water injection system comprises 4 injection wells. Not having access to ROW-2 reduces the flexibility of the ROW water injection system and leads to production constraints when other WI wells are unavailable. Before being closed in in Dec-2019, ROW-2 injected typically some 1200-2000 m3/d of water, which amounts to some 50% of the total produced water volume. Short-term this volume can be accommodated in ROW-4/5/7, however as mentioned with reduced system flexibility. Medium-term ROW-2 remains an important water injection well for the Schoonebeek asset. The upcoming installation of a booster pump station at De Hulte (currently foreseen for end-2020) increases the water export capacity from roughly 3,000 m3/d to 4,500 m3/d. In case of having only 3 injection wells available, that immediately leads to a production constraint. The long-term aspiration of the Schoonebeek asset is to produce 2,200 m3/d of oil, which would mean that roughly 8,000 m3/d of water will be co-produced. Of this some 4,500 m3/d will continue to be injected in the ROW wells, with the remainder expected to go to water disposal wells elsewhere.

PROPOSED SOLUTION

Tubing needs cutting as close as possible to the packer due to the deformation.
XMT needs replacing with a TA, allowing a full XMT overhaul for re-use on ROW-2.
The replacement of the XMT and placing of the Temporary Adapter (TA) is covered under the derogation submitted by Gerbrand Krol. Receipt of the submission was confirmed on 14th Sept 2020 by email, with an SODM zaaknummer AB-5460.

WELL HISTORY

Date	Event	**Outcome / Lessons learned**
Mar-1955	Drilling and initial completion	Barefoot completion on ZEZ2C reservoir. Start of sour gas production.
Jun-1955	Acid frac	Used 25 m3 of 15% HCl. Increase in production.
Aug-1958	Workover	Change-out of production tubing
Feb-1968	Workover	Change-out of production tubing and Xmas tree
Sep-1971	Acid stim	Used 23 m3 HCl to remove WO damage, marginal increase in production
Apr/May-1973	Workover	Retrieved production tubing and milled/retrieved production packer. Installed new 7"x 5" production packer Baker 84DAB40 with 3-1/2" tailpipe. Heavy losses during WO.

May-1986	Workover, caliper of 7" Casing	Installed new 5", 15# completion. Kinley caliper of 7" casing did not indicate internal corrosion.
Jul-2004	Tubing caliper	Tubing is in "very good" condition and shows little corrosion damage.
Nov-2005	Foam batch jobs	Foam batch jobs with Trifoam from 03-11-05 till 15-02-2006 on regular base.
Jun-2007	Bailing	Deepened HUD by bailing to 1215.1 mAHDFE
Oct-2009	Well Conversion	Change ROW-2 into water disposal well for the Schoonebeek project. Installed 2.75" E-plug 350 bar + 2 memory gauges in X1-LN at 1152 m AHTBF. Circulate out 0.75 sg Servo-Condensate (Corrosion Inhibitor) in A-annulus to 1.03 sg KCl brine via upper SPM (1120.07 m AHTBF). Recovered 10 m3 of Servo-Condensate (shipped to Delfzijl).
4-Nov-2009	Injectivity test	Performed injectivity tests (mini-frac, fall-off and step-rate test) to confirm/ inititate fracturing of ZEZ2C formation and to determine the min horizontal stress (Sh) in this disposal reservoir. After filling up tubing at 800 ltr/min, the well was sucking at a rate of 500 ltr/min. Continue to pump at 1000 ltr/min. Performed step-rate test by injecting 1.03 sg KCl water at rates of 500 - 1000 - 1500 ltr/min, each rate for 10 minutes. No or very low THP recorded. Note: Injectivity tests were not exactly executed in field as proposed in proposal (EP200907301198). Retrieved 2.75" E-plug + gauges from X-LN. Suspended well with 2.75" E-plug 350 bar in X1-LN at 1152 m AHTBF and BVD-E plug in LN-SV at 604 m AHTBF.
23-Nov-2010	Caliper survey	Kinley caliper survey in tubing from 1110 m upwards to surface.
07-Nov-2010	Survey SPG	
20-Nov-2012	Water Wash/soak	Hot water soak to facilitate w/line access into the well.
27-Nov-2012	HUD, p-survey	HUD at 1210 m. "Sticky oil" reported in well
26+27-Aug-2013	CBL, caliper survey, HUD, P-survey	HUD at 1210 mAHTBF. CBL of interval1185-1150m (= 7" casing below the packer). Caliper survey from 1114 m upwards.
10-Apr-2014	Survey SPG	Paraffin reported in well
14-Sep-2015	Caliper survey	HUD at 1208 mAHTBF. PMIT Caliper/SPG from 1175 m upwards. Presence of paraffin reported.
06-Nov-2015	A-Annulus Top-up	Last recorded liquid top-up of A-annulus, 0.142 m3 added.
31-Oct-2016	Caliper survey	HUD tagged with 69 mm gauge cutter at 1208 mAHTBF. MFCT Caliper/cSPG recorded from 1175 m upwards.

21-Jun-2017	Caliper survey	63 mm Dummy held up at 1149.2 mAHTBF. MFCT Caliper/cSPG from 1145 m upwards.
08-Oct-2018	Caliper survey	69 mm Gauge cutter held up at 1128 m. 69 mm LIB held up at 1128 m, showed impression on one side. 2.313" Dummy held up at 1140 m. Recorded MFCT Caliper/cSPG from 1140 m upwards.
12-Nov-2019	Caliper survey	2.313" Dummy held up at 1124 m. MFCT Caliper/cSPG recorded from 1124 m upwards. 47 mm Gauge cutter held up at 1140 m. Liquid level in tubing found at 820 mAHTBF.
10-Jan-2020	A-annulus liquid level	N2 method indicated liquid level in A-annulus at ~1000 mAHTBF.
12+13-Feb-2020	A-annulus liquid level	N2 method indicated liquid level in A-annulus at ~1000 mAHTBF. Echo meter indicated liquid level in A-annulus at 980 mAHTBF.
14-17/Aug 2020	A-annulus pressure bleed- down / gas measurement	A-annulus pressure of 3.3 bar was bled down to 0 barg, and built up to 0.01 barg in 72 hrs. H2S level of bleed-off gas 3.8 ppm, Benzene > 5000 ppm.

ANY LINK TO OTHER PLANNED WORK

A full workover program is planned to follow this pre-work program.

WELL INFORMATION

Well Data		
Well Name	ROW-2	
Municipality	Dinkelland	
Surface Co-ordinates	N 52 20 36.230 ; E 006 56 12.950	
Spud Date	1955	
Elevation ORT-NAP	35.10	m
Elevation TBF-ORT	4.07	m

Well and Reservoir Parameters		
Date of last activity (repair or stimulation)	Oct 2009	Conversion to water injection
Production mechanism	NFF / water injector	
Expected THP	0	Bar
Max Anticipated Surface pressure (MASP)	85	Bar
PPP Expected BHP	55	Bar
PPP Max BHP	85	Bar
PPP formation depth	1240	mTVD NAP
Absolute Open Hole Flow Potential	NFF status**	(N)m3/day
Max. Bottom Hole Temp.	35	DegC
Max Flowing Tubing Head Temp. @ max required gasQ	NFF / water injector	DegC
A-annulus Maasp & Trigger setting	20	Bar
A-annulus fluid content & Density	10	
B-annulus Maasp & Trigger setting	17	Bar
B-annulus fluid content & Density	9	
C-annulus Maasp & Trigger setting	N/A	Bar
C-annulus fluid content & Density	N/A	
H2S	2000	Ppm Well used to be sour gas producer. Gas seepage/percolating from reservoir cannot be excluded, although not typically observed in this well
CO2	-	%
LSA	No	

NOTE**

NFF status expires 10-12-2020, and needs to be renewed if work is carried out, passed that date

Tubing/ Casing	Weight (lb/ft)	ID (in)	Drift (in)	Capacity (l/m)	Capacity (m^3)	Interval mAHTBF
5" Tubing	15	4.408	4.283	9.85	10.9	TBF - 1110
4" Tubing	10.9	3.476	3.351	6.12	0.3	1110-1152
7" casing to packer	23	6.366	6.151	20.54	24134	0 - 1175

DESIGN CONSIDERATIONS

WELL SECUREMENT

gezien de ligging van de te repareren put en voor zover van toep assing: de methode waarop putten in de nabijheid worden veiliggesteld;
(where applicable, the method by which wells are secured which are located in the vicinity of the to be stimulated/repaired)

For the planned operation no wells on the location require to be closed in or plugged

WELL INTEGRITY

on the integrity control of the well, a description of:

1) *the soundness of the annular cement columns present, indicating the integrity measurements to be carried out for this purpose;*
2) *the way in which the integrity of the well is measured and ensured before and after the operation, (e.g. eWIMS, Initial pressure test to verify integrity. Well Entry and Exit (+ final well exit)*

Currently the well has tubing/annulus communication, hence the reason for the workover to restore that. This workscope is a preparatory step, no pressure testing of the tubing or annuli is included in this scope of work

CHEMICAL MANIFEST

DATA PROVIDED BY THE OPERATOR								
LANDLOCATIE	**PRODUCT - LEVERANCIER DATA**						**OPERATOR DATA**	
Mijnbouwwerk: landlocatie gebruik	**Product handelsnaam (1)**	**Leveranciernaam (2)**	**Datum van uitgifte VIB (indien beschikbaar) (3)**	**CtgB nr. ("toelatings-nummer" of "aanmeldings-nummer") indien biocide (4)**	**Product etiket: H-zinnen of R-zinnen (5)**	**REACH Compliance check afgerond (gevaarlijk product) (6)**	**Geplande maximaal te gebruiken kg (7)**	**Algemene opmerking (8)**
	OSCV20019A	ChampionX Europe B.V.	18-5-2020		H319, EUH031	Ja	25	
	AMERCOR™ 8730 CORROSIEREMMER	Solenis	8-4-2019		H226, H361f, H302, H312, H332, H314, H335	Ja	5	
	HSCV10229A	ChampionX Europe B.V.	18-5-2020		H225, H302, H371, H318, H315, H335, H336, H412	Ja	98	
	NATRIUMCARBONAAT WATERVRIJ (SODA LICHT)	Vivochem B.V	2-3-2019		H319	Ja	61	

Chemical requirements meets 8.2.3.1u (repair)

1. WELL SPECIFIC HAZARDS (TECOP)

TECOP	Risk	Impact	Likelihood	Mitigation	Impact	Likelihood
OP	NTR due to activity, neighbours close to location.	H	M	Ensure permit compliance and communicate activities to stakeholders prior to the job. No gas flaring planned.	H	L
TEC	Increased Gas production / H2S levels and Benzene levels in A annulus	M	M	eMOC 10406 vent line on A annulus to safe area pre-job testing of annulus option to pump scavenged fluid into A annulus	L	L
TEC	LDO head not passing inflow test, meaning that effectively there is no barrier during XMT removal (also tubing annuls communication)	M	M	eMOC 10406 vent line on A annulus to safe area pre-job testing of annulus	L	L
TEC	Difficulties running slickline due to schmoo	H	M	Bullhead hot BFW prior to dummy runs	M	M
TEC	Difficulties reaching primary and secondary cutting depths with MPC cutter	H	M	Carry out dummy runs with exact same dimension dummy as cutter, with slickline prior to mobilising Baker.	H	M
TEC	Difficulties removing XMT and installing TA due to old and worn studs/nuts	M	L	Hotbolting entire connection prior to removing the XMT to minimise time without having XMT or TA installed	L	L

-

OPERATIONS

PRE- WORK SCOPE ROW-2

PREPARATORY WORK PRIOR TO MAIN PRE SCOPE

1. Rig-up vent line from A-annulus to dedicated vent location outside working area.
2. Carry out LDO sealing ability, using the 2 bar N2 pressure in the A anulus for 24 hours.
3. Bleed off any pressure / N2 cushion currently in the well and close in the well again. Monitor internal casing pressure build-up for 24 hour to confirm the build-up rate has remained unchanged. Bleed off the well / pressure (if any) check returns for gas / H2s /Benzene, let the well vent for 2 hours. Confirm that all measurements do not deviate from previous measurement conducted on 17-08-2020.

NOTE If the build-up rate and gas/H2s /Benzene levels are the same/ less than previous measurements, operation can continue on as planned.
NOTE If the build-up rate and gas/H2s /Benzene levels are greater than previous measurements, consult office team.(CWI ops team)

SLICKLINE PREPARATIONS

NOTE: pls take notice of the various restrictions in the well which have been determined by a combination of Calliper information and slickline investigations.

4. Rig up SL and pressure test slickline PCE.
5. equalise 4.00" F plug with 100 bar shear disc in hanger nipple at 0,74 mAHTBF.
6. retrieve 4.00" F plug
7. equalise 3,81" BVD E Plug (with 100 bar shear disc) in LNSV at 605 mAHTBF
8. retrieve 3,81" BVD E Plug
9. take echo measurement of liquid level in tubing and A-annulus
10. Bullhead 15 m3 BFW (70-80degC) to remove Schmoo from tubing wall.
11. Let water drain into the reservoir for 30 min and repeat level measurements to determine differential level. Please note to report measurements and times accurately to determine the leak off rate.
12. RIH with 3.313" shifting tool to tag SSD (no intention to shift). Mark the wire as reference depth to that tool string length.
13. RIH for dummy run with 2 1/8" gauge (>54 mm)cutter to determine HUD.

NOTE: The aim is to ensure we reach 2-3 meter below the intended cutting depth of 1133mAHTBF with a gauge cutter only

14. RIH with a dummy tool string of 5.41 m length and 2 1/8" OD (the dimensions of the baker MPC) to determine if we can reach the cutting depth of 1134 mAHTBF (or the backup cutting depth of 1125 mAHTBF)
15. If either of the cutting depth is accessible, rig down NAM slickline and rig up Baker E-Line.

BAKER MPC WORKSCOPE

16. RIH with 2.1/8" MPC, with internal CCL to cut tubing at 1134mAHTBF (back up depth 1125 mAHTBF
17. Once confirmation tubing cut has been received from the toolstring, POOH MPC

18. Rig down Baker E Line, Rig up NAM Slickline

SLICKLINE SAFEGUARDING

19. install 3,81" BVD E plug with 100 bar shear disc) in LNSV at 605 mAHTBF and pressure test control line to 65 bar
20. Pressure test BVD E plug to 20/85 equivalent.
    NOTE: BVD at 605 m which already equates to approx. 60 bar DP.
21. Install 4.00" F plug with 100 bar shear disc in hanger nipple at 0,74 mAHTBF, inflow test plug and Pressure test to 20/85 bar.
22. Rig down Slickline and demobilise.

NIPPLE DOWN XMT, NIPPLE UP TA

NOTE: Prior to any work to commence familiarise with Deviation 10406 and ensure all mitigations are actioned prior to commencing the work.

NOTE Ensure that results of the LDO ram testing and annulus testing are reviewed and actions followed for the XMT nipple down procedure (Vent line open or closed and or pumping scavenged fluid)

NOTE: As stated in the Deviation, make sure that all studs and nuts have been 'hot bolted' prior to disconnecting the XMT from its bottom flange. (to minimize exposure time of the barrier loss required for the change out of the XMT to the TA.

NOTE: Ensure that all tools and seals /studs / nuts are available to place the TA PRIOR to disconnecting/removing the XMT

NOTE: TA ASSY to arrive on site fully assembled and tested

NOTE prior to commencing nipple down XMT conduct pre job meeting with the Assen office (CWI ops team) to ensure all barriers are in place and all instructions were followed from eMOC 10406

NOTE: NOTE: Depending on the results in section 1 (preparatory work) apply the following

23. Rig-up vent line on A-annulus to dedicated vent location outside working area. Connect pump line to A annulus
24. Report A-annulus pressure,
25. Bleed off A-annulus pressure to ventstack

NOTE: Depending on the results in section 1 (preparatory work) apply the following:

- If the outcome shows that the LDO rams ARE able to seal against A annulus MINAP then the operations can be conducted with A annulus closed in.
- If the outcome shows that the LDO rams are NOT able to seal against A annulus MINAP then plan to follow following steps prior to nipple down XMT in section 1.5:

  A. Hook-up circulating / injection line onto A annulus and pump 11 m3 of scavenged fluid and monitor the A annulus for 8 hrs. (see recipe provided by PC)
     - If no pbu on annulus is observed, the nippling down of XMT can be conducted with a closed annulus.

  B. If the pressure reads >0 bar then repeat the A-annulus fill up with 11 m3 of scavenged fluid and monitor the A annulus for 8 hrs.
     - If no pbu on annulus is observed, the nippling down of XMT can be conducted with a closed annulus

- If pbu on annulus is observed, the nippling down of XMT can be conducted with a vented annulus

26. Bleed off any pressure in the Xmas Tree and control line and observe if pressure above the F-plug remains 0 bar
27. If there is gap between the slickline program and the WHM program, pressure test hanger plug to 20/85 bar from above (shear disc is 100 bar)
28. Remove all check valves and bleeder plugs from the Xmas Tree and lock open the Actuators
29. Clean, inspect and tap Xmas Tree Lifting threads and install certified Lifting Eyes
30. Slowly pull Tree in combination with hydraulic jacks
31. Inspect all sealing areas of the wellhead and replace pancake seal.
32. Install Assy Spool adapter, 7-1/16" 5K FLG X 4-1/16" 5K FLG WITH 6" DBL P SEAL BTM PREP, plus 2 x 4 1/16 5K valves and wireline cap
33. Torque up TA adapter flange to LDO head as per procedure
34. Pressure test TA as per procedure
35. Finally top up A-annulus pressure with N2 to about 2 bar

HOTBOLTING LDO HEAD

NOTE: during the workover, the LDO is replaced for an FMC hanger. To minimize time/cost required removing the LDO head with synergy on site, the request was made to 'Hot bolt' the 11"3K x 11"5K double studded adapter between the casing hanger and the LDO head.

36. Where possible, clean / grease the threads / nuts of the double studded adapter one by one.
37. Report status of the studs / nuts

Total job duration: 7 days 8 hour operation

Planned operations	ROW-2 Pre Workover scope													
Planning Overview (8 hr working days)	hrs	Cum Days	day 1	day2	Break	day 3	day 4	day 5	day 6	day 7	day 8	day 9	day 10	day 11
Preparatory work														
Carry out LDO sealing test with overnight PBU	8	1,0												
Bleed off A annnulus and inflow test with overnight PBU	8	2,0												
Break														
Main scope														
Rig up slickline	4	2,5												
SL pull hanger plug	2	2,8												
SL pull BVD with E plug / rig down SL	2	3,0												
Rig up slickline	2	3,3												
SL TAG SSD for deth reference	3	3,6												
SL run 2 1/8 gauge cutter / rig down SL	3	4,0												
Rig up slickline	2	4,3												
SL run specially manufactured 2 1/8 dummy	4	4,8												
rig down SL	2	5,0												
Rig up Baker E line	4	5,5												
run MPC and cut tubing	3	5,9												
Rig down Baker E line	1	6,0												
Rig up slickline	4	6,5												
SL set BVD with E plug / rig down SL	2	6,8												
SL set hanger plug / rig down slickline	2	7,0												
pump 11m3 of scavenged fluid	8	8,0												
PBU overnight	0	8,0												
pump 11m3 of scavenged fluid	8	9,0												
PBU overnight	0	9,0												
Hotbolt XMT connection to LDO head	3	9,4												
Remove XMT	2	9,6												
Install TA andtest	3	10,0												
Hotbolt LDO head bottom connnection	8	11,0												
Total		11,0	days											

Vendor list

Vendor	Work Unit
Baker Hughes	E-Line unit
HGZ slickline	Slickline unit

Pressure Control Equipment	
Vendor	Size and Rating
Baker Hughes	PCE incl triple BOP: Variable Ram Variable Ram Inverted Ram
HGZ slickline	PCE incl dual BOP Variable Ram Variable Ram
HGZ PTE	pressurized vessel and piping

a description of the barriers to be used for the closure of the well in the various stages of the stimulation/repair process;

For the Slick/E-line operations, the standard barriers apply

Operation	Primary Barrier	Secondary Barrier	Tertiary Barrier
Remove tree cap rig up Slickline PCE and E line	UMGV	SWAB valve	LMGV
E-Line operations	Stuffing box PCE	BOP wire rams	BOP shear seal ram
Slickline operations	Stuffing box PCE	BOP wire rams	BOP shear seal ram

For connecting the ventline to the A annulus and replacing the XMT for a TA a deviation**10406** has been prepared by the completions team..

Operation
Remove A annulus flange and rig up ventline to stink flare
Hotbolting XMT connection to LDO head
Hotbolting LDO head to casing hanger
Remove XMT and install TA

HSE CONSIDERATIONS

VG DOCUMENT NAM WELLS - CWI

The main objective of this document is to demonstrate that all hazards with potential serious consequences have been identified and sufficient suitable barriers and management measures are available so that the remaining / residual risks are tolerable.
This document describes the onshore and offshore activities and equipment under the management of NAM Wells (C&WI).
The hazards that are inseparably related to activities/ installations of contractors are described in the contractor's VG document / RiGG and are not covered in this document.

Currently used version of the document is Revision no. 2, issue date April 12th 2018.

Link to VG Document

NAM C&WI PERFORMANCE STANDARDS

The purpose of this document is to provide performance standards for all Safety and Environment Critical Elements (SECEs) and Safety Critical Activities (SCAs) for all NAM C&WI activities as described in the Wells Services Catalog [EP201709207504] and included in the bowties for C&WI activities. The standards are described as minimum assurance tasks and verification frequency. This document falls under the HSSE & SP Control Framework and receives input from the global Wells Manuals.

Currently used version of the document is Revision no. 1, issue date July 18th 2018.

Link to Performance Standards

ASSIST AND ASSURE

Apply the Assist and Assure safety methodology.

PROCESS SAFETY

The WSS shall ensure that any operational problems are immediately reported to base and under no circumstances (apart from immediate action to prevent harm to personnel or equipment damage) shall operations progress if this is not in accordance with this program.

The WSS shall ensure that personnel involved are familiar with the correct emergency response agreed on during the Pre Job meeting and any specific emergency response requirements shall be posted at the worksite.

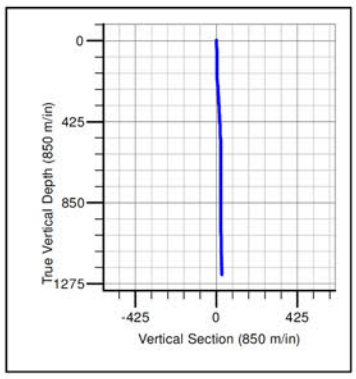
All PCE equipment are tested and entered into the eWCAT with proper documentations.
If any barrier fails, stop the job, re-instate the barrier or alternative barrier with same functionality (if available) and report to base before continuing with the operation.

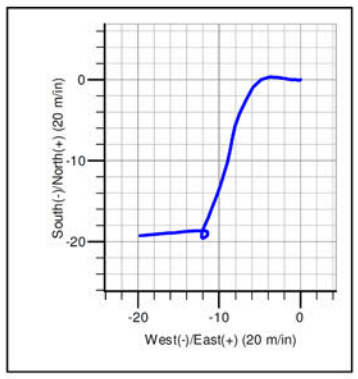
APPENDICES

APPENDIX 1.**WELL STATUS DIAGRAM**

Site: ROSSUM-WEERSELO-2
Well Name: ROSSUM-WEERSELO- 2
Wellbore Name: ROW- 2
Wellbore No: 01
Legal Wellbore Name: ROSSUM-WEERSELO- 2-1
Original Spud Date: 20/03/1955
Kick Off Date: 20/03/1955
Tree Cap Connection: 6.875" 4G ACME
H2S Present: Y
NORM / LSA Present: N
Well Comments:
NOTE: For further detail consult iWellfile/OpenWells

Schematic Datum: TBF @ 31.03m





Depth Reference			
Name	Elevation(m)	Rig	Date Est.
NAP	0.00		01/01/1970
GLE	30.43		01/01/1970
TBF	31.03		15/04/1955
DFE	35.10	Drill Floor Elevation	01/01/1970

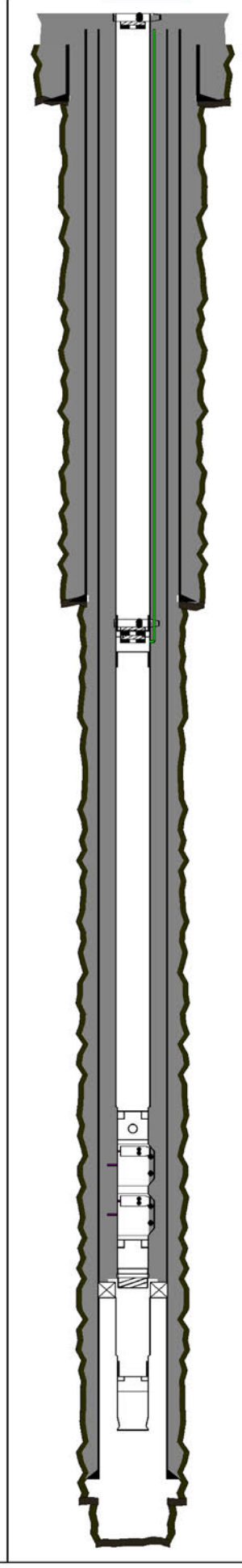
Wellbore Comments: PLEASE NOTE: While running 2.75" dummy through X-LN @ 1151.81 m ahTBF not able to pass due to possible debris

MAASP A: 20.0000bar
MAASP B: 17.0000bar
MAASP C:
MAASP D:

Lithology/Formation data shown is a simple representation. Please contact relevant Geologist for detail data.

Lithology	MD (m) (TBF)	TVD (m) (TBF)
	0.33	0.33
NLSPB_NS		
NLSPB_KNNS	114.93	114.91
	132.93	132.90
NLSPB_KNNS	152.93	152.89
NLSPB_KNNC	187.93	187.85
NLSPB_SK	204.93	204.83
NLSPB_ATAL	281.93	281.65
NLSPB_ATBT	305.93	305.60
NLSPB_RNRO	314.93	314.59
NLSPB_RNSO	362.93	362.50
NLSPB_RBMD	488.93	488.27
NLSPB_RBMV	575.93	575.24
NLSPB_RBSH	643.93	643.23
NLSPB_ZEZ4	1,070.93	1,070.18
NLSPB_ZEZ3	1,080.43	1,079.67
NLSPB_ZEZ2	1,154.93	1,154.14
NLSPB_ZEZ1	1,217.43	1,216.62
NLSPB_BASEPICK	1,225.93	1,225.11

Casing Details	MD (TBF)	TVD (TBF)
	-0.73 TOC	TOC
	-0.00 TOC	TOC
	-0.00 TOC	TOC
	0.80 TOC	TOC
13.375, 54.50ppf, J55, APISTC	46.80	46.80
9.625, 40.00ppf, J55, APISTC	585.77	585.08
	670.90 TOC	TOC
7.000, 23.00ppf, N80, APIEL	1,175.37	1174.57



MD (m) (TBF)	TVD (m) (TBF)	Completion Details	Body ID (in)	Retrievables/HUD
-0.73	-0.73	HNTT,4.00SA,5.0,LDO,5.1/4 R,CL,H1/U, ,	4.000	-0.72m, WLLM,4.000,22-SAMA-4000-I070
-0.72	-0.72	WLLM,4.000,22-SAMA-4000-I070,SA,8100/8500, H2S, , LM4308	1.750	SA,8100/8500,H2S, WLLM,4.000,22-SAMA-4000-I070,SA,8100/8500,H2S
-0.71	-0.71	F-plug, 100 bar shear disc, EQ sub + 8x2mm holes, ,		-0.71m, F-plug, 100 bar shear disc, EQ sub + 8x2mm holes,
-0.20	-0.20	CSNG, 5.0 -15.0 VAM, L80, ,	4.408	
12.07	12.07	CGPJ 5.0 - 15.0 VAM, BxP,L80, ,	4.408	
12.57	12.57	CSNG, 5.0 -15.0 VAM, L80, ,	4.408	
599.24	598.55	CGPJ 5.0 - 15.0 VAM, BxP,L80, ,	4.408	
600.44	599.75	FLCP, 5.0 x 4.1/2 VAM, BxP, 15FT,9Cr1Mo,	3.865	
604.94	604.25	WLLM,3.81,910RQ38101,RQ,2010/13320,H2S, , LM4507	2.620	604.94m, WLLM,3.81,910RQ38101,RQ,2010/13320,H2S, WLLM,3.81,910RQ38101,RQ,2010/13320,H2S
604.95	604.26	BVD, ,		604.95m, BVD,
604.93	604.24	LNSV, 3.813,RRQ, 4.1/2 VAM, 9Cr1Mo, ,	3.813	
604.96	604.27	E-plug, 100 bar shear disc, + Orings, Q sub + 3x2mm holes, ,		604.96m, E-plug, 100 bar shear disc, + Orings, Q sub + 3x2mm holes,
605.64	604.95	FLCP, 4.1/2 x 5.0 VAM, BxP, 9FT, 9Cr1Mo, ,	3.865	
608.34	607.65	CGPJ 5.0 - 15.0 VAM, BxP,L80, ,	4.408	
608.94	608.25	CSNG, 5.0 -15.0 VAM, L80, ,	4.408	
1,110.19	1109.42	CGCO 5.0-15.0 VAM x 4.0-10.9 VAM, ,	3.476	
1,110.41	1109.64	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, BxP,16ft,L80, ,	3.476	
1,114.64	1113.87	SLSD 3.313 OTIS XA, 4.0 VAM, 9Cr1Mo, SHIFT UP TO OPEN, ,	3.313	
1,115.84	1115.07	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, BxP,16ft,L80, ,	3.476	
1,120.07	1119.29	SPMA 4.0-10.9 VAM, KBMG, SOUR, 4130, ,	3.356	1,124.00m, Obstruction, H, 12/11/2019, Perform C/SPG survey combined with Capilery survey
1,120.17	1119.39	Camco Dummy Valve E, 1 inch, ,		
1,122.12	1121.34	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, PxP,16ft, ,	3.476	
1,126.35	1125.57	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, BxP,16ft,L80, ,	3.476	
1,130.54	1129.76	SPMA 4.0-10.9 VAM, KBMG, SOUR, 4130, ,	3.356	
1,130.64	1129.86	Camco Dummy Valve E, 1 inch, ,		
1,132.52	1131.74	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, PxP,16ft, ,	3.476	
1,136.94	1136.16	X-LN, 3.313, 4.0 VAM, 9Cr1Mo, ,	3.313	
1,137.29	1136.51	TGPJ 4.0 - 10.9 VAM, BxP,16ft,L80, ,	3.476	
1,141.60	1140.82	CGCO 4.0 VAM x 3.1/2 VAM, BxP, L80, ,	2.921	
1,141.92	1141.14	SNAT, 80DA40, KBH-22, B 3.1/2 VAM, 4140, ,	3.250	
1,142.50	1141.72	PARP 7.0, 84DAB40, B 5.0 VAM, 4140, ,	3.250	
1,143.93	1143.14	CGPJ 5.0 - 15.0 VAM, PxP,C75, ,	4.408	
1,146.15	1145.36	CGCO 5.0-15.0 VAMx3.1/2-10.2 VAM,BxP, ,	2.921	
1,146.36	1145.57	TGPJ 3.1/2 - 10.2 VAM, BxP,C75, ,	2.922	
1,150.99	1150.20	FLCP, 3.1/2 VAM, BxP, 3FT, 9Cr1Mo, ,	2.812	
1,151.81	1151.02	X-LN, 2.75, 3.1/2 VAM, 9Cr1Mo, ,	2.750	
1,152.07	1151.28	ENTRY GUIDE 2.75, 3.1/2 VAM, 9Cr1Mo, ,	2.750	

Prepared By: EUROPE\Edwin.Schoorl (Edwin.Schoorl) **Date:** 09/07/2020
Data QA/QC'd by: **Date QA/QC'd:**

Version: 0

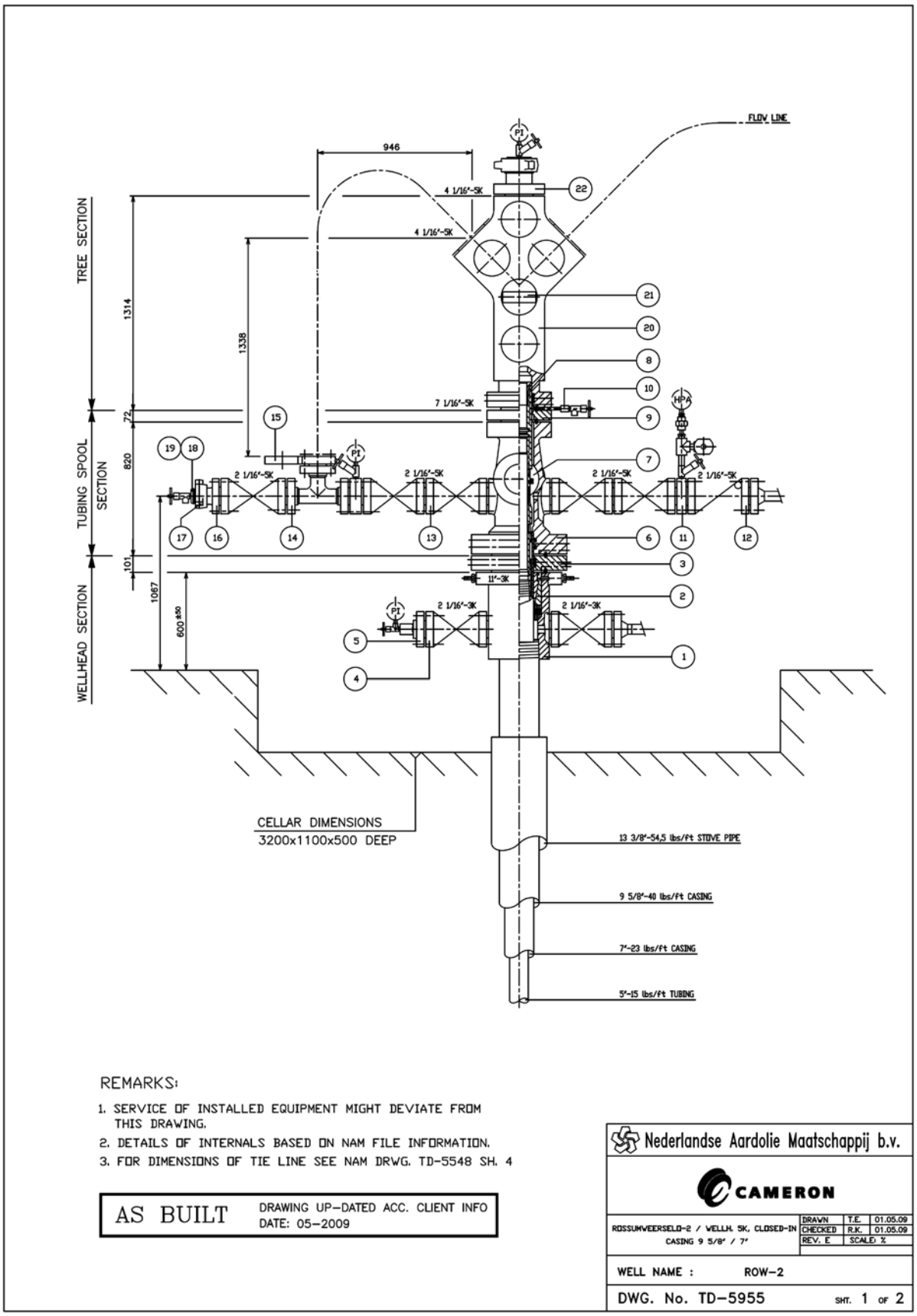
Template Version: EP As Built v.1208

APPENDIX 2. **PROPOSED WELL DIAGRAM**

If applicable, an indication of the diagram of the well after completion of the CWI activities

Group	Formation	Code	AHTBF (m)	TVTBF (m)	ROW-2	AHTBF (m)	TVTBF (m)	INC (Deg)	Description	ID Inch	ID mm	Comments
					A B C				A-Annulus: 0Bar, B-Annulus: 0Bar			
NS	North Sea		0	0					XMT, LDO tubing head spool, 5" LDO tubing hanger			
						47,00	47	0	13-3/8" Conductor, 54.5#, STC. J55 (Cemented to surface)			
KL	Vlieland Sandstone	KNNS	115	115								
	Vlieland Claystone	KNNC	188	188								
JW	Niedersachsen	SK	205	205								
JW	Aalburg	ATAL	282	282								
RN	Rot formation	RNRO	315	315								
	Solling formation	RNSO	363	363								
RB	Detfurth	RBMD	449	448								
	Volpriehausen	RBMV	576	575		586,30	586	1	9-5/8" Surface Casing, 40.0#, STC, J55 (Cemented to surface)			
						604,93	604	1	SCSSSV 3.813" RRQ nipple + Wireline retrievable SSSV	3,813	96,85	
	Lower Buntsandstein	RBSH	644	643		670,90	670	1	TOC 7" (reported)			
						820 - 980	820 - 980	1	liquid level (oil / water), (tubing and annulus)			
ZE	Zechstein	ZEZ4	1071	1070								
	Zechstein	ZEZ3	1080	1080					Tubing, 5" 15.0#, VAM, L80	4,391	111,53	Coupling ID (Pipe ID = 4.408inch/112mm)
						1110,19	1109	2	X/O, 5", 15.0#, VAM, L80 to , 4.0", 19.0#, VAM			
						1114,64	1114	2	SLSD, 3.313" OTIS XA, 4.0", VAM, 9Cr1Mo, shift to open, (Sour service)	3,313	84,10	
						1115,84	1115	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth)	3,437	87,30	Coupling ID (Pipe ID = 3.476inch/88.3mm)
						1116,50	**1116**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation 2.963", 2.2m length, Nov 2019. 53% max recorded pitting**	**2,963**	**75,26**	
						1118,00	**1117**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation 2.75" Apr 2020.**	**2,750**	**69,85**	
						1120,07	1119	2	SPMA, 4.0", 19.0#, KBMG, Sourservice, 4130	3,358	85,30	
						1124,00	**1123**	**2**	**Top unknown restriction 2.313" dummy nogo Nov 2019 / Apr 2020**	**2,313**	**58,75**	
					Secondary cut point 1127.5m	1126,35	1126	2	2x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (mid connection depth) 3.351" drift	3,437	87,30	Coupling ID (Pipe ID = 3.476inch/88.3mm)
						1128,50	**1128**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation, 0.72m length, 2.467" gauge cutter nogo Oct 2018**	**2,476**	**62,89**	
						1130,54	1130	2	SPMA, 4.0", 19.0#, KBMG, Sourservice, 4130	3,358	85,30	
					Primary cut point 1133m	1132.52	1132	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth) 3.351" drift	3,437	87.30	Coupling ID (Pipe ID = 3.476inch/88.3mm)
						1136,94	1136	2	X-LN, 3.313", 4.0" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)	3,313	84,10	
						1137,29	1137	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth) 3.351" drift	3,437	87,30	Coupling ID (Pipe ID = 3.476inch/88.3mm)
						1140,00	1139	2	**Top unknown restriction / Gauge cutter 1.85" nogo, nov 2019**	**<1.85**	**<47**	
						1141,60	1141	2	X/O, 4", 10.9#, VAM, L80 to 3-1/2", Vam, L80			
						1141,92	1141	2	Anchor seal assembly, PBR, SNAT, 3-1/2", Vam, 4140	3,252	82,60	
						1142,50	1142	2	7" packer x/o to 5" tubing, #15.0,VAM, C75	3,252	82,60	
						1143,93	1144	2	5" pup joint, 15#, Vam, C75			
						1146,15	1146	2	X/O 5", 15#, VAM, C75 to 3-1/2" , 10.2#, VAM, C75	2,922	74,22	
						1146,36	1146	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth) 3.351" drift	2,894	73,51	Coupling ID (Pipe ID = 2.922inch/74.2mm)
						1149,20	1148	2	**Top unknown restriction / 2.75" dummy tool nogo, Jun-2018**			
						1150,99	1150	2	Flowcoupling and X-LN, 2.75", 3-1/2", VAM, 9Cr1Mo (sourservice)	2,750	69,85	
						1152,07	1151	2	Entry Guide, 2.75", 3-1/2" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)			
	Zechstein	ZEZ2	1155	1154					7" Production Casing, 23.0#, EL, N80 (Cemented to surface, reported as 2 stages) Drift ID=6.151"	6,366	161,70	Some salt squeezing at 1166mAHTBF to ID ~6.15inch (2013)
						1175,37	1175	2				
							1192	2				
						1192,90			8-1/2" Rathole			
	Zechstein	ZEZ1	1217	1217								
	TD					1225,90	1225	2	Well TD, 6" hole section, Downhole static temperature = ~35deg C.			

APPENDIX 3. **WELLHEAD DIAGRAM**



REMARKS:

1. SERVICE OF INSTALLED EQUIPMENT MIGHT DEVIATE FROM THIS DRAWING.
2. DETAILS OF INTERNALS BASED ON NAM FILE INFORMATION.
3. FOR DIMENSIONS OF TIE LINE SEE NAM DRWG. TD-5548 SH. 4

AS BUILT — DRAWING UP-DATED ACC. CLIENT INFO DATE: 05-2009

Nederlandse Aardolie Maatschappij b.v.

CAMERON

ROSSUMVEERSELO-2 / WELLH. 5K, CLOSED-IN CASING 9 5/8" / 7"	DRAWN	T.E.	01.05.09
	CHECKED	R.K.	01.05.09
	REV. E	SCALE: X	

WELL NAME : ROW-2

DWG. No. TD-5955 SHT. 1 OF 2

WELLHEAD SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
1	T.B.A.	CASING HEAD HOUSING OCT C-19, 9 5/8" FEM. THREAD BTM x 11"-3K API FLG. TOP WITH 2 1/16"-5K API-FLANGED SIDE OUTLETS.	
2	T.B.A.	CASING HANGER OCT TYPE C-19, 11" NOM. FOR 7" CASING	
3	T.B.A.	DOUBLE STUDDED ADAPTER FLANGE, 11"-3K API BOTTOM x 11"-5K API TOP BOTTOM PROVIDED WITH 7" DOUBLE P-SEALS.	
4	091-09x	GATE VALVE, 2 1/16"-3K API FLANGED.	
5	007712-01-00-00	COMPANION FLANGE, 2 1/16"-5K x 2" API-LP	

TUBING SPOOL SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
6	672392-60-10-10	TUBING TENSION HEAD TYPE LDD, 11" x 7 1/16"-5K API-FLANGED BOTTOM x TOP WITH 2 1/16"-5K API-STUDDED SIDE OUTLETS.	
7	699844-01-00-00	RAM ASSEMBLY LDD, 8.485 x 5 1/4" RAMS.	
8	HZ3011-02-00-00	TUBING TENSION HANGER LDD, 4 1/2" VAM BOX x 5" VAM PIN	
9	MC0014-00-67-00	ADAPTER / INTERMEDIATE FLANGE, 7 1/16"-5K API	
10	193-001	NAM METAL TO METAL SEAL GASKET, 6"	
11	MC0014-00-22-00	INSTRUMENT FLANGE, 2 1/16"-5K API	
12	698801-16-01-00	CHECK FLANGE, 2 1/16"-5K API	
13	091-08x	GATE VALVE, 2 1/16"-5K API-FLANGED.	
14	211-001	FLANGED TEE, 2 1/16" x 2 1/16"-5K API	
15	133-003	SPECTACLE FLANGE, 2 1/16"-5K API	
16	MC0014-05-74-00	ADAPTER FLANGE x WECO FEM. SUB, 2 1/16"-5K API	
17	263-002	QUICK UNION NUTS, 2" FIG. 1502	
18	264-002	QUICK UNION MALE SUBS, 2" FIG. 1502 MALE x 1/2" API-LP FEMALE	
19	265-002	SEAL RING FOR WING UNION, 2" FIG. 1502	

TREE SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
20	025341-00-02-00	CAMERON CHRISTMAS TREE SOLID BLOCK, 7 1/16"-5K API-FLANGED BOTTOM x 4 1/16"-5K API-STUDDED TOP AND SIDE OUTLETS	
21	170-014	HALLIBURTON ACTUATOR SSV, 70-UX-124	
22	101296	CHRISTMAS TREE CAP, 4 1/16"-5K API-FLANGED.	

AS BUILT — DRAWING UP-DATED ACC. CLIENT INFO DATE: 04-2009

Nederlandse Aardolie Maatschappij b.v.

CAMERON

ROSSUMWEERSELD-2 / WELLH. 5K, CLOSED-IN CASING 9 5/8" / 7"

DRAWN	T.E.	01.05.09
CHECKED	R.K.	01.05.09
REV. E	SCALE: %	

WELL NAME : ROW-2

DWG. No. TD-5955 SHT. 2 OF 2

APPENDIX 4. **WELL SURVEY PLOT**

a sketch of the deviation;

Deviation Data

Maximum deviation	: 4.53° @ 250.00mAHTBF
Deviation at top reservoir	: 1.85°

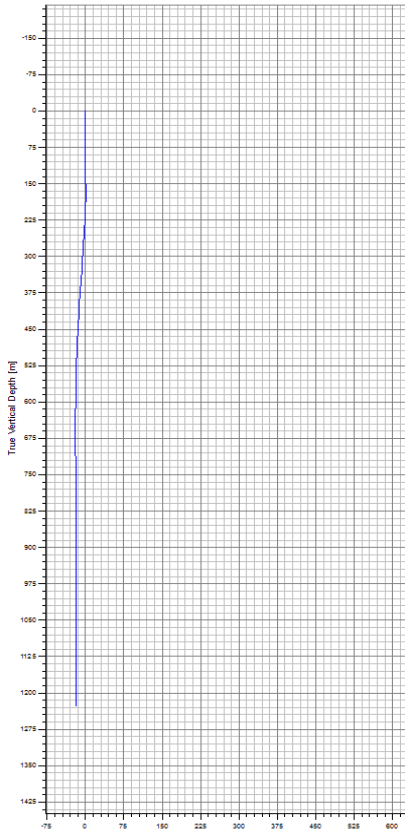


Figure 2: ROW-2 section view

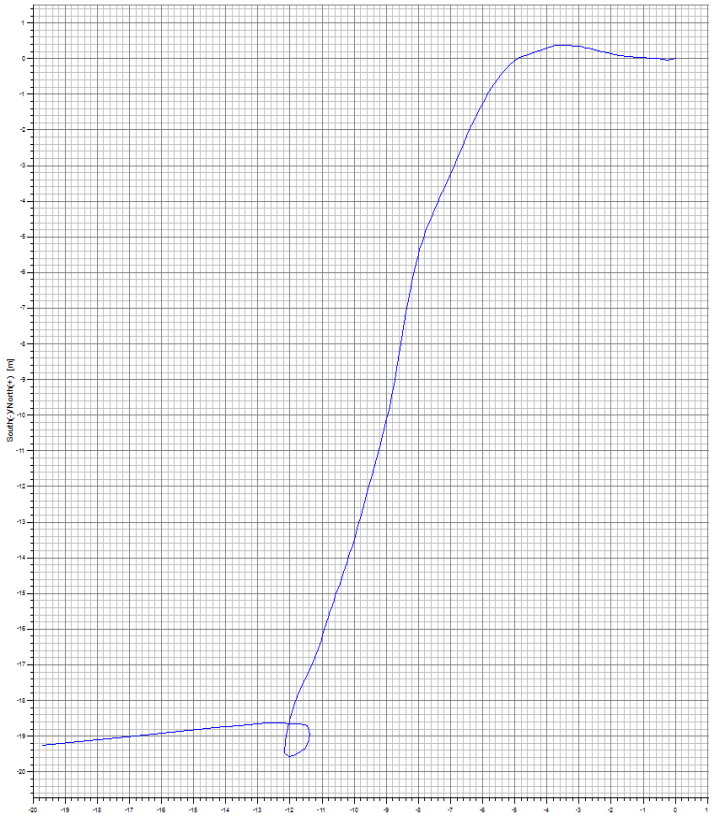


Figure 1: ROW-2 plan view

Rijroutes naar NAM-locaties

Voor de NAM-locaties zijn verplichte rijroutes vastgesteld en gepubliceerd op www.nam.nl/rijroutes . De rijroutes zijn geschikt voor vrachtverkeer tot 18,75 x 3,00 x 4,00m en 50t totaalgewicht en worden jaarlijks bekeken op geschiktheid. Vrachtverkeer met grotere afmetingen of gewicht, dient zich te houden aan de route zoals die door de ontheffingsverlener wordt voorgeschreven.

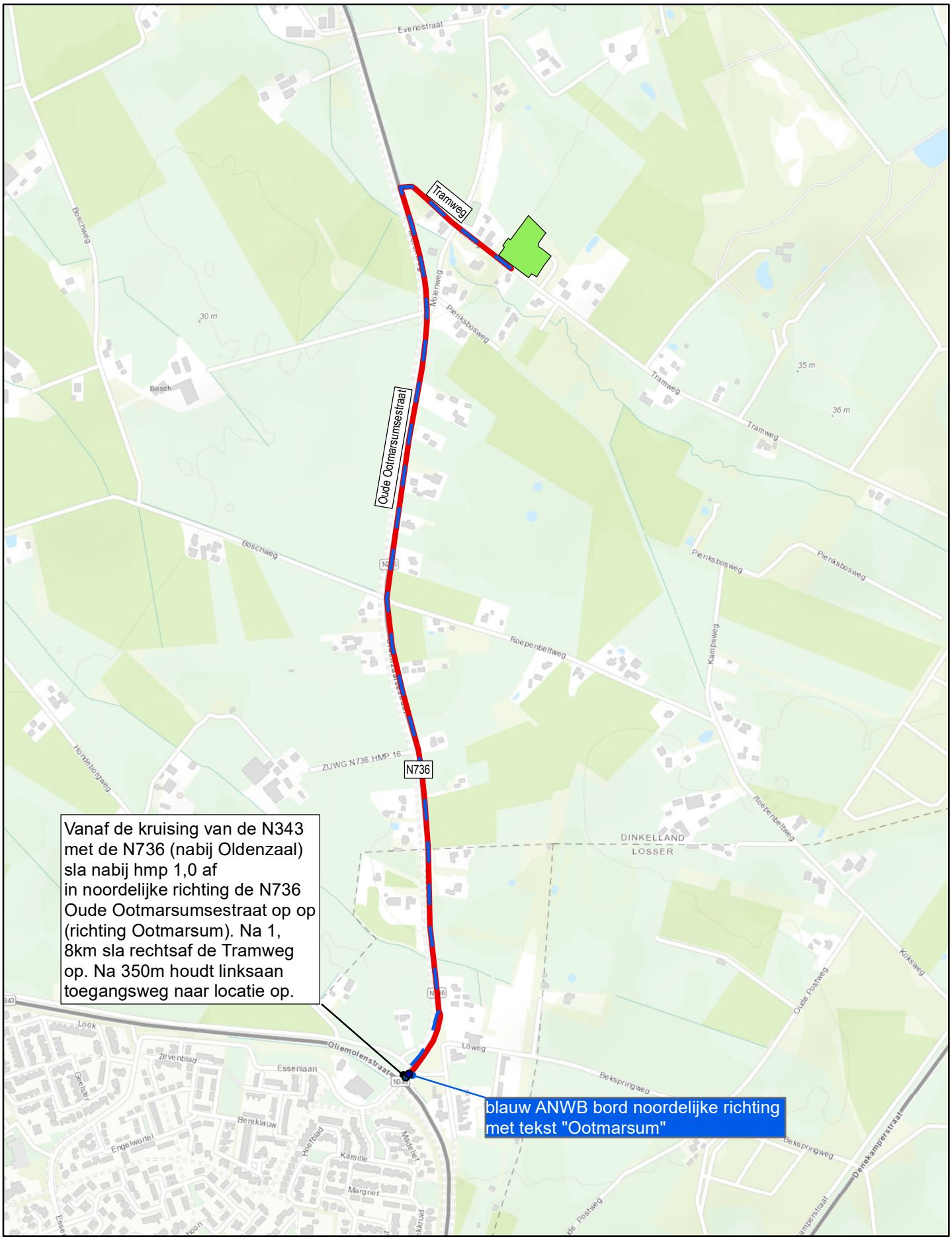
Rijroutes
De rijroutes zijn vastgelegd om de veiligheid te maximaliseren en overlast voor de omgeving te reduceren door bijvoorbeeld zoveel mogelijk dorpskernen, scholen en gevaarlijke kruisingen te vermijden.
Om deze redenen zijn deze rijroutes dan ook VERPLICHT voor voertuigen met een gewicht van meer dan 3500kg van en naar NAM locaties.
Voor voertuigen met een gewicht onder de 3500kg is het niet verplicht maar wel GEADVISEERD om deze rijroute te volgen. Voor specifieke werkzaamheden kunnen deze rijroutes ook verplicht worden voor verkeer onder de 3500kg.

Bewegwijzering
De blauwe borden op de rijroutekaarten zijn de standaard ANWB-borden langs de route, de gele borden op de rijroutekaarten worden specifiek voor grote NAM-projecten geplaatst (deze zijn dus niet aanwezig tijdens reguliere operaties).

Opstelplaatsen
Indien er opstelplaatsen op de rijroutes zijn genoemd, dan moeten de bestuurders van voertuigen van meer dan 3500kg daar parkeren en zich telefonisch melden bij hun contactpersoon op de NAM-locatie (bij geen gehoor: +31 592 364 000 Beveiliging Centrale Meldkamer Assen) om toestemming te vragen om vanaf de opstelplaats door te rijden naar de NAM-locatie. Dit is om te voorkomen dat NAM-vrachtverkeer elkaar op een smalle aanrijroute tegenkomt en niet kan passeren.

Veilig de weg op
Mocht in de praktijk onverhoopt blijken dat het toch niet veilig is om de verplichte rijroute te volgen, breng dan het voertuig op een veilige plek tot stilstand en overleg met de Logistieke planningscel van NAM (tel. +31 592 369 060 of NAM-Logisticsplanning@shell.com). Hier kun je ook terecht voor vragen, suggesties of feedback.
Op deze manier helpen wij jou om veilig en voorbereid het verkeer in te gaan. Het verzoek aan jou is de Life Saving Rules en Journey Management Plan te lezen, zodat ook jij goed voorbereid aan een veilige reis kunt beginnen.
Dank daarvoor.

NAM wenst je een veilige reis en hartelijk dank voor de samenwerking ten behoeve van ieders veiligheid.



Deze rijroutes zijn VERPLICHT voor voertuigen met een gewicht van meer dan 3500kg van en naar NAM locaties. Voor voertuigen met een gewicht onder de 3500kg is het niet verplicht maar wel GEADVISEERD om deze rijroute te volgen. Voor specifieke werkzaamheden kunnen deze rijroutes ook verplicht worden voor verkeer onder de 3500kg.
Zie voor meer info: www.nam.nl/rijroutes

Locatie Adres:
Tramweg 7
7596 NA Rossum

AFVOERROUTE

AANVOERROUTE

0 0.2 Km

NEDERLANDSE AARDOLIE MIJ.B.V.

RIJROUTEKAART

LOCATIE

ROSSUM-WEERSELO-2

Schaal:1:10,000

Datum: 9/25/2018	Tek.nr.: ROSSUM-WEERSELO-2
Laatste wijziging: 9/25/2018	Bijlage:

Original page size A4

Well Examination Report

Well: ROW-2

Well Operation: Tubing cut and XMT-TA change

Company Confidential

Bedrijfsvertrouwelijk (ref. Art. 10, lid 1, aanhef en onder C van de WOB)

1. Introduction

This Well Examination Report has been prepared by the NAM Well Examination Team in accordance with the NAM Well Examination Scheme.

The report covers the examination of the subject well in relation to the proposed operations.

The documents listed in Section 3 have been examined.

Any material change made to the design or planned operations should be forwarded to the Well Examiner to allow for subsequent examination and, if required, a revised Well Examination Report to be prepared.

A program execution checklist (PEC) *will be* prepared for the proposed operation based on the final endorsed Detailed Operations Program. This PEC sheet will be used to verify the operations against planned.

2. Examination Report Summary and Conclusions

There are some preliminary findings arising from the examination

3. Documentation Examined and Findings

Documentation Examined
ROW-2 SodM werkprogramma Pre workover scope EP 202008221305 eMOC #10406 Remove tree / TA cap and install BOP with zero barriers on A-annulus side ROW-2 SodM werkprogramma Pre workover scope REV1 EP 202008221305

No.	Well Examination Finding/Query	Wells Response/Action	Status
1	Cannot find MASP in program, please confirm.	Inserted info from workover program reservoir table. Now showing MASP	Closed
2	**REF Slickline safeguarding ops step 20 >** Pressure test BVD E-plug to 40 bar. In eMOC #10406 is stated this should be to 85 bar equivalent	Aligned text with eMOC to 85 bar equivalent, and added note about fluid column	Closed
3	**Final page figure 3 >** written is SCH-3151 plan view.	Corrected text, plan view is from ROW-2	Closed
4	Generic: is there a reason for not having an index and page numbers?	There is no reason, other then this was likely an old(er) format SODM program.	Closed
5	Mitigation against the 0 barriers in A-ann in eMOC #10406 is the NFF-status. NFF is valid till 10-12-2020. Please confirm Ops will happen before 10-12-2020. No further reference is made to NFF status in werkprogramma.	NFF will be extended if required, discussed with Kevin Pijpstra. Reference made in werkprogramma about status validity	Closed

6	**REF SodM dispensation request:** has dispensation been received from SodM? Please confirm.	Just checked with WO team, no further response received from SODM, after submission of derogation	Open

Van: [redacted]@shell.com
Aan: [redacted]
Cc: SodM Boren; SodM Info; NAM-Well-Examiner@shell.com; NAM-Mailsodm@shell.com; [redacted]
Onderwerp: NAM ROW-2 SodM Work Program
Datum: woensdag 21 oktober 2020 20:33:21
Bijlagen: image001.png
NAM - ROW-2 - SodM Work Program.pdf
WEX ROW-2-WO-1020 v4.pdf

[redacted],

Please find attached the Work Program for the ROW-2 well, including the Well Examination report.

Please note that the CO-script will be sent to you separately.

Should you have any questions or remarks, please do not hesitate to contact myself.

Best regards,

[redacted]

Please note that I read infrequently any emails where I am in CC. Please contact me directly if you require my action or reply.

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Registered in The Hague, The Netherlands - Trade Register no. 04008869
Correspondence: Postbus 28000, 9400 HH Assen
Office: Schepersmaat 2, 9405 TA Assen - The Netherlands
Telephone: +31 592 362465
Mobile: +31 6 8344 7226

SodM work program
ROW-2 Work Over – Revision 7

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
1D Corridor, PO Box 28000
9400 HH Assen
The Netherlands

Well Name: ROW-2

NAM

	Name Department	Signature / Date
[redacted]	[redacted]	[redacted] 24-9-2020
[redacted]	[redacted]	Via email 05-10-2020
[redacted]	[redacted]	Via emailBy email 25-9-2020

This page was intentionally left blank

Table of Contents

1. INTRODUCTION 3

1.1. Well Background 3
1.2. Objectives 3
1.3. Schedule of Operations 3
1.4. Hydro geological Situation 3

2. GENERAL WELL INFORMATION 4

2.1. Basic Well Data 4
2.2. Deviation Data 4
2.3. Reservoir / completion data 5
2.4. Casing Scheme 5
2.5. Well Integrity 5
2.6. Wellhead Description 5

3. LOCATION INFORMATION 6

3.1. Other Wells on Location 6
3.2. Restrictions and Risks 7

4. PLANNED OPERATIONS 7

4.1. BOP configuration & test protocol 7
4.2. Workover Fluids 7
4.3. Planned rig activities on ROW-2 8
4.4. Barriers 9

5. APPENDICES 10

5.1. Appendix A: Well Status Diagram (as built) 10
5.2. Appendix B: Well Status Diagram (Post workover planned with existing 7" packer and 3-1/2" tailpipe left in hole) 11
5.3. Appendix C: Well Status Diagram (Post workover contingency with existing 7" packer and 3-1/2" tailpipe removed) 12
5.4. Appendix D: Well Status Diagram (Post workover potential suspension) 13
5.5. Appendix E: Chemical data (Preliminary REACH list) 14
5.6. Appendix F: Current arrangement (Wellhead, LDO THS, XMT) 15
5.7. Appendix G: Intermediate arrangement (TA cap, to be installed on the 7-1/6" 5K LDO THS) 16
5.8. Appendix : Arrangement Bowl weevil type THS (new THS, to be installed on existing wellhead and current XMT or like for like replacement to be nippled up on new THS) 17

1. INTRODUCTION

The content herein lists the information required for work program submission as per Mijnbouwregeling Art 8.2.3.1.

1.1. Well Background

Water injection well Rossum Weerselo 2 (ROW-2) was drilled as gas producer targeting the Zechstein carbonate reservoirs in 1955. The well was completed barefoot with a 50 m long 6" open hole section below the 7" liner shoe on the ZEZ2C reservoir. The packer and 3-1/2" tailpipe currently in the well were installed during a workover in 1973 and the current 5"x 4" completion tubing was installed in 1986. Servo condensate was used as the packer fluid during the re-completion in 1986. Gas production from the well stopped in 2009, when ROW-2 was converted to water injection well as part of the Schoonebeek redevelopment project. The existing 4" tubing has multiple deformations / restrictions (smallest ID ~1.8") and has developed a leak (above packer). The tubing leak is most likely positioned across the same interval where the deformations were logged between 1114 -1140mAHTBF. These tubing deformations prevent access through the tailpipe required to log the 7" casing shoe below the tailpipe for corrosion and HUD monitoring which is part of the water disposal well integrity monitoring program agreed with SodM. ROW-2 stopped injecting and was closed in on Dec-2019. This was done in view of concerns about the condition of the production casing above the packer, as there is likely no longer a high-pH brine present in the annulus to mitigate corrosion, and the inability to log the 7" casing shoe below the tailpipe / adhere to the water disposal well integrity monitoring program.

1.2. Objectives

Recompleting ROW-2 ensures no tubing communication to A-annulus and allows inhibited packer fluid to be reinstated to mitigate against corrosion. It also enables access to the 7" casing shoe for corrosion monitoring and brings ROW-2 injection capabilities back online.

1.3. Schedule of Operations

Workover operations will be executed by the light land rig Synergy 2 contracted from DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik under the supervision of NAM B.V. The overall duration of rig activities is planned for 40 days (including initial rig move to location) and expected to begin end of December 2020.

1.4. Hydro geological Situation

Not applicable. The ROW-2 work scope does not include any drilling activities, and therefore does not include any new penetration of groundwater bearing layers.

2. GENERAL WELL INFORMATION

2.1. Basic Well Data

The generic data of ROW-2 is listed within this chapter. More specific details regarding annular cement, Wellhead / XMT drawings, Pre and post workover drawings and planned work scope etc. is captured in the appendices.

Well	: Rossum-Weerselo- 2 (ROW-2)
Location	: ROW-2
Field	: Rossum-Weerselo
Municipality	: Dinkelland
Reservoir	: Zechstein carbonate ZEZ2C
Well / production type	: Water injector, no production capacity
Depth reference	: Top Bottom Flange (TBF)
Elevation of reference (TBF)	: 31.03m above NAP
Surface co-ordinates ETRS89=WGS84	: N 52 20 36.230 ; E 006 56 12.950

2.2. Deviation Data

Maximum deviation	: 4.53° @ 250.00mAHTBF
Deviation at top reservoir	: 1.85°

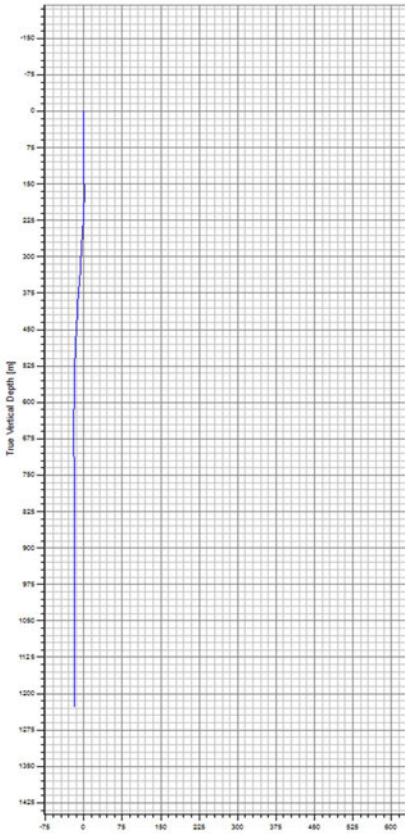


Figure 2: ROW-2 section view

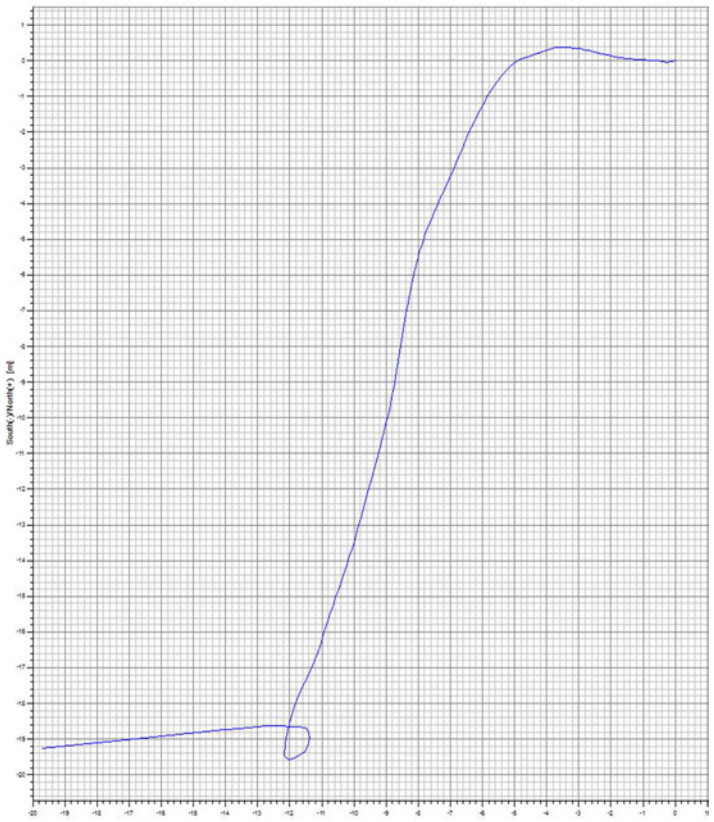


Figure 1: ROW-2 plan view

2.3. Reservoir / completion data

Reservoir	Zechstein carbonate ZEZ2C
ResP	33-85bara at 1240mTVDSS
Well flowing status	Well is classified as non-free flowing and is sub-hydrostatic with fluid level between 820 – 980mTVDSS
MASP	85bar. Reasonable high pressure based on trendline of the highest pressure injection well (ROW-4).
ResT	35 deg C
THT	Ambient surface temperature expected during WO scope
CITHP	0 Barg
Perforation intervals	N/A, barefoot /open hole
Sandface completion	N/A, barefoot /open hole
Completion	7" production packer with 3-1/2" tailpipe. Tie-back tubing 5", 15.0#, VAM, L80 x 4.0", 19.0#, VAM (WSD as built in appendix A)
LSA	N/A
CO2	N/A
H2S	Yes (max measured 3.8PPM during recent well bleed-off 17-08-2020)
Other (paraffine, etc.)	Schmoo is present in wellbore

Table 1: Reservoir and completion data

2.4. Casing Scheme

Description	Size (inch)	Weight (lb/ft)	Top (mAHTBF)	Shoe (mAHTBF)	Grade	Coupling
Conductor	13-3/8"	54.5	0.80	47.0	J55	STC
Surface Casing	9-5/8"	40.0	0	586.3	J55	STC
Production Casing	7.0"	23.0	0	1175.4	N80	EL

Table 2: Casing details *Note: See Appendix A: Current Well Schematic for further info, including the current completion details.*

2.5. Well Integrity

Annulus Cement

- **9-5/8" Casing:** Cemented to surface, open at cellar level, no bubbling observed.
- **7" Casing:** SCMT-PMIT combo was run in the 7" casing on Oct 2012. Main reason for acquisition was to assess casing/liner integrity and cement bond over the carbonate disposal reservoir and the halite reservoir seal. Conclusion; on the interval of interest there is extremely good bond.

Annular pressure history

The A and B-annuli have a MINAP of>2bar and are topped up with N2

	Current Pressure 25-08-2020 (bar)	MAASP (bar)	Current Fluid	Fluid at start Workover
A – Annulus	3.3	20	Native fluid / production water 1.03sg level 820-980mTVDSS	1.0sg Inhibited fresh water
B – Annulus	4.1	17	Fluids unknown (1.0sg mix water gradient with N2 cushion present)	N/A

Table 3: Annular pressures

2.6. Wellhead Description

ROW-2 currently has a 7-1/16" 5K LDO tubing head spool (THS) installed with a 7-1/16" x 4-1/16" 5K XMT. As part of the CWI pre-work the XMT is to be nippled down and a 7-1/16" x 4-1/16" 5K temporary adaptor cap (TA cap) installed on the LDO THS. (Note: all work carried out during pre-work phase is captured in a separate SodM notification and not part of this work program).

During the workover with the Synergy II the LDO type THS will be changed out for an 7-1/16" 5K bowl weevil style THS. The existing XMT will either be re-furbished and reinstalled or a like for like back-up XMT will be installed. (Refer to appendices for detailed drawings regarding current wellhead, LDO THS and XMT, intermediate installed TA-cap and new to be installed tubing head spool arrangement).

3. Location Information

The ROW-2 location is in Weerselo (municipality of Dinkelland). The closest residence are ≥ 40m away (from ROW-2 well center). Additional information regarding location, acoustics and safety contours are listed in the BARMM for ROW-2

3.1. Other Wells on Location

There is 1 other well on the ROW-2 Location:

- ROW-7; which is a water injector well capable of injecting but currently closed in and not injecting.

For the duration of rig operations on ROW-2, the well ROW-7:

- Will remain on standby / closed in but the well will be available for injection when required. Injection periods taking place during rig activities are captured in the CO notification.
- Will have an Ameland cap or similar construction placed over the surface arrangement.
- Will be pressure monitored remotely

For additional information on safeguarding measures please refer to the ROW-2 CO notification.

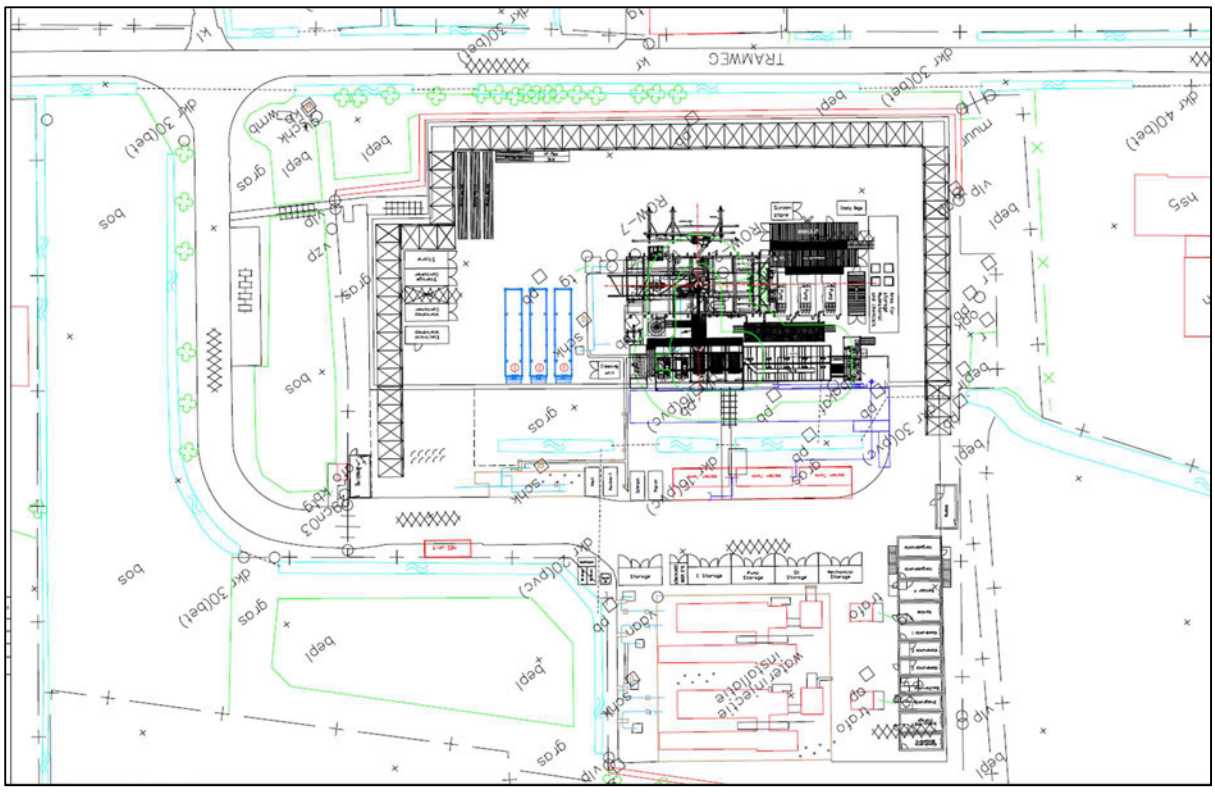


Figure 3: Planned Synergy-2 Layout for ROW-2 well on ROW-2 location

3.2. Restrictions and Risks

1. HSE Risks
   - Rig specific risks are included in rig HSE case
   - All non-routine activities to be performed under the Permit to Work (PTW) system.
   - Regular tool-box-talk (TBT) briefings are to be held with all persons involved, particularly at the beginning of a significant operation
   - ROW-2 is a designated H2S well / location
   - ROW-2 is not an LSA well

2. Location Risks
   - Location specific risks are included in the Location Noodplan (LNP) and in the Werkveiligheidsplan (WVP).

3. Combined / project specific risks
   - Risks and mitigations associated with NAM / Drilltec cooperation are covered in the bridging document.
   - Risks and mitigations associated with rig WO operations on ROW-2 location is listed in the CO-script.

4. Planned Operations

4.1. BOP configuration & test protocol

The BOP will be mounted on the 7-1/16"" 5K tubing hanger connection using a 7-1/16" 5K x 13-5/8" 10K BOP adapter.

ROW-2 WORKOVER BOP CONFIGURATION			
13 5/8" BOP stack	**Offline BOP Test (on stump)**		
	Type	13 5/8"	P Test
O= Annular	O	5K	20/85 for 5-10min (MASP)
	BS/VBR	10K	20/85 for 5-10min (MASP)
VBR= Variable Bore Ram (2 7/8" x 5")	**Initial BOP Test (on Wellhead)**		
	Type	13 5/8"	P Test
BSR= Blind Shear Ram	O	5K	20/85 for 5-10min (MASP)
	BS/VBR	10K	20/85 for 5-10min (MASP)
VBR= Variable Bore Ram (2 7/8" x 5")	**Subsequent BOP Tests (on Wellhead)**		
	Type	13 5/8"	P Test
	O	5K	20/85 for 5-10min (MASP)
	BS/VBR	10K	20/85 for 5-10min (MASP)

Table 4: Planned BOP configuration

Note: The circulating system will be pressure tested to RWP 20/345bar.

4.2. Workover Fluids

The primary fluid system to be used during the workover is listed below. Other chemicals to be used are listed in the preliminary REACH list, documented in the Appendices.
- Rig arrives location with well fluid level between 820 – 980mTVDSS of 1.03sg SCH production water
- Rig conducts all workover operations using 1.0 – 1.03sg water-based fluid treated with corrosion inhibitor and H2S scavenger.
- Rig ensures that after completion has been ran in hole and the production packer has set that 1.0 – 1.03sg water-based fluid is placed on top of the production packer as packer fluid
- Rig will top up well with 1.0 – 1.03sg water-based fluid prior to suspending well if required.

4.3. Planned rig activities on ROW-2

Step	Activity
1	Move to ROW-2 location. Rig up Synergy II over the well.
2	N/D TA cap (single barrier deviation raised to SodM on 14th of September 2020)
3	N/U and Pressure test BOPs
4	Retrieve pre-cut 5x4" completion tubing
5	RIH overshot assembly, engage with 4" tubing stump / anchor latch, unlatch same from 7" anchor / production packer with right hand rotation. Retrieve 4" tubing stump and anchor latch and lay down same. Contingency runs available if 4" tubing stump / anchor latch is unable to be unlatched with right hand rotation. - RIH wash over shoe assembly and mill out anchor latch (including 7" production packer) - RIH packer picker milling tool to retrieve packer (if not done during 1st contingency) - RIH ITCO speak and retrieve packer (if not done during 2nd contingency)
6	Check access though existing 7" production packer and 3-1/2" tail pipe and confirm HUD. Note: - This step is omitted if the packer has been milled and retrieved during previous step.
7	Scrape entire 7" production casing in preparation for 7" corrosion log
8	Perform corrosion log on 7" production casing with multi-finger caliper tool (MFCT) Note: - If corrosion log exceeds threshold, then the decision can be made to temporarily suspend the well ROW-2. Please find suspension details / WSD in appendices.
9	Pick up and run in hole DLT packer. Set same at circa 1135mAHTBF (below proposed production packer setting depth). Fill up well with 1.0 – 1.03sg water-based fluid and P/T well to 20/85bar for 5/20min. Retrieve DLT packer from well. Note: - If pressure test fails, then a leak investigation is conducted to acquire information regarding source / location of leak. Pending result, the decision can be made to temporarily suspend the well ROW-2. Please find suspension details / WSD in appendices.
10	Pick up DLT packer and set same at ~50mAHTBF. Fill up well with 1.0 – 1.03sg water-based fluid and P/T DLT to 20/85bar for 5/20min. Nipple down BOP, nipple down LDO tubing head spool and install new bowl weevil type tubing head spool. Retrieve DLT packer (Refer to appendices for new THS arrangement drawings)
11	RIH new 5 x 3-1/2" completion tubing and 7" production packer. Install same.
12	Pressure test hanger seals to 20/85bar for 5/15min.
13	Install shear disk plug (390bar shear) in tailpipe nipple. Top up tubing and A-annulus above packer with 1.0 – 1.03sg water-based fluid
14	Pressure tubing to 20/85bar for 5/20min and set 7" production packer.
15	Pressure test A-annulus / production packer to 20/70bar for 5/20min.
16	Set hanger plug and test same to 20/85bar for 5/15min.
17	N/D BOP
18	N/U existing refurbished XMT / like for like XMT or TA cap (pending availability) and test same to 20/85bar for 5/15min.
19	Rig up slick line and retrieve hanger plug and plug from tail pipe nipple. Install MCV valve in landing nipple at ~100mAH. Rig down slick line.
20	Demobilize rig

Table 5: planned WO operations

Barriers

Below are the primary, secondary (and tertiary if relevant) barriers during the most significant stages of the operations:

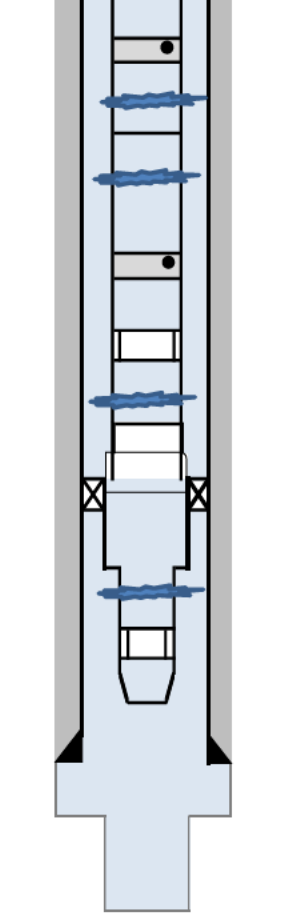
ROW-2 operational step	Active barriers tubing	Active barriers A-annulus / well
N/D TA cap & N/U BOP	Barriers: 2 ▪ Shear plug (100bar) in LN nipple at ~600mAH (20/85bar equivalent for 5/20min) ▪ Shear plug (100bar) in hanger nipple (20/85bar for 5/15min)	Barriers: 1 ▪ Native fluid level at balance with reservoir / Non Free Flowing well ▪ Dispensation Mijnbouwregeling artikel 8.3.4.1 second member requisted
POOH pre-cut tubing, performing fishing operation, contingency milling production packer	▪ N/A	Barriers: 2 ▪ Native fluid level at balance with reservoir / Non Free Flowing well ▪ Tested BOP (20/85bar for 5/10mins)
Change out LDO THS and install bowl weevil type THS	▪ N/A	Barriers: 2 ▪ Tested DLT packer at ~50mAH (20/85bar for 5/20mins) ▪ Native fluid level at balance with reservoir / Non Free Flowing well ▪ Monitored fluid level 1.0 – 1.03sg
Install new completion	▪ N/A	Barriers: 2 ▪ Native fluid level at balance with reservoir / Non Free Flowing well ▪ Tested BOP (20/85bar for 5/10mins)
N/D BOP and N/U XMT or TA cap	Barriers: 2 ▪ Hanger nipple (100bar) shear plug (20/85bar 5/15mins) ▪ Shear plug (390bar) in deepset LN (20/85bar 5/20mins)	Barriers: 2 ▪ Hanger seals (20/85bar 5/15min) ▪ Packer Fluid 1.0-1.03sg (monitored) ▪ Production packer / A-annulus envelope (20/70bar 5/20min)
Potential suspension / walk away	Barriers: 2 ▪ Retrievable BP tagged with 10MT equivalent and P/T with DLT from above to (20/85bar for 5/20mins) (to close of reservoir) ▪ Killstring with hanger nipple (100bar) shear plug (20/85bar 5/15mins)	Barriers: 2 ▪ Retrievable BP tagged with 10MT equivalent and P/T with DLT from above to (20/85bar for 5/20mins) (to close of reservoir) ▪ Hanger seals (20/85bar 5/15min)

Table 6: Barriers in place during each operation

5. Appendices

5.1. Appendix A: Well Status Diagram (as built)

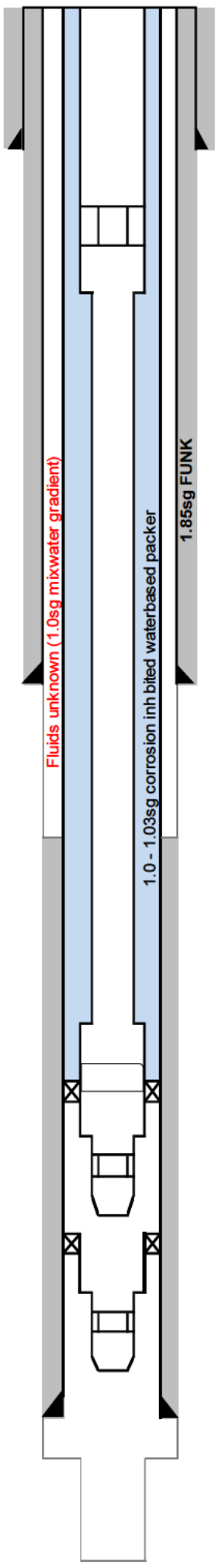
Group	Formation	Code	AHTBF (m)	TVTBF (m)	ROW-2	AHTBF (m)	TVTBF (m)	INC (Deg)	Description
					A B C				
NS	North Sea		0	0					XMT, LDO tubing head spool, 5" LDO tubing hanger
						47.00	47	0	13-3/8" Conductor, 54.5#, STC. J55 (Cemented to surface)
KL	Vlieland Sandstone	KNNS	115	115					
	Vlieland Claystone	KNNC	188	188					
JW	Niedersachsen	SK	205	205					
JW	Aalburg	ATAL	282	282					
RN	Rot formation	RNRO	315	315					
	Solling formation	RNSO	363	363					
RB	Detfurth	RBMD	449	448					
	Volpriehausen	RBMV	576	575		586.30	586	1	9-5/8" Surface Casing, 40.0#, STC, J55 (Cemented to surface)
						604.93	604	1	SCSSSV nipple + Wireline retrievable SSSV
	Lower Buntsandstein	RBSH	644	643					
						670.90	670	1	TOC 7" (reported)
						820 - 980	820 - 980	1	liquid level 1.03sg production water
ZE	Zechstein	ZEZ4	1071	1070					
	Zechstein	ZEZ3	1080	1080					
						1110.19	1109	2	X/O, 5", 15.0#, VAM, L80 to , 4.0", 19.0#, VAM
						1114.64	1114	2	SLSD, 3.313" OTIS XA, 4.0", VAM, 9Cr1Mo, shift to open, (Sour service)
						1115.84	1115	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth)
						1116.50	**1116**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation 2.963", 2.2m length,**
						1118.00	**1117**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation 2.75"**
						1120.07	1119	2	SPMA, 4.0", 19.0#, KBMG, Sourservice, 4130
						1124.00	1123	2	**Top unknown restriction 2.313" dummy nogo**
						1126.35	1126	2	2x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (mid connection depth) 3.351" drift
						1128.50	**1128**	**2**	**Top unknown restriction / tubing deformation, 0.72m length, 2.467" gauge cutter nogo**
						1130.54	1130	2	SPMA, 4.0", 19.0#, KBMG, Sourservice, 4130
						1132.52	1132	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth) 3.351" drift
						1136.94	1136	2	X-LN, 3.313", 4.0" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)
						1137.29	1137	2	1x Pup 16ft joint 4", 10.9#, VAM, L80 (top connection depth) 3.351" drift
						1140.00	1139	2	**Top unknown restriction / Gauge cutter 1.85" nogo**
						1141.60	1141	2	X/O, 4", 10.9#, VAM, L80 to 3-1/2", Vam, L80
						1141.92	1141	2	Anchor seal assembly, PBR, SNAT, 3-1/2", Vam, 4140
						1142.50	1142	2	7" packer, Type 84DA-40, Baker, x/o to 5" tubing, #15.0,VAM, C75
						1146.36	1146	2	X/O 5", 15#, VAM, C75 to 3-1/2" , 10.2#, VAM, C75
						1149.20	1148	2	**Top unknown restriction / 2.75" dummy tool nogo**
						1151.81	1151 0	2	Flowcouplling and X-LN, 2.75", 3-1/2", VAM, 9Cr1Mo (sourservice)
						1152.07	1151	2	Entry Guide, 2.75", 3-1/2" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)
	Zechstein	ZEZ2	1155	1154		1175.37	1175	2	7" Production Casing, 23.0#, EL, N80 (Cemented to surface)
						1192.90	1192	2	8-1/2" Rathole
	Zechstein	ZEZ1	1217	1217					
	TD					1225.90	1225	2	Well TD, 6" hole section



Not to scale

5.2. Appendix B: Well Status Diagram (Post workover planned with existing 7” packer and 3-1/2” tailpipe left in hole)

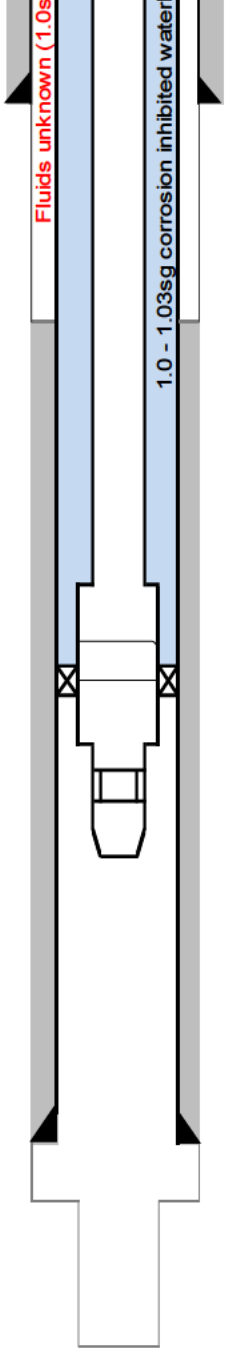
Group	Formation	Code	AHTBF (m)	TVTBF (m)	ROW-2	AHTBF (m)	TVTBF (m)	INC (Deg)	Description
					A B C				
NS	North Sea		0	0		0.00	0	0	XMT, Bowl Weevle tubing head spool, 5" tubing hanger XMT refurbished, Ta cap or like for I ke replacement
						47.00	47	0	13-3/8" Conductor, 54.5#, STC. J55 (Cemented to surface)
KL	Vlieland Sandstone	KNNS	115	115		~100	~100	0	5" LN with MCX valve
	Vlieland Claystone	KNNC	188	188		~120	120	0	X/O TBG, 5.000,18.00,L8013Cr,VAMTH to 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC)
JW	Niedersachsen	SK	205	205					
JW	Aalburg	ATAL	282	282					
RN	Rot formation	RNRO	315	315					
	Solling formation	RNSO	363	363					
RB	Detfurth	RBMD	449	448					
	Volpriehausen	RBMV	576	575		586.30	586	1	9-5/8" Surface Casing, 40.0#, STC, J55 (Cemented to surface)
	Lower Buntsandstein	RBSH	644	643		670.90	670	1	TOC 7" (reported)
ZE	Zechstein	ZEZ4	1071	1070					
	Zechstein	ZEZ3	1080			~1100	~1100	1	X/O 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC) to TBG, 5.000,18.00,L8013Cr,VAMTH
						1130.00	1131	1	7" hydraulic set packer - 212THT7056-ZBEZ - , 18# VAMTOPHT connections
									X/O 5", 18#,L8013Cr,VAMTH, to 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC) R-LN, 2.75", 3-1/2", VAMTOP, INC925
						1140.00	1141	1	Entry Guide, 2.75", 3-1/2" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)
						1142.50	1142	2	Existing 7" packer and tail pipe, Type 84DA-40, Baker, x/o to 5" tubing, #15.0,VAM, C75
	Zechstein	ZEZ2	1155	1154		1175.37	1175	2	7" Production Casing, 23.0#, EL, N80 (Cemented to surface) Drift ID=6.151"
						1192.90	1192	2	8-1/2" Rathole
	Zechstein TD	ZEZ1	1217	1217		1225.90			Well TD, 6" hole section



Not to scale

5.3. Appendix C: Well Status Diagram (Post workover contingency with existing 7" packer and 3-1/2" tailpipe removed)

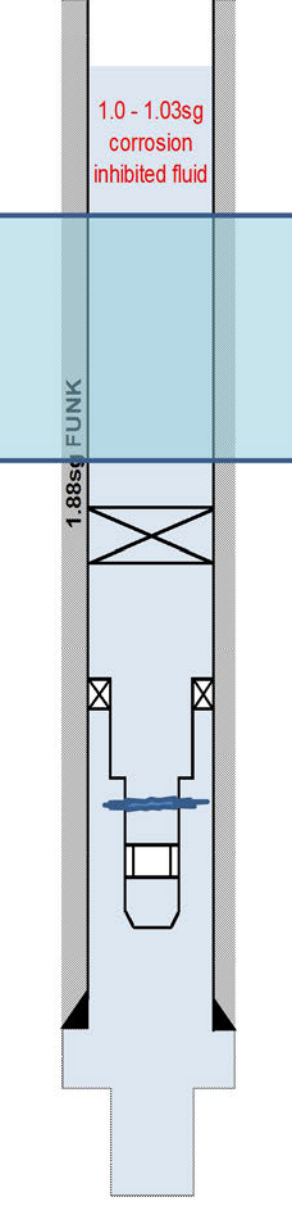
Group	Formation	Code	AHTBF (m)	TVTBF (m)	ROW-2	AHTBF (m)	TVTBF (m)	INC (Deg)	Description
					A B C				
NS	North Sea		0	0		0.00	0	0	XMT, Bowl Weevle tubing head spool, 5" tubing hanger XMT refurbished, Ta cap or like for like replacement
						47.00	47	0	13-3/8" Conductor, 54.5#, STC. J55 (Cemented to surface)
KL	Vlieland Sandstone	KNNS	115	115		~100	~100	0	5" LN with MCX valve
	Vlieland Claystone	KNNC	188	188		~120	120	0	X/O TBG, 5.000,18.00,L8013Cr,VAMTH to 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC)
JW	Niedersachsen	SK	205	205					
JW	Aalburg	ATAL	282	282					
RN	Rot formation	RNRO	315	315					
	Solling formation	RNSO	363	363					
RB	Detfurth	RBMD	449	448					
	Volpriehausen	RBMV	576	575		586.30	586	1	9-5/8" Surface Casing, 40.0#, STC, J55 (Cemented to surface)
	Lower Buntsandstein	RBSH	644	643		670.90	670	1	TOC 7" (reported)
ZE	Zechstein	ZEZ4	1071	1070					
	Zechstein	ZEZ3	1080			~1100	~1100	1	X/O 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC) to TBG, 5.000,18.00,L8013Cr,VAMTH
						1130.00	1131	1	7" hydraulic set packer - 212THT7056-ZBEZ - , 18# VAMTOPHT connections
						1140.00	1141	1	X/O 5", 18#,L8013Cr,VAMTH, to 3-1/2", 9.2#, L8013Cr, VAM TOP (KBSC) R-LN, 2.75", 3-1/2", VAMTOP, INC925 Entry Guide, 2.75", 3-1/2" VAM, 9Cr1Mo (sourservice)
	Zechstein	ZEZ2	1155	1154		1175.37	1175	2	7" Production Casing, 23.0#, EL, N80 (Cemented to surface) Drift ID=6.151"
						1192.90	1192	2	8-1/2" Rathole
	Zechstein	ZEZ1	1217	1217					
	TD					1225.90			Well TD, 6" hole section



Not to scale

5.4. Appendix D: Well Status Diagram (Post workover potential suspension)

Group	Formation	Code	AHTBF (m)	TVTBF (m)	ROW-2	AHTBF (m)	TVTBF (m)	INC (Deg)	Description
					A BC				
NS	North Sea		0	0					LDO tubing head spool, TA cap, Hanger nipple
						47.00	47	0	13-3/8" Conductor, 54.5#, STC. J55 (Cemented to surface)
KL	Vlieland Sandstone	KNNS	115	115					
	Vlieland Claystone	KNNC	188	188					5" x 3-1/2" killstring (tubing)
JW	Niedersachsen	SK	205	205					
JW	Aalburg	ATAL	282	282					
RN	Rot formation	RNRO	315	315					
	Solling formation	RNSO	363	363					
RB	Detfurth	RBMD	449	448					
	Volpriehausen	RBMV	576	575		586.30	586	1	9-5/8" Surface Casing, 40.0#, STC, J55 (Cemented to surface)
	Lower Buntsandstein	RBSH	644	643					
						670.90	670	1	TOC 7" (reported)
ZE	Zechstein	ZEZ4	1071	1070		820 - 980	820 - 980	1	liquid level (oil / water), (tubing and annulus)
	Zechstein	ZEZ3	1080	1080	1.0 - 1.03sg corrosion inhibited fluid				
Caprock		ZEZ3H	1085	1085					
			1115	1115					
						1125.00			7" Retrievable BP, 10K, (tag with 10MT equivalent)
						1141.92	1141	2	Anchor seal assembly, PBR, SNAT, 3-1/2", Vam, 4140
						1142.50	1142	2	7" packer x/o to 5" tubing, #15.0,VAM, C75
						1149.20	1148	2	Top unknown restriction / 2.75" dummy tool nogo
	Zechstein	ZEZ2	1155	1154		1175.37	1175	2	7" Production Casing, 23.0#, EL, N80 (Cemented to surface, reported a 2 stages) Drift ID=6.151"
						1192.90	1192	2	8-1/2" Rathole
	Zechstein	ZEZ1	1217	1217					
	TD					1225.90	1225	2	Well TD, 6" hole section, Downhole static temperature = ~35deg C.



Not to scale

5.5. Appendix E: Chemical data (Preliminary REACH list)

Bijlage 1 Chemicaliënoverzicht en beschrijving van de stoffen bij het werkprogramma voor reparatie van putten op land **Versie: 27-08-2020**

Chemicaliënoverzicht en beschrijving van de stoffen overeenkomstig 8.2.3.1 onder u van de Mijnbouwregeling, als onderdeel van het werkprogramma voor reparatie van putten op land.

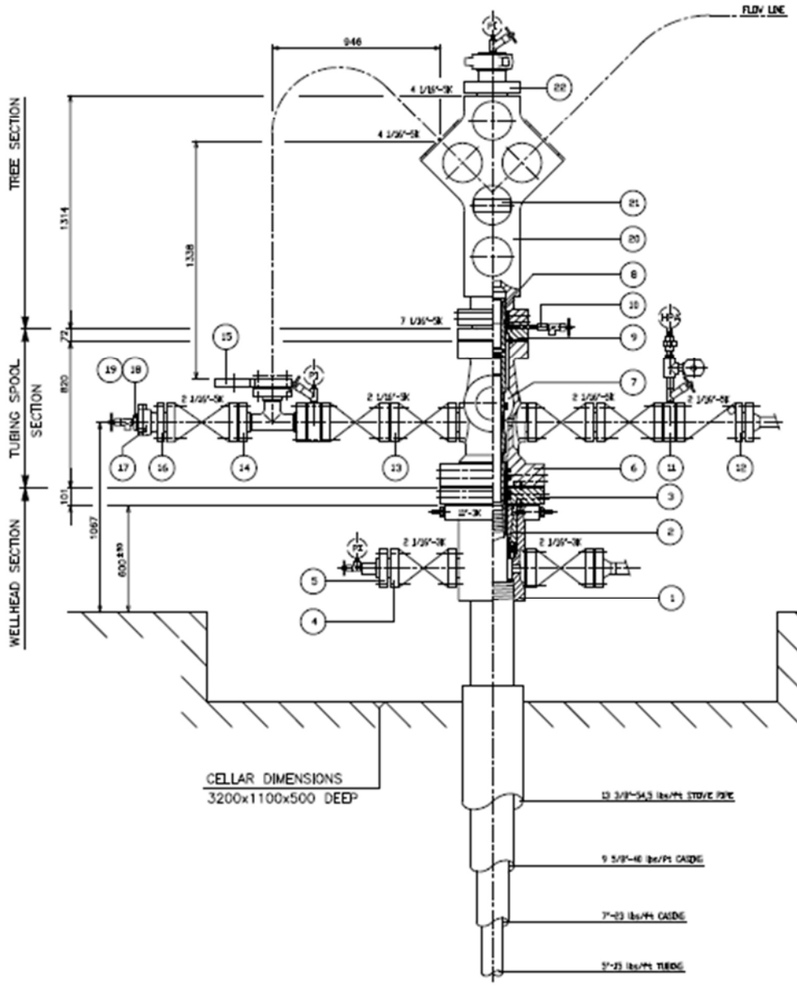
Naam melder (OPERATOR):	**Referentie nummer (werkprogramma):**
Nederlandse Aardolie Maatschappij BV	**EP202009211337**
Tbv:	**Naam locatie:**
(productie/putwerkzaamheden/pijpleidingen)	**ROW-2**

DATA PROVIDED BY THE OPERATOR								
LOCATIE	PRODUCT - LEVERANCIER DATA						OPERATOR DATA	
Locatie: locatie reparatie	Product handelsnaam (1)	Leveranciernaam (2)	Datum van uitgifte VIB (indien beschikbaar) (3)	CtgB nr. ("toelatings-nummer" of "aanmeldings-nummer") indien biocide (4)	Product etiket: H-zinnen (5)	REACH Compliance check afgerond (gevaarlijk product) (6)	Geplande maximaal te gebruiken kg (7)	Algemene opmerking (8)
Putwerkzaamheden	SODIUM CHLORIDE BRINE	M-I Drilling Fluids UK Limited	4/3/2017		Niet gevaarlijk	N.v.t. (niet gevaarlijk)	4,000,000	
Putwerkzaamheden	SAFE-SCAV HSB	M-I DRILLING FLUIDS	7/10/2018		Niet gevaarlijk	N.v.t. (niet gevaarlijk)	40,000	
Putwerkzaamheden	SAFE-SCAV NA	M-I SWACO	11/26/2015		Niet gevaarlijk	N.v.t. (niet gevaarlijk)	40,000	
Putwerkzaamheden	Injectiewater Schoonebeek	N/A	WIK 28-09-2017		Niet gevaarlijk	N.v.t. (niet gevaarlijk)	4,000,000	Injection water from Schoonebeek, product

Ruimte voor aanvullende informatie (maak een duidelijke referentie naar de relevante records; b.v. door de opmerkingen te nummeren en het nummer op te nemen in de algemene opmerking per record)

Algemeen:
- Datum van uitgifte VIB (kolom 3)/ product etiket (kolom 5) is overeenkomstig de huidige beschikbare informatie bij NAM zoals ontvangen van de leverancier.
- De stoffen die bij reparatie worden gebruikt zijn onderdeel van de producten zoals hieroven in de tabel gelijst, en zijn beschreven in de hierna bijgevoegde veiligheidsinformatiebladen verkregen van de leverancier(s). In deze veiligheidsinformatiebladen staan tevens de registratienummers door de leverancier vermeld. De tabel hierboven geeft verder invulling op de punten 1, 2 en 3 overeenkomstig 8.2.3.1 onder u van de Mijnbouwregeling.

5.6. Appendix F: Current arrangement (Wellhead, LDO THS, XMT)



WELLHEAD SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
1	T.B.A.	CASING HEAD HOUSING DCT C-19, 9 5/8" FEM. THREAD BTM x 11"-3K API FLG. TOP WITH 2 1/16"-5K API-FLANGED SIDE OUTLETS.	
2	T.B.A.	CASING HANGER DCT TYPE C-19, 11" NOM. FOR 7" CASING	
3	T.B.A.	DOUBLE STUDDED ADAPTER FLANGE, 11"-3K API BOTTOM x 11"-5K API TOP BOTTOM PROVIDED WITH 7" DOUBLE P-SEALS.	
4	091-09x	GATE VALVE, 2 1/16"-3K API FLANGED.	
5	007712-01-00-00	COMPANION FLANGE, 2 1/16"-5K x 2" API-LP	

TUBING SPOOL SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
6	672392-60-10-10	TUBING TENSION HEAD TYPE LDO, 11" x 7 1/16"-5K API-FLANGED BOTTOM x TOP WITH 2 1/16"-5K API-STUDDED SIDE OUTLETS.	
7	699844-01-00-00	RAM ASSEMBLY LDO, 8.485 x 5 1/4" RAMS.	
8	HZ3011-02-00-00	TUBING TENSION HANGER LDO, 4 1/2" VAM BOX x 5" VAM PIN	
9	MC0014-00-67-00	ADAPTER / INTERMEDIATE FLANGE, 7 1/16"-5K API	
10	193-001	NAM METAL TO METAL SEAL GASKET, 6"	
11	MC0014-00-22-00	INSTRUMENT FLANGE, 2 1/16"-5K API	
12	698801-16-01-00	CHECK FLANGE, 2 1/16"-5K API	
13	091-08x	GATE VALVE, 2 1/16"-5K API-FLANGED.	
14	211-001	FLANGED TEE, 2 1/16" x 2 1/16"-5K API	
15	133-003	SPECTACLE FLANGE, 2 1/16"-5K API	
16	MC0014-05-74-00	ADAPTER FLANGE x WECO FEM. SUB, 2 1/16"-5K API	
17	263-002	QUICK UNION NUTS, 2" FIG. 1502	
18	264-002	QUICK UNION MALE SUBS, 2" FIG. 1502 MALE x 1/2" API-LP FEMALE	
19	265-002	SEAL RING FOR WING UNION, 2" FIG. 1502	

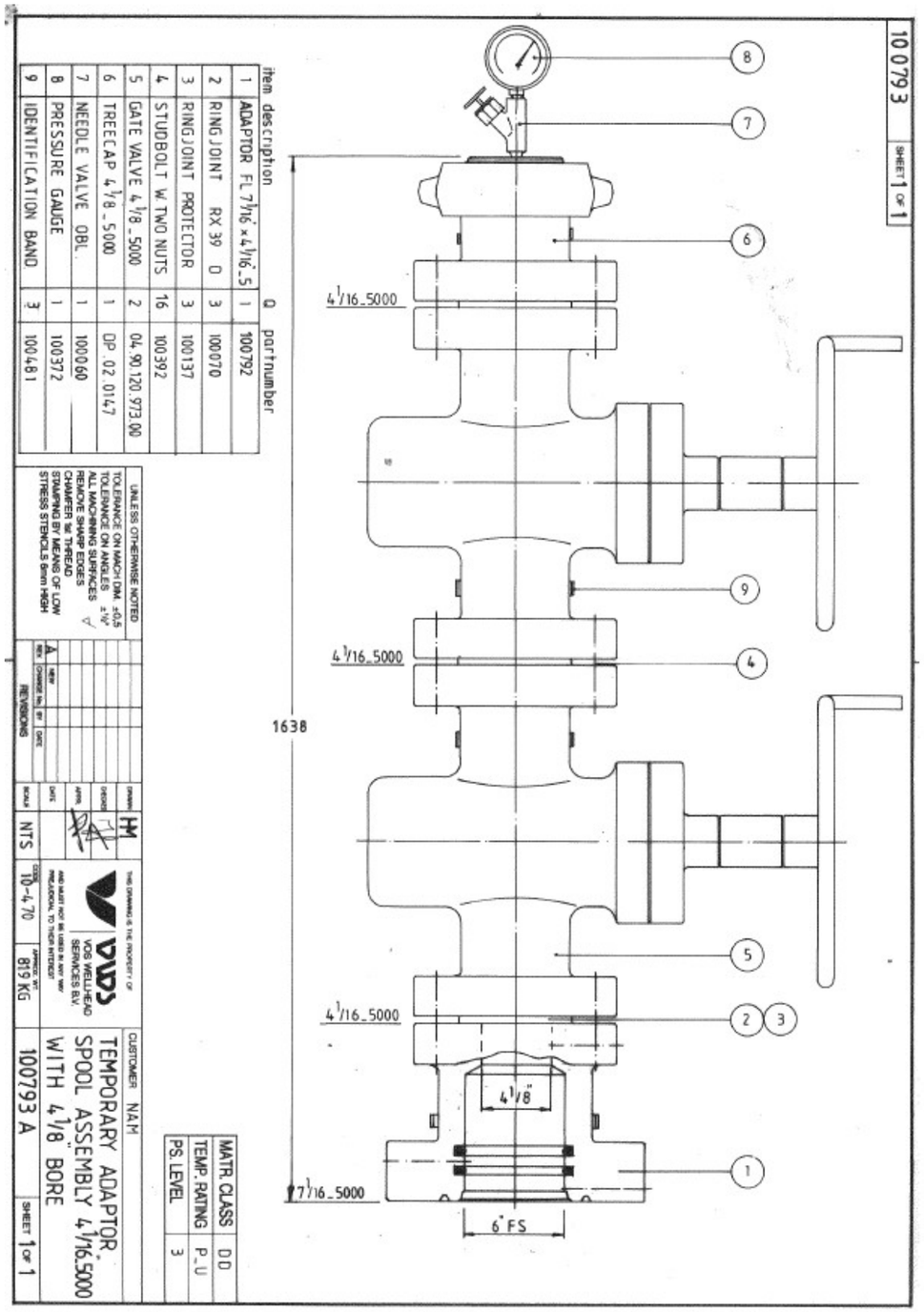
TREE SECTION

ITEM NR.	PART NUMBER	DESCRIPTION	REV.
20	025341-00-02-00	CAMERON CHRISTMAS TREE SOLID BLOCK, 7 1/16"-5K API-FLANGED BOTTOM x 4 1/16"-5K API-STUDDED TOP AND SIDE OUTLETS	
21	170-014	HALLIBURTON ACTUATOR SSV, 70-UX-124	
22	101296	CHRISTMAS TREE CAP, 4 1/16"-5K API-FLANGED.	

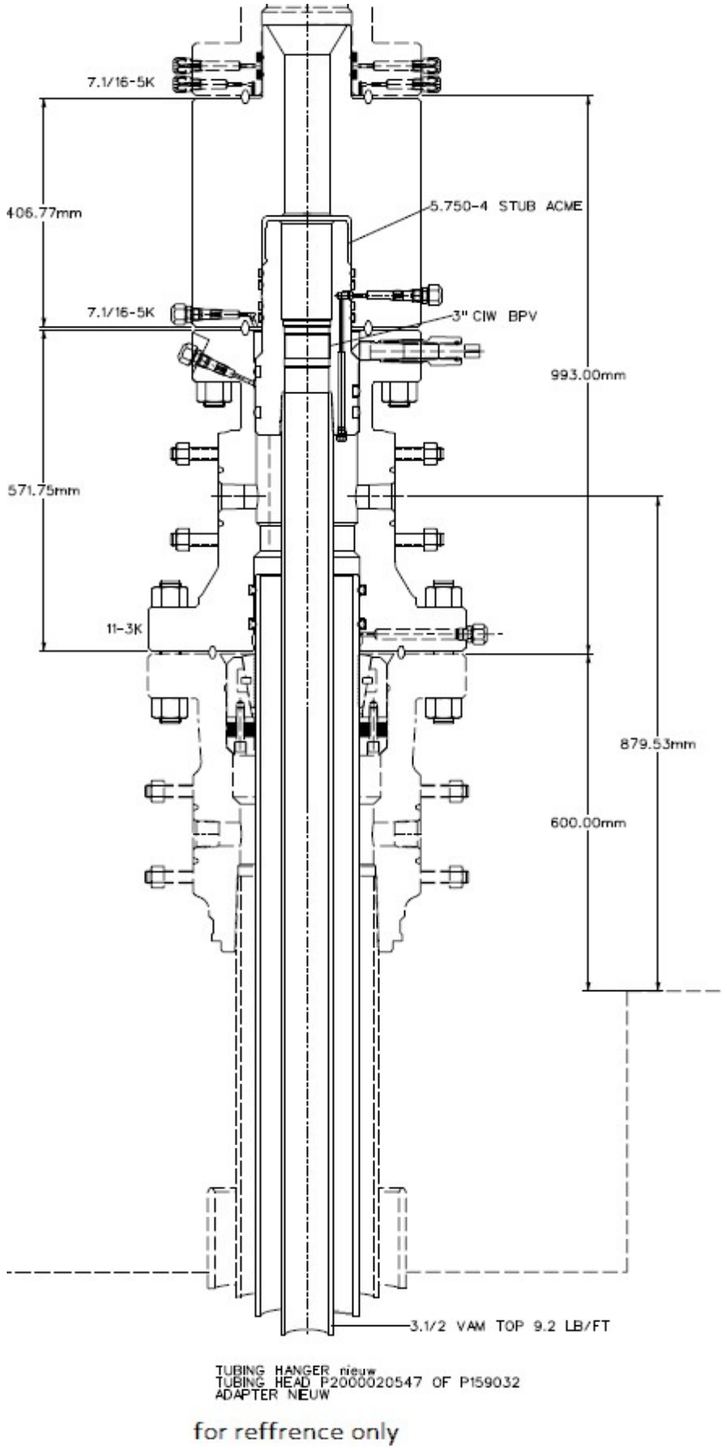
AS BUILT
DRAWING UP-DATED ACC. CLIENT INFO
DATE: 04-2009

Nederlandse Aardolie Maatschappij b.v.
CAMERON
WELL NAME : ROW-2
DWG. No. TD-5955 SHT. 2 OF 2

5.7. Appendix G: Intermediate arrangement (TA cap, to be installed on the 7-1/6" 5K LDO THS)



5.8. Appendix : Arrangement Bowl weevil type THS (new THS, to be installed on existing wellhead and current XMT or like for like replacement to be nippled up on new THS)



This page was intentionally left blank

	NAM Well Examination Scheme Well Examination Report	Report nr WEX ROW-2 ABD-1020 v4
Field: ROSSUM-WEERSELO	Work Unit: DrillTec Synergy	Requested by [redacted]
Well: ROW-2	Scope of Work: WO	[redacted]

Well Examination Report (Based on DDE and SODM work program)

Well: ROW-2

Well Operation: Workover

Company Confidential

Bedrijfsvertrouwelijk (ref. Art. 10, lid 1, aanhef en onder C van de WOB)

1. Introduction

This Well Examination Report has been prepared by the NAM Well Examination Team in accordance with the NAM Well Examination Scheme.

The report covers the examination of the subject well in relation to the proposed operations.

The documents listed in Section 3 have been examined.

Any material change made to the design or planned operations should be forwarded to the Well Examiner to allow for subsequent examination and, if required, a revised Well Examination Report to be prepared.

A program execution checklist (PEC*) will be* prepared for the proposed operation based on the final endorsed Detailed Operations Program. This PEC sheet will be used to verify the operations against planned.

2. Examination Report Summary and Conclusions

There were some findings and queries arising from the examination which have been addressed.

3. Documentation Examined and Findings

Documentation Examined
Wells: ROW-2 • ROW-2 Workover CDE_8-6-2020_V0R3_Final • DDE ROW-2 Workover_V0R1_Presented • Deviation_10406_Remove_tree___TA_cap • ROW-2_eGWDP_Risk_Export_V0R0 9-9-2020 • MOM DDE ROW2 workover_V0R0 • MOM DDE ROW2 workover_V0R1 • Dispensation request ROW2 • SODM program ROW-2 Workover_rev6_Final • SODM program ROW-2 Workover_rev7_Final • Wellcat analysis, axial and triaxial calculation

No.	Well Examination Finding/Query	Wells Response/Action	Status
1	eMOCD #10406. Close out risks and mitigations.		Closed, to be included in DDP
2	Prepare dispensation for MBR 8.3.4.1.		Closed
3	Provide Non Free flowing well status.		Closed
4	Maasp A 20 bar, Maasp 17 bar and Masp 85 bar. - Clarify what mitigations in place for having a Masp of 85 bar and a lower Maasp.	A-MAASP was arbitrarily set to 20 bar in Dec-2019, after indications of tubing integrity issue. Before that, A-MAASP value was 195 bar, based on derated packer rating. Production casing strength is sufficient to handle 85 bar MASP.	Closed

4a	SIT 2020 no test of A to B-annulus seals recorded. Provide Ptest of wellhead seals and update e-WIMS else clarify how B-annulus protected during pressure test on 7" casing.	A new SIT is planned and SAP notification raised. EWIMS to be udated once SIT has been completed, B-annulus will be protected from A-annulus during P/T by monitoring B-annulus pressures. This is mentioned in the DDE slides.	Closed
5	Close out planned fluid and check effect on planned barriers, deviations and dispensation as per PCG 2.1.	Base plan is to use production water hook-up line 1.03sg water based fluid. Back-up fluid is 1.0sg inhibited fresh water. These weight differences have no adverse effect on stated barriers.	Closed
6	Provide closed out MOM.	Provided	Closed
7	Close out risk register (ROW-2_eGWDP_Risk_Export_V0R0 9-9-2020).	Provided	Closed
8	Provide hand calculations showing tubing strong enough for extreme conditions.	Provide Axial and triaxial calculations.	Closed
	SODM work program		
9	Page 9 Step 15 85 bar Ptest A-ann. Page 10 Barrier overview 70 bar Ptest A-ann. Check and update.	The A-annulus P/T has been put on 70bar as per DDE slides. The SodM program has been amended to reflect this change and to be in line with endorsed DDE	Closed
10	Clarify why 50m of Monitored fluid level 1.0 – 1.03sg is considered a barrier with a Preservoir of 85 bar.	As per item #11 I have added that the Native fluid column with NFF status as an additional barrier, the DLT with fluid column is seen as a combined barrier. Now 2 barriers	Closed

		are in place when N/D BOP and changing out LDO to new THS. 85bar MASP is based on reasonable high pressure and is to be used to design pressure test envelopes not for fluid / weight design.	
11	Clarify why native fluid in balance with reservoir not considered a barrier when changing out THS.	See Wells Response/Action finding 10.	Closed

Van: SodM [redacted]
Aan: [redacted]@shell.com"
Cc: [redacted]@shell.com"; [redacted]
[redacted]@shell.com"
Onderwerp: AB-5460-2020 Ontheffing putbeveiliging voor de put ROW-02 te Rossum Weerselo
Datum: maandag 16 november 2020 16:31:06
Bijlagen: AB-5460-2020 NAM ontheffing art 8.3.4.1 put ROW-02 te Rossum Weerselo.pdf

---

Geachte [redacted],

Hierbij stuur ik u een digitale versie van het besluit, houdende ontheffing van artikel 8.3.4.1, tweede lid van de Mijnbouwregeling ten aanzien van de put ROW-02 op de locatie Rossum Weerselo,

met nr. AB-5460.

In verband met de corona crisis in Nederland ontvangt u geen papieren versie van Staatstoezicht op de Mijnen.

Met vriendelijke groet / Kind regards,

[redacted]
Directie Engineering & Netbeheer / Directorate Engineering & Gas Distribution
.....
Staatstoezicht op de Mijnen / State Supervision of Mines
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
Henri Faasdreef 312 | 2492 JP | Den Haag / The Hague
Postbus / P.O. Box 24037 | 2490 AA | Den Haag / The Hague
.....
T + 31 70 379 84 99 / +31 6 11240765
[redacted]
http://www.sodm.nl
Afwezig: woensdagen

Staatstoezicht op de Mijnen
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

> Retouradres Postbus 24037 2490 AA Den Haag

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Postbus 28000
9400 HH ASSEN

Staatstoezicht op de Mijnen

Bezoekadres
Henri Faasdreef 312
2492 JP Den Haag

Postadres
Postbus 24037
2490 AA Den Haag

T 070 379 8400
F 070 379 8455

info@sodm.nl
www.sodm.nl

Behandeld door
[redacted]

T 070-3798499

Ons kenmerk
AB-5460-2020

Bijlage(n)
-

Datum	16 november 2020
Betreft	Ontheffing van artikel 8.3.4.1, tweede lid, van de Mijnbouwregeling

Geachte heer/mevrouw,

Op 14 september 2020 heeft Staatstoezicht op de Mijnen (hierna: SodM) van u een aanvraag ontvangen voor een ontheffing op grond van artikel 8.3.4.1, tweede lid en vierde lid van de Mijnbouwregeling (hierna: Mbr).

Dit betreft een ontheffing van de verplichting dat tijdens het verwijderen en terugplaatsen van het spuitkruis een niet-spuitende, producerende put tenminste tweevoudig beveiligd is tegen uitstroming en een spuitend producerende put tenminste drievoudig beveiligd is tegen uitstroming. De ontheffingsaanvraag heeft betrekking op de put ROW-02 op de locatie Rossum Weerselo.

Ik verleen onder voorschriften de gevraagde ontheffing.

Ik licht dit besluit hieronder toe.

Procedure
Ik heb op 14 september 2020 de aanvraag ontvangen. Op 30 september 2020 heb ik de ontvangst van de aanvraag schriftelijk bevestigd.

Motivering

Toetsingskader
Op grond van artikel 8.3.4.1, vierde lid, van de Mbr is het mogelijk dat de Minister van Economische Zaken en Klimaat een ontheffing verleent van de verplichting dat tijdens het verwijderen en het terugplaatsen van het spuitkruis een spuitend producerende put tenminste drievoudig beveiligd is tegen uitstroming en een niet-spuitende producerende put tenminste tweevoudig beveiligd is tegen een uitstroming. De ontheffing kan onder voorschriften worden verleend.

Bij het toepassen van deze bevoegdheid tot het verlenen van deze ontheffing acht ik de volgende uitgangspunten van belang:

1. De put is niet in staat zelfstandig uit te stromen (ook genoemd een niet-spuitend produceerbare put);
2. Voor het installeren van een nieuwe opvoerserie der verbuizing is een aanpassing van de putmond nodig. Deze kan alleen aangepast worden door het verwijderen van het spuitkruis;
3. Vanwege obstructies in de bestaande opvoerserie is het niet mogelijk om barrières de plaatsen in de daarvoor bestemde uitsparingen in de opvoerserie;
4. Vanwege lekkage tussen de binnenzijde van de opvoerserie en de annulaire ruimte is het niet mogelijk om de integriteit van de putmond te testen vanaf de stroomrichting;
5. De reservoir druk die door de barrières tegengehouden moet worden is sub-hydrostatisch, waardoor een vloeistofkolom in de put voldoende tegendruk creëert voor mogelijk uitstroom van reservoir gas of vloeistoffen. Deze vloeistofkolom fungeert als primaire barrière;
6. Voor het beheren van voldoende vloeistofkolom in de put is er de mogelijkheid om met behulp van een pomp en leidingwerk vloeistof in de annulaire ruimte van de put te pompen;
7. H_2S en benzeen gassen zijn bij eerdere druktesten in deze put aangetoond. Deze gassen zijn detecteerbaar met meetapparatuur die in de buurt van de putmond opgesteld kunnen worden;
8. De tijdsduur van een situatie waarbij één barrière aanwezig is kan beperkt worden door effectieve voorbereiding en de uitvoering gedaan wordt door ervaren personeel.

Beoordeling
Ik heb de aanvraag en de daarbij verschafte vergeleken met bovengenoemde uitgangspunten. Ik constateer het volgende:

a. Met betrekking tot drukbeheersing in de put: Ik acht het nodig om, ter bescherming van de werknemer en milieu er waakzaam op te zijn, dat er voldoende vloeistof aanwezig is in de put om uitstroom van reservoir vloeistoffen en gassen te voorkomen. Hiervoor zal op de locatie van de put een pomp, leidingwerk en vloeistof aanwezig en aangesloten moeten zijn alvorens men de activiteit van het verwijderen van het spuitkruis start.
b. Monitoren emissies vanuit de put: Ik acht het nodig, vanwege de mogelijk aanwezigheid van H_2S en benzeen gassen, dat er continu gemonitord wordt zodat werknemers niet blootgesteld worden aan een te hoge norm voor het werken met deze gassen.

Ik acht het nodig om voorschriften aan mijn besluit te verbinden.

Ik vind het namelijk belangrijk dat het personeel, de omgeving en het milieu beschermd zijn tegen eventuele uitstroom en alle risico's en voorbereid is op het veilig hanteren van een mogelijke ongecontroleerde uitstroom of gas dat vrijkomt.

De voorschriften in artikel 4 voorzien hierin.

Conclusie
Uit deze beoordeling trek ik de conclusie dat ontheffing in deze situatie mogelijk is. Echter, ik acht het nodig om daaraan voorschriften te verbinden ter bescherming van het personeel, de omgeving en het milieu.

Besluit

Artikel 1
De aanvraag en de bijlage maakt onderdeel uit van het besluit.

Artikel 2
Ik verleen de gevraagde ontheffing van artikel 8.3.4.1, tweede lid, van de Mijnbouwregeling ten aanzien van de put ROW-02 op de locatie Rossum Weerselo.

Artikel 3
De ontheffing wordt verleend met ingang van 16 november 2020 voor de duur van de werkzaamheden, uiterlijk tot en met **1 maart 2021.**

Artikel 4
De ontheffing wordt verleend met de volgende voorschriften:
1. Voordat de werkzaamheden worden uitgevoerd:
    a. stelt u zeker dat het niet-spuitende gedrag van de put nog steeds van toepassing is;
    b. worden de werkzaamheden besproken met alle betrokken medewerkers. Daarbij worden de medewerkers op de hoogte gebracht van alle risico's om voorbereid te zijn op het veilig hanteren van een mogelijke uitstroom door middel een veiligheidsoverleg (Safety meeting). Schriftelijk wordt verslag gemaakt van het besprokene;
    c. wordt gecontroleerd of de situatie stabiel blijft voor minimaal de tijdsduur van de voorgenomen werkzaamheden in de put. Schriftelijk wordt verslag gemaakt van de controle;
    d. dient u over voldoende middelen zoals een pomp, leidingwerk en vloeistof te beschikken om de hydrostatische balans in de put te kunnen herstellen indien nodig;
    e. dient het werkteam in het uiterst onwaarschijnlijke geval er toch een uitstroom wordt waargenomen te kunnen beslissen om direct het spuitkruis terug te plaatsen en deze handeling uit te voeren;
    f. dient u de werkzaamheden stil te leggen en de put veilig te stellen als blijkt dat de maximaal toelaatbare drukopbouw van 3 bar/24 u bereikt wordt. Additionele maatregelen voor het herstellen van een veilige werkbare situatie zullen dan besproken moeten worden met SodM;
    g. dient u het constante statische vloeistofniveau in de put te waarborgen;
    h. dient u metingen te verrichten in en om de putkelder die H_2S en benzeen gas kunnen aantonen. Tevens worden alle mogelijke maatregelen getroffen om te voorkomen dat er gevaarlijke concentraties gas ontstaan.

2. De werkzaamheden worden:
    a. uitgevoerd overeenkomstig de aanvraag van 14 september 2020 en de daarbij ingediende documenten;
    b. gestaakt op het moment dat gas wordt gemeten. In dat geval worden meteen maatregelen getroffen om een veilige situatie te herstellen;
3. U stuurt de volgende informatie aan SodM via het e-mailadres boren@sodm.nl:
    a. vóór aanvang van de werkzaamheden waarop de ontheffing van toepassing zijn een kennisgeving met de volgende gegevens:
        1. naam van de put;
        2. uitvoerende aannemer(s);
        3. datum en tijdstip aanvang van de werkzaamheden en beoogd tijdspad;
        4. referentie naar dit besluit.
    b. dagelijkse rapportage over de voortgang van de werkzaamheden, de metingen van het waterniveau en de vijfdaagse planning van de beoogde activiteiten;
    c. eventuele wijzigingen van de werkzaamheden, zodra deze wijzigingen bij u bekend zijn;
    d. melding van beëindiging van de werkzaamheden;
    e. de integriteitsmetingen zoals vermeld in de aanvraag en het werkprogramma en de hieraan verbonden conclusies dienen binnen drie maanden, na beëindiging van de werkzaamheden, aan SodM te worden overgelegd.

’s-Gravenhage, 16 november 2020

De Minister van Economische Zaken en Klimaat,
namens deze:

[redacted]

Mededeling:
Tegen dit besluit kan degene wiens belang daarbij rechtstreeks is betrokken binnen zes weken na de dag waarop dit besluit is verzonden een bezwaarschrift indienen. Het bezwaarschrift moet door de indiener zijn ondertekend en bevat ten minste zijn naam en adres, de dagtekening, een omschrijving van het besluit waartegen het bezwaar is gericht en de gronden waarop het bezwaar rust. Dit bezwaarschrift moet worden gericht aan: de Minister van Economische Zaken en Klimaat, ter attentie van de Inspecteur-generaal der Mijnen, directie Bestuurszaken, Postbus 24037, 2490 AA 's-Gravenhage. U kunt uw bezwaarschrift ook digitaal indienen via info@sodm.nl.

Van: SodM [redacted]@shell.com"
Aan: [redacted]
Cc: SodM [redacted]@shell.com
Onderwerp: RE: NAM ROW-2 SodM Work Program
Datum: woensdag 18 november 2020 15:24:22
Bijlagen: image001.png

Geachte [redacted],
Kunt u bevestigen of u het Werkveiligheidsplan al gestuurd heeft? Ik kan helaas hierover niets vinden in onze systemen.
Met vriendelijke groet,
[redacted]

.....

Staatstoezicht op de Mijnen / State Supervision of Mines
Ministerie van Economische Zaken/ Ministry of Economic Affairs.
Henri Faasdreef 312 | 2492 JP | Den Haag / The Hague
Postbus / P.O. Box 24037 | 2490 AA | Den Haag

.....

[redacted]@sodm.nl

Van: [redacted]
Verzonden: woensdag 21 oktober 2020 20:33
Aan: [redacted]
CC: SodM [redacted]@shell.com; [redacted]
Onderwerp: NAM ROW-2 SodM Work Program

Dear [redacted]
Please find attached the Work Program for the ROW-2 well, including the Well Examination report.
Please note that the CO-script will be sent to you separately.
Should you have any questions or remarks, please do not hesitate to contact myself.
Best regards,
[redacted]

Please note that I read infrequently any emails where I am in CC. Please contact me directly if you require my action or reply.

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Registered in The Hague, The Netherlands - Trade Register no. 04008869
Correspondence: Postbus 28000, 9400 HH Assen
Office: Schepersmaat 2, 9405 TA Assen - The Netherlands
Telephone: +31 592 362465
Mobile: +31 6 8344 7226