

# Möglichkeiten der geothermischen Nachnutzung einer Erdgasbohrung am Standort Munster

Vortrag gehalten am 3. Mai 2017 anlässlich der  
9. Norddeutschen Geothermietagung in Hannover

# Agenda

1. Einführung

2. Besonderheiten

3. Diskussionspunkte

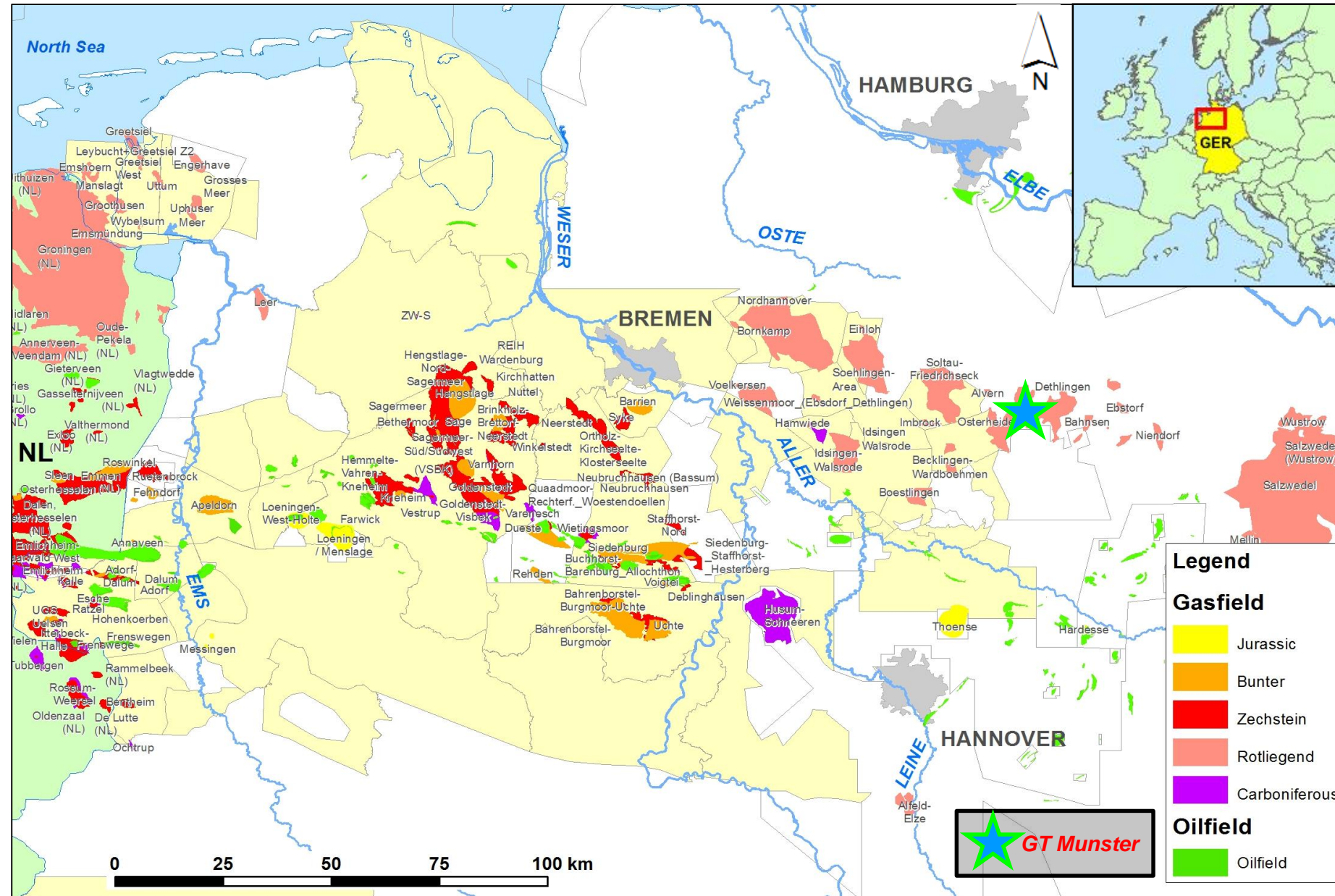
4. Nächste Schritte

5. Erfahrungen



# 1. Einführung/ Historie

## (1) Lageplan der Öl- und Gasfelder in NW Deutschland mit GT-Projekt



# 1. Einführung

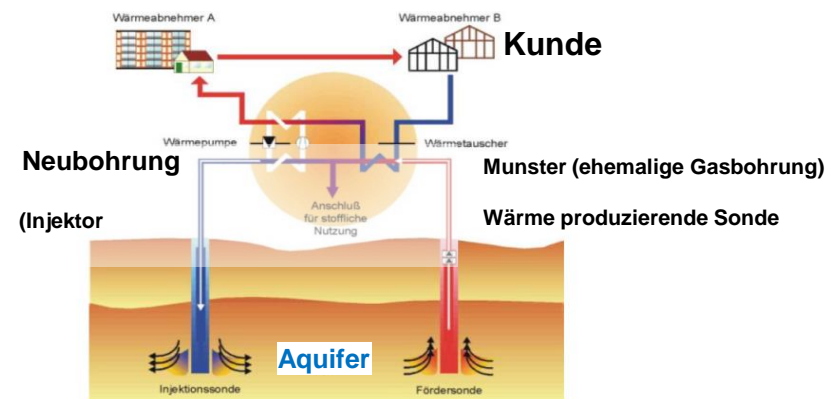
## (2) Historie und Basiskonzept

- Seit Mitte 2008 planen die SW Munster-Bispingen die Nutzung tiefer Erdwärme
- 2011 Projektgesellschaft ‚HeideGeo‘ (Tochter der SW Munster) & Consultants; ab 2016 mit EAM
- Nachnutzung einer offenen Gasbohrung in der Bewilligung *Dethlingen*
- Dubletten Konzept beinhaltet auch eine Neubohrung auf der gleichen Scholle.
- Belieferung eines größeren Kunden mit Wärme; Nutzung von Begleitgas?

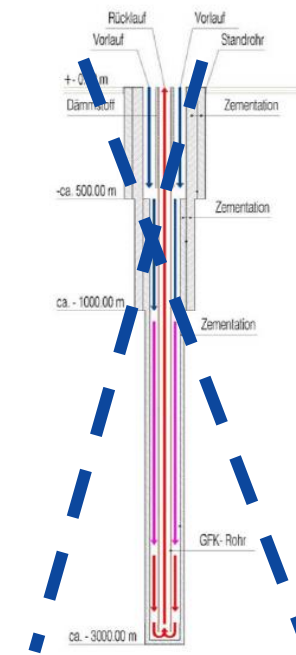
**Dublettenlösung von HeideGeo** favorisiert

Neubohrung **Injektor**

Munster = **Förderbohrung**

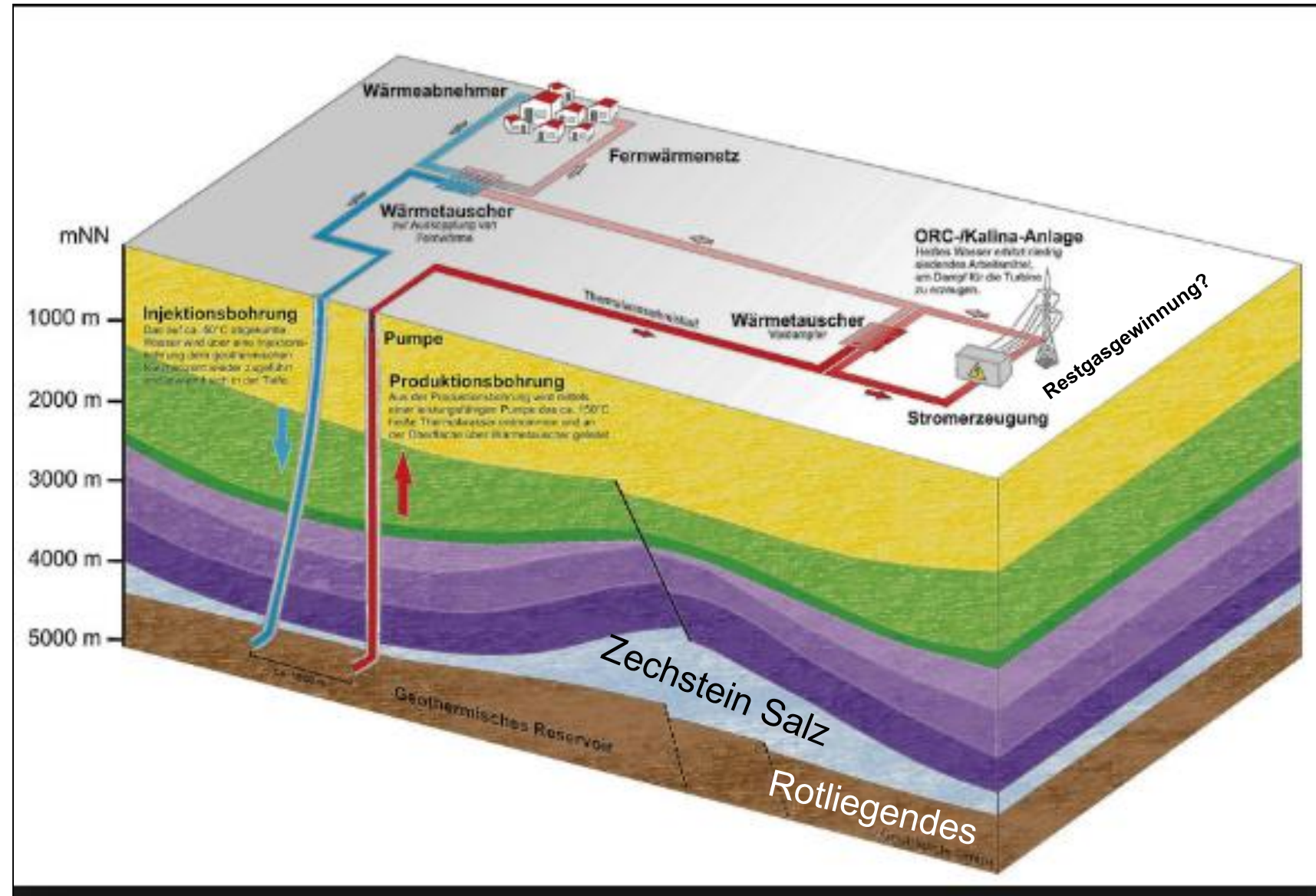


**Geschlossenes System Alternative ?**



# 1. Einführung

## (3) Schematisches geol. Blockdiagramm mit technischen Entwicklungskonzept





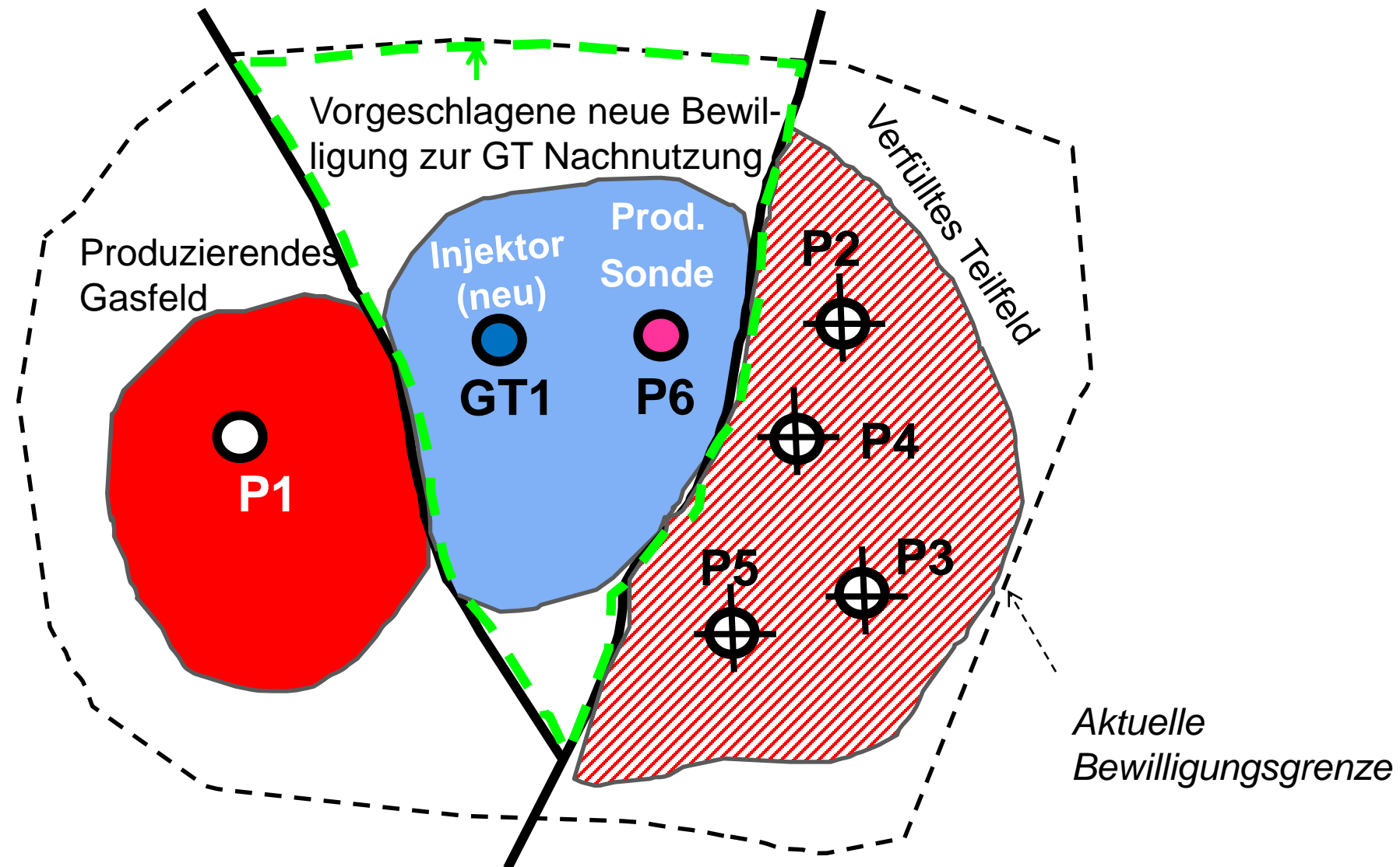
# 2. Besonderheit des GPT Projektes Munster

## (1) Wichtigste Aspekte

- Mit über 4500m Saigerteufe tiefstes GT - Projekt in Deutschland
- In Deutschland erstmalige Übergabe einer offenen ehemaligen Erdgasbohrung an ein GT – Konsortium (keine Partner aus der KW Industrie)
- Vorläufer Horstberg Z1 nur bedingt als Präzedenzfall tauglich
  - Bilateraler Deal zwischen BEB und BGR (2002) vs KW Konsortium & GT Kons. (2017)
  - Fehlgegangene Explorationsbohrung (kein Gas)
  - Keine OT – Anlagen abzubauen
  - Keine möglichen produktionsbedingten Rückstände vorhanden
  - Bohrung wurde teilverfüllt übergeben.
- GT- Projekt ist KEIN 'single well field' .
- Auf Nachbarblock wird noch Erdgas produziert!

## 2. Besonderheit des GT Projektes Munster

### (2) Schematischer Lageplan analog zum Feldeskomplex Munster/Schmarbeck



# 3. Diskussionspunkte mit dem GT Konsortium

## (1) Wichtigste Aspekte

- Behandlung / Vorbeugung von Scalebildung (Krusten)
- Ausschluss einer Beeinflussung der etablierten Gasproduktion durch GT Aktivitäten
- Umgang / Nutzung von möglichem Begleitgas
- Übergabeprozess / Vertragsgestaltung und Abstimmungsprozesse
- Behandlung der gebildeten Rückstellungen (Sicherheiten etc.)
- Höhe der verbleibenden Rückstellungen abhg. von erforderlichen Maßnahmen vor Übergabe (z.B. Abbau von Anlagen; Rekultivierung...)
- Haftungsausschluss nach erfolgter Übergabe



# 3. Diskussionspunkte mit dem GT Konsortium

## (2) Minimierung von Scalebildung (Kruste, Belag)

- Erdgasprovinz Osthannover ist bekannt für Scalebildung in Rohren.
- Insbesondere Bariumsulfat und verwandte Salze führen zu Problemen.
- Im Wärmetauscher wird um ca. 80 Grad abgekühlt, wodurch spontane Ausfällungen zu erwarten sind.
- Einsatz geeigneter Inhibitoren nötig, um die Ausfällungen abzumildern.
- Die Erfahrungen aus anderen Rotliegend GT Projekten sind auf Vergleichbarkeit zu prüfen.

# 3. Diskussionspunkte mit dem GT Konsortium

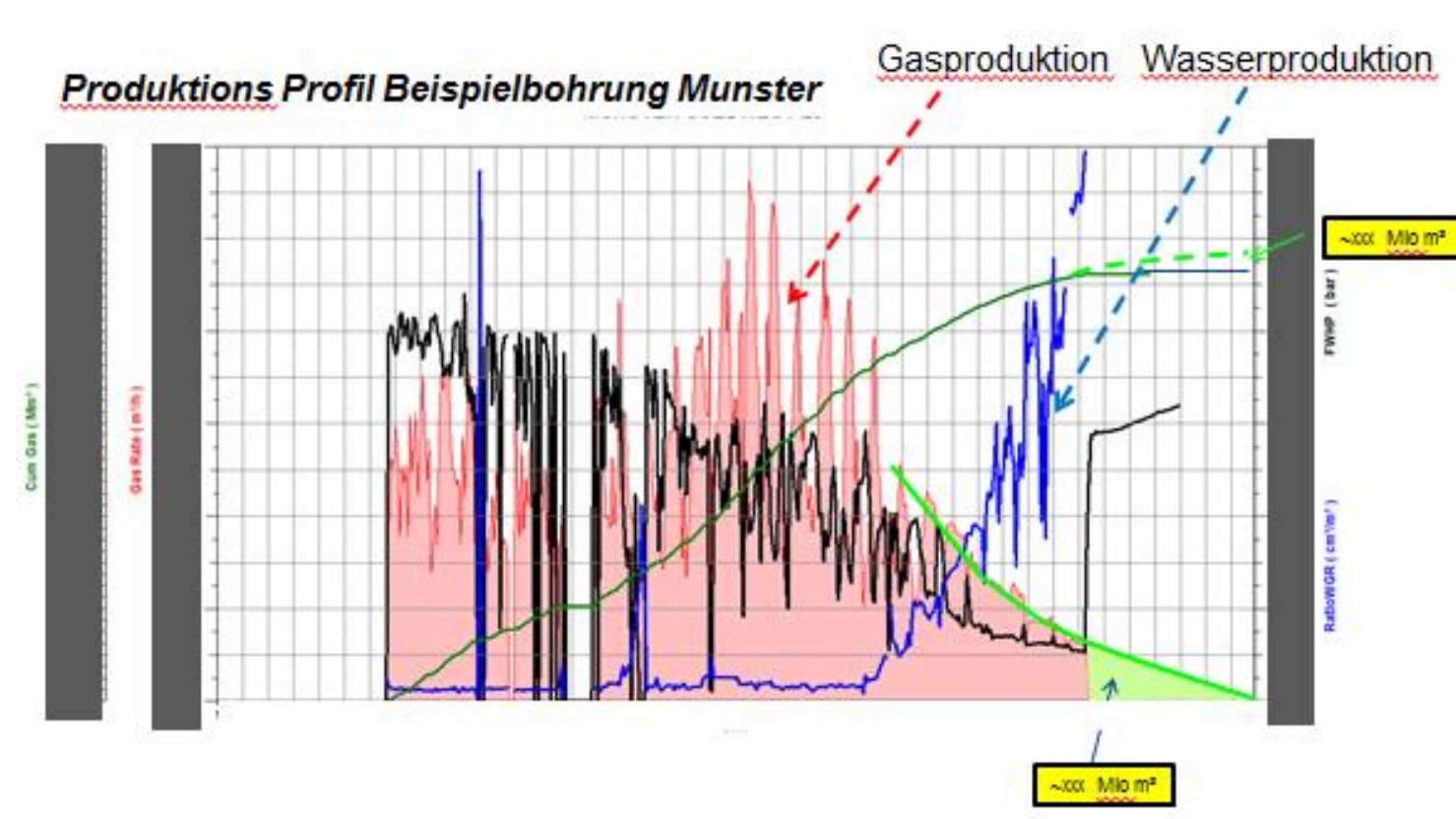
## (3) Beispiel von Scalebildung in einer Munsterbohrung



# 3. Diskussionspunkte mit dem GT Konsortium

## (4) Nutzung von Restgas als Option

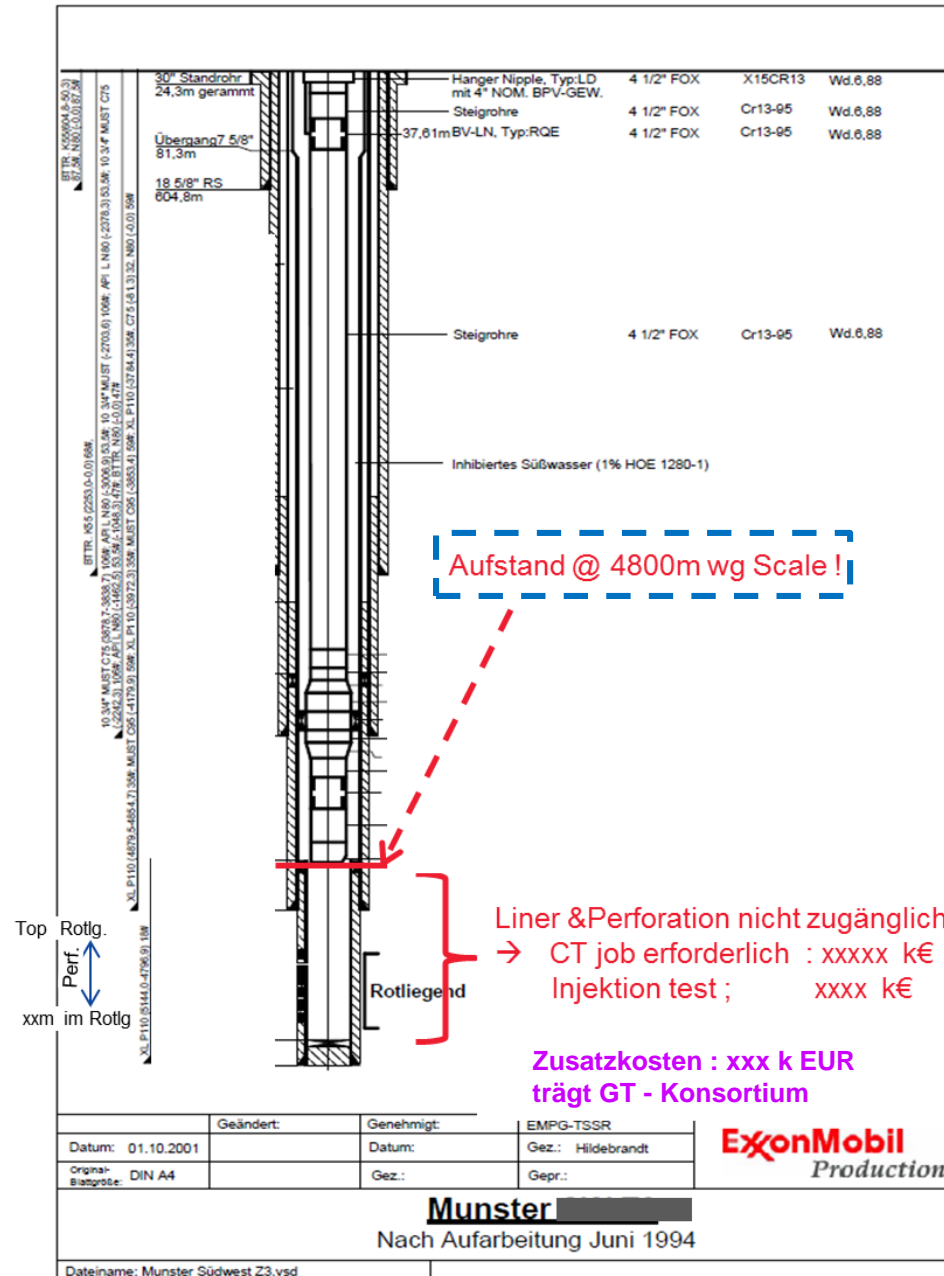
- Die Munsterbohrungen sind in der Regel durch Wasserdurchbruch zum Erliegen gekommen.
- Die Bestimmung der theoret. gewinnbaren Restreserven ist schwierig.
- Neue technische Konzepte wären zur gleichzeitigen Gewinnung von heißem Wasser und Restgasmengen erforderlich.





# 4. Nächste Schritte

## (0) Erstellung des finalen Arbeitsprogramms



### Speichergestein : Rotliegend sst.

Initial reservoir pressure : xxx bar  
 Current WHSIP : xxx bar  
 Current Pore Pressure xxx bar  
 MS pressure : xxx bar  
 Est. Frac – Pressure [redacted]  
 Est. Frac-Grad (Min) : [redacted]  
 T : ca.160 ° C  
 Test : xx000 m<sup>3</sup>/h at xxx bar WHFP  
 PHI : xxx% ; k: xxxmD ; Net : ca. xxm ; Sw : xxxx%  
 Abandonment Rate : ca. [redacted] m<sup>3</sup>/h /

Injektionstest Munster [redacted]					
	Rate l/s	Rate l/min	Dauer Std	Dauer Sek.	Volumen m <sup>3</sup>
1. Rate	[redacted]	[redacted]	1	3600	[redacted]
2. Rate	[redacted]	[redacted]	1	3600	[redacted]
3. Rate	[redacted]	[redacted]	2	7200	[redacted]
Medium:					xxx

Zeitplan	Tage
Antransport und Aufbau EMPG-Freiförderanlage	2
Antransport und Aufbau CT-Equipment	2
Öffnen der Bhrg, Befahren mit CT bis Packer	1
Beseitigen von Scales i.d. Perforation mit CT / Ausfahrt CT	1
Abbau und Reinigung CT Equipment und Freiförderanlage (NORM / Hg)	3
Antransport / Aufbau Tank-/Pumpequipment	1
Injektionstest über 4 1/2" Tubing mit Druckmessung	1
Bohrung einschließen und Druckaufbau	
Abbau und Abtransport Pump Equipment	1
	12

# Nächste Schritte

## **(1) Finale Planungsarbeiten für den Injektionstest (EMPG)**

- SBPL zur Injektion vom LBEG genehmigt.
- Modellrechnungen zu Arbeitsprogramm abgeschlossen

## **(2) Finale Abstimmung und Unterzeichnung des Vorvertrages**

- Abstimmung der Vertragsentwürfe innerhalb des *Dethlingen* Konsortiums
- Abstimmung des des konsortialen Vertragsentwurfes mit EAM/SW Mu
- Unterzeichnung der Verträge

## **(3) Durchführung des Injektionstestes**

## **(4) Beginn der Übergabe von Platz und Bohrung an GT -Konsortium**

# 5. Erfahrungen

- Tatsächlicher Aufwand an Service / Meetings (EM) unterschätzt .
- Datenanfragen seitens des GT-Konsortiums wurden bis dato gestellt.
- Abstimmungsprozesse laufen langwieriger ab als gedacht .
- Viele Detailprobleme ergeben sich erst im Rahmen konkreter Planung
- Genehmigungsprozess zum SBPL (IT) lief holpriger als erwartet .
- Beobachtung :
  - KW konsortium : jahrelang eingespielte Teams, konservativ
  - GT Konsortium : “Querdenker” mit unkonventionellen Ideen



**ExxonMobil**