

## 6. Norddeutsche Geothermietagung

# Exploration des tiefen Untergrundes im Norddeutschen Becken – Lehren aus der Kohlenwasserstoffindustrie

Uwe Müller

Technical Sales Manager Drill Bits – Baker Hughes Celle

# CV

- Uwe Müller – Dipl. Ing. Bohrtechnik und Fluidbergbau
  - Bergakademie Freiberg 1986 – 1990
- Seit 1990 in Celle, Eastman Christensen / Baker Hughes
- Erfahrungen in folgenden Bereichen:
  - Forschung und Entwicklung bis 1992
  - Slim Hole Drilling bis 1994
  - Coiled Tubing bis 1996
  - Coring bis 1999
  - Erstellung von Richtbohrtechnischen Planungen bis 2004
  - Richtbohrservice operativ bis 2011
  - Bohrmeißel seit 2011
- Felderfahrungen: Europa, Canada, Sibirien, Oman

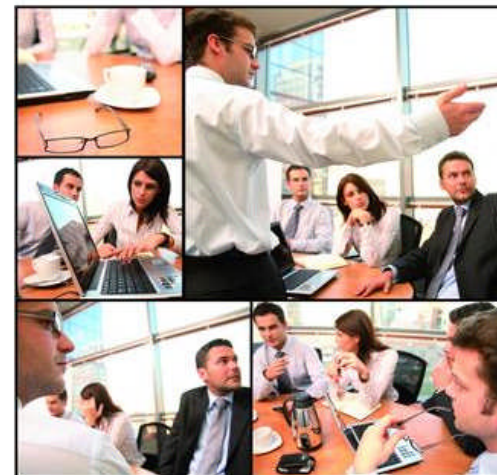


# Häufig gesehene Probleme in der Geothermie

- Die Vorplanung nimmt zu hohe Bohrfortschritte an
- Dauer einer Bohrung wird zu knapp bemessen
- Bohrprobleme werden ungenügend berücksichtigt
- Limitierter Erfahrungsschatz der Planungsingenieure
- Oft werden günstige Produkte eingekauft mit der Erwartung auf optimale Performance
- Ungenügende Reserven für einen notwendigen Sidetrack

- Resultat:

Das Budget ist aufgebraucht,  
bevor das Projekt  
abgeschlossen ist.



# Inhalt des Vortrages

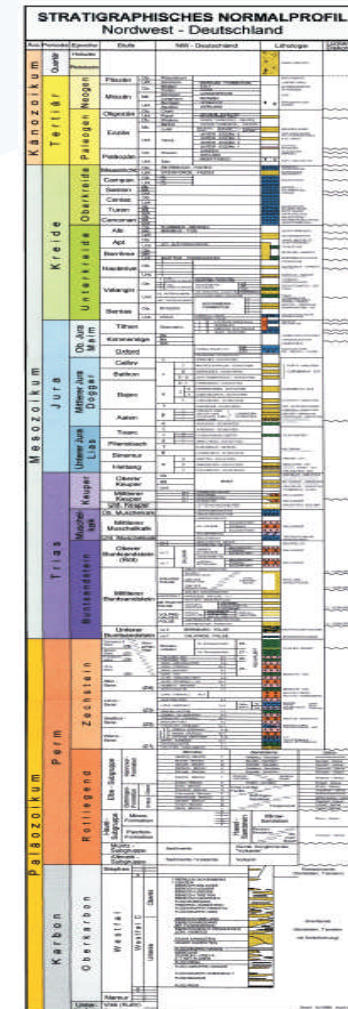
1. Typische Verrohrung im Norddeutschen Becken
2. Mögliche Verrohrung einer Geothermalbohrung
3. Bohrfortschritte in den Sektionen Auswertung
  - a) 1995 – 2005
  - b) 2005 – 2012
4. Bohrungszeitbedarf vom ersten bis letzten Bohrtag  
– 1998 – 2012
5. Erfahrungsdatenbank, interaktiv - bekannte Probleme aus eigener Erfahrung



# Typisches Verrohrungsschema im NDB

Verrohrung bei Produktionshorizont Ca2/Rotliegend/Karbon			
Verrohrung	Typ	Bohrloch-durchmesser	Absetzteufe
26" - 30"	Standrohr	gerammt	Top Tertiär
18 5/8"	1. Technische Rohrtour	22 - 24"	Top Oberkreide
13 3/8"	2. Technische Rohrtour	16 - 17 1/2"	Keuper oder Muschelkalk
9 5/8" 10 3/4"	Produktions-rohrtour	12 1/4"	Top Unterer Buntsandstein oder Top Zechstein
7" - 7 3/4"	Liner	8 3/8" - 8 1/2"	Basis A2 Zechstein oder Top Rotliegend/Karbon
4 1/2" - 5 1/2"	Liner	5 7/8" - 6 1/8"	TD im CA2-ZS; Rotliegend oder Karbon

## Stratigraphisches Normalprofil



# Geothermale Verrohrung auf Buntsandstein

Verrohrung	Typ	Bohrloch- durchmesser	Absetzteufe	Probleme zusätzlich zu den bekannten aus der EE Industrie
26"	Standrohr	gerammt	Top Tertiär	keine
18 5/8"	1. Technische Rohrtour	22 - 24"	Top Oberkreide	keine
13 3/8"	Produktionsrohrtour	16 - 17 1/2"	Keuper oder Muschelkalk	keine
10 3/4"	MUST Liner am Top und Produktions Liner im Open Hole	12 1/4"	Top Unterer Buntsandstein	Liner Hänger ausreichende Kapazität?
	oder			
10 3/4"	MUST Liner spezielle Clearance	12 1/4"	Top Mittlerer Buntsandstein	Liner Hänger ausreichende Kapazität?
7"	Produktionsliner	8 3/8" - 8 1/2"	Top Unterer Buntsandstein	keine



# Geothermale Verrohrung auf Rotliegend/Karbon/Vulcanit

Verrohrung	Typ	Bohrloch- durchmesser	Absetzteufe	Probleme zusätzlich zu den bekannten aus der E&E Industrie
30"	Standrohr	gerammt	Top Tertiär	keine
22"/20"	1. Technische Rohrtour	26"	Top Oberkreide	Tankvolumen, Fließrate, Stabilisatoren
16"	2. Technische Rohrtour	18 1/2" x 20" teilweise unterschnitten	Keuper oder Muschelkalk	Zuglasten beim Rohreinbau, Unterschneider für 20", Meißel, Stabilisatoren
13 3/8"	3. Technische Rohrtour mit MUST Casing in den Salzlagen	14 3/4" x 16" teilweise unterschnitten	Top Unterer Buntsandstein oder Top Zechstein	Unterschneider auf 16", PDC oder Imprägnierte Meißel für Buntsandstein, Stabilisatoren, Fließraten in Abhängigkeit der Drücke, Drehmomente
10 3/4"	MUST Liner spezielle Clearance	12 1/4" x 14" unterschnitten	Basis Zechstein	Drehmomente, Hakenlasten, Abstellkapazität auf Rig Floor, Fließraten, Bohrlochreinigung, Kopfdrücke
7"	Produktionsliner	8 3/8"	Basis Rotliegend Basis Karbon Vulcanit	Drehmomente, Hakenlasten, Fließraten, Kopfdrücke



# Top Hole Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Wells</b>	count		31			19	
<b>Steel Tooth</b>		22" - 24" hole size			22" - 24" hole size		
<b>Distance drilled Average</b>	meter		552		29	572	1274
<b>Drilling hours Average</b>	hours		50		20	63	128
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour		9.1		1	10	23



Häufig limitierender Faktor:

Spülungsreinigungskette



# 1. Techn. Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Wells</b>	count		31			32	
<b>Steel Tooth</b>	57	16" - 17 1/2" hole size			43	16" - 17 1/2" hole size	
<b>Distance drilled Average</b>	meter		332		13	313	984
<b>Drilling hours Average</b>	hours		53		16	47	91
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour		6.9		0.51	7.1	30
<b>Tungsten Carbide Insert</b>	42	16" - 17 1/2" hole size			19	16" - 17 1/2" hole size	
<b>Distance drilled Average</b>	meter		145		21	161	365
<b>Drilling hours Average</b>	hours		65		22	48	78
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour		2.15		0.78	3.4	8
<b>Polycrystallin Diamond</b>	62	16" - 17 1/2" hole size			78	16" - 17 1/2" hole size	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	21	405	1772	14	607	2200
<b>Drilling hours Average</b>	hours	11	81	269	15	80	441
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour		5.13		0.64	7.1	23



## 2. Technische Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Wells</b>	count		30			35	
<b>Steel Tooth</b>	19	<b>12 1/4" hole size</b>				not enough data	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	16	88	212			
<b>Drilling hours Average</b>	hours	15	44	86			
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.88	2	4.61			
<b>Tungsten Carbide Insert</b>	38	<b>12 1/4" hole size</b>			17	<b>12 1/4" hole size</b>	
<b>Distance drilled Average</b>	meter		108		10	68	172
<b>Drilling hours Average</b>	hours	12.5	52	92.5	11	39	111
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.48	1.76	6.14	0.68	1.75	4.85



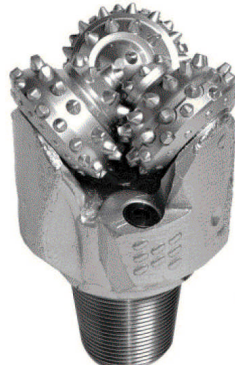
## 2. Technische Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Wells</b>	count		30			35	
<b>Impregnated Bits</b>	18	<b>12 1/4" hole size</b>			53	<b>12 1/4" hole size</b>	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	32	239	585	16	156	560
<b>Drilling hours Average</b>	hours	11	99	167	11	70	159
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.68	2.37	4.48	0.63	2.1	4.16
<b>PDC</b>	56	<b>12 1/4" hole size</b>			74	<b>12 1/4" hole size</b>	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	11	341	2367	34	403	2125
<b>Drilling hours Average</b>	hours	10	90	273	11	80	237
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.35	3.8	15.93	1.08	5.35	33.22



# 3. Technische Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Wells</b>	count		32			40	
<b>Steel Tooth</b>	6	8 3/8" - 8 1/2"			12	8 3/8" - 8 1/2"	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	15	78	240	14	72	371
<b>Drilling hours Average</b>	hours	15	38	70	17	37	98
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.88	1.99	6.33	0.46	2.65	17
<b>Tungsten Carbide Insert</b>		8 3/8" - 8 1/2"			10	8 3/8" - 8 1/2"	
<b>Distance drilled Average</b>	meter		not enough Data		22	158	883
<b>Drilling hours Average</b>	hours				11	37	60
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour				0.5	2.16	5.5



# 3. Technische Sektion

	Unit	1995 - 2005			2005 until today		
		low	mid/Average	high	low	mid/Average	high
<b>Impregnated Bits</b>	53	<b>8 3/8" - 8 1/2"</b>			31	<b>8 3/8" - 8 1/2"</b>	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	25	150	529	15	186	485
<b>Drilling hours Average</b>	hours	12.5	73	202	12	78	160
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.44	2.1	5.93	0.55	2.45	7.89
<b>PDC</b>	43	<b>8 3/8" - 8 1/2"</b>			64	<b>8 3/8" - 8 1/2"</b>	
<b>Distance drilled Average</b>	meter	17	318	1289	12.3	356	1553
<b>Drilling hours Average</b>	hours	11	66	166	13	80	262
<b>Rate of Penetration</b>	m/hour	0.8	5.12	14	0.6	4.55	11.2

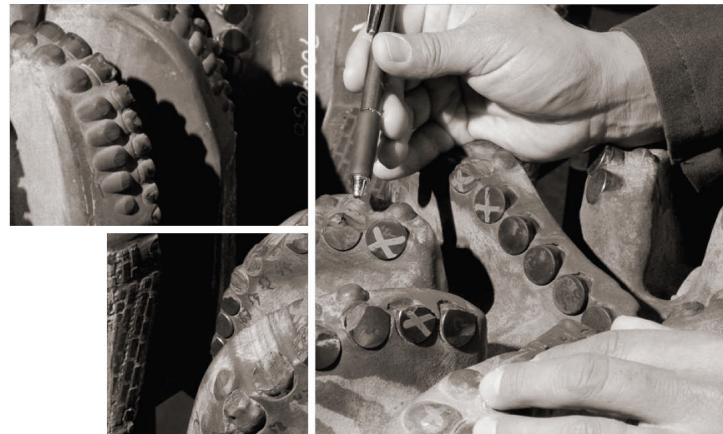


# Ausbaugründe für PDC Werkzeuge

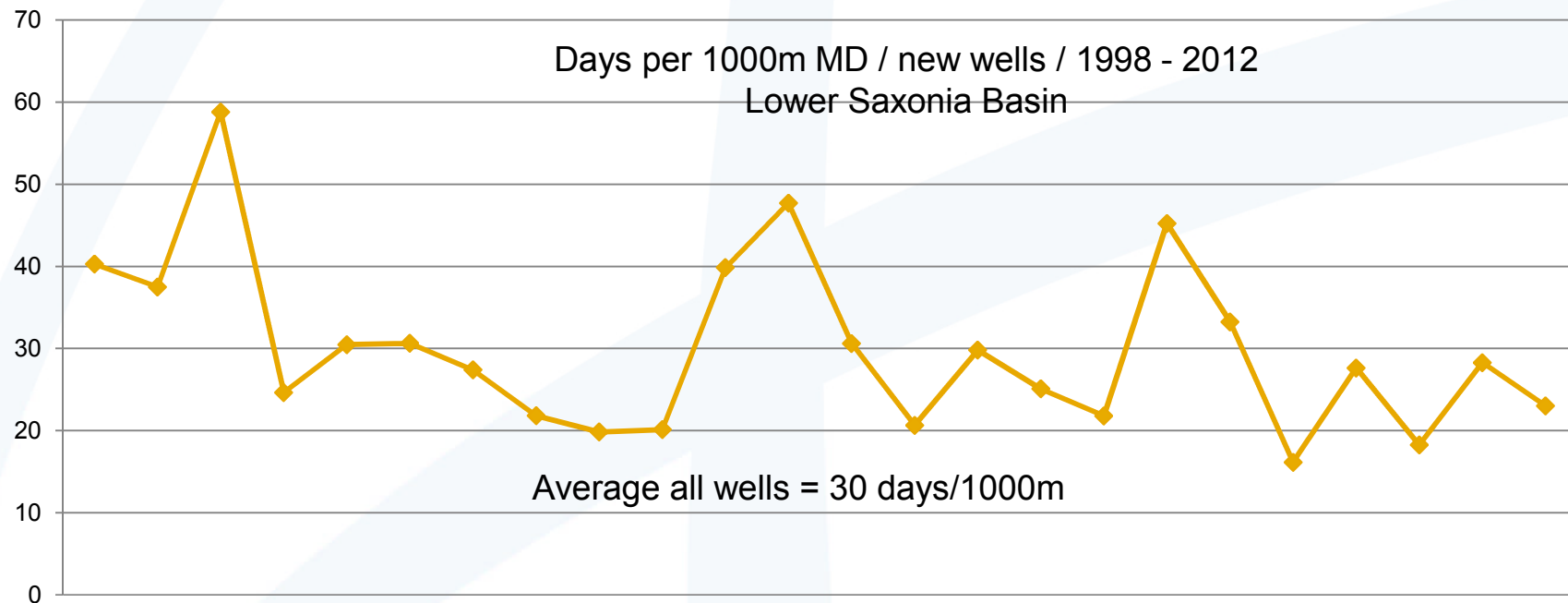
1995 - 2005	PDC	BHA	CP	DMF	DSF	DTF	FM	HP	LOG	PP	PR	RIG	TD	TW
12 1/4"	Percent	14	0	14	5	5	5	0	0	3	32	0	19	3
8 3/8" - 8 1/2"	Percent	26	0	4	0	9	4	0	0	4	17	0	30	0
2005 - today	PDC	BHA	CP	DMF	DSF	DTF	FM	HP	LOG	PP	PR	RIG	TD	TW
16" - 17 1/2"	Percent	16	0	5	0	9	6	6	2	5	23	0	28	0
12 1/4"	Percent	24	0	3	0	10	6	4	1	1	21	0	28	0
8 3/8" - 8 1/2"	Percent	27	2	2	0	6	2	5	2	2	9	2	34	0

## R Reason pulled

BHA change bottomhole assembly	LIH left in hole
CM condition mud	LOG run logs
CP core point	PP pump pressure
DMF downhole motor failure	PR penetration rate
DP drill plug	RIG rig repair
DSF drillstring failure	TD total depth/casing depth
DTF downhole tool failure	TQ torque
FM formation change	TW twist off
HP hole problems	WC weather conditions
HR hours on bit	WO washout drill string



# Dauer der Bohrungen im Norddeutschen Becken



- Enddurchmesser 1 x 8 3/8"; 2 x 4 1/8"; sonst 21 x 5 7/8"
- Nur Neubohrungen
- Alle Bohrungen MD>4000m
- Bei 6 Bohrungen (20%) war es notwendig, eine ungeplante Ablenkung zu bohren



# Erfahrungsdatenbank?

- Wie kommt die Geothermie an den Erfahrungsschatz?
  - Von O&G Industrie kaufen?
  - Bohringenieure abwerben?
  - Eigene Datenbank über geothermische Vereinigung mit Ing. erstellen lassen?
  - Von Service-Industrie kaufen?





# Erfahrungsdatenbank Beispiel

- Sektion

- 22“ – 24“
- 16 – 17 ½“
- 12 ¼“
- 8 3/8“ – 8 ½“
- 5 7/8“ – 6 1/8“

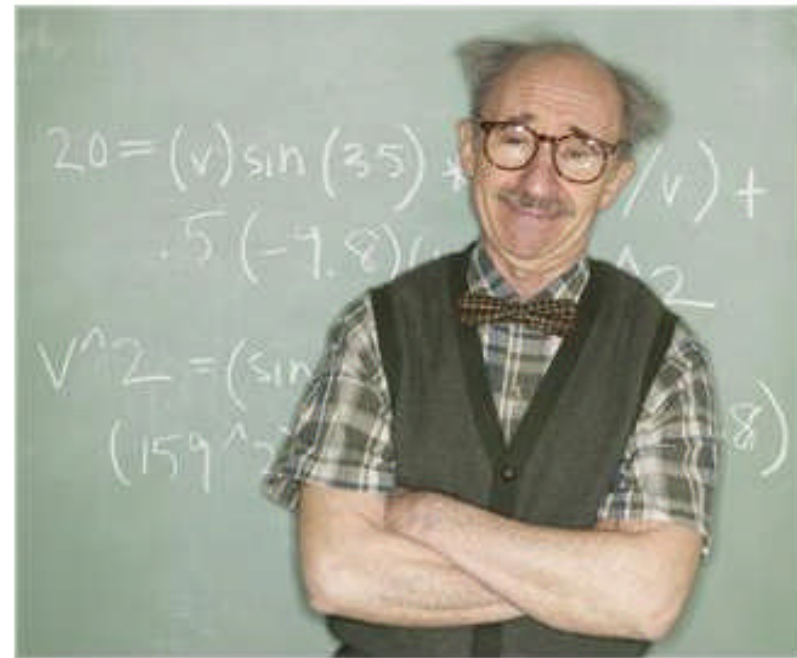


- Fachbereich

- Spülung
- Meißel
- Verrohrung
- Formation
- Meßtechnik
- Bohrgarnitur
- Bohranlage



# Fragen?



# Kontakt:

*Uwe Müller*

Technical Sales Manager Drill Bits

Continental Europe

Baker Hughes

Baker-Hughes-Str.1

29221 Celle, Germany

Tel: +49 (0) 5141.203.385

Fax: +49 (0) 5141.203.353

Mob: +49 (0)170.632.9523

<mailto:uwe.mueller@bakerhughes.com>

Internet:

<http://www.answers-while-drilling.com>

<http://www.bakerhughesdirect.com>

<http://www.bakerhughes.de>



Danke für Ihr Interesse

