

ZUSAMMENFASSUNG ROHRAUSLEGUNG GEOTHERMIEBOHRUNGEN GRABEN-NEUDORF

Dieses Dokument fasst die Planungsarbeiten zur Rohrauslegung der Geothermiebohrungen GN-TH1 und GN-TH-2 zusammen.

ALLGEMEIN

Für die Geothermiebohrungen GN-TH1 und GN-TH-2 dienen die verbauten Rohrtouren im späteren Betrieb auch als Produktionsrohr Touren. Diese Rahmenbedingung erfordert eine besondere Berücksichtigung in der Auslegung der Rohrtouren.

Nachfolgend sind die Belastungen aufgelistet, die für tiefe Geothermiebohrungen zu berücksichtigen sind:

- Belastungen beim Bohren:
 - Auszirkulieren eines Gas Kicks
 - Spülungsverluste
 - Bohren der nächsten Sektionen
 - Drucktest
 - FIT / LOT
 - Zementation
 - Einbau der Rohrtour
- Belastungen bei Förderung / Injektion:
 - Stimulation
 - Druckabsenkung bis zum Betriebswasserspiegel
 - Gasmigration
 - Thermisch induzierte Spannungen
 - Injektionsdruck
- Poren- und Fracdrücke
- Schiebende Formationen

Da im Bohrungsumfeld Graben-Neudorf keine schiebenden Formationen zu erwarten sind, spielt diese Belastung für die Rohrtourauslegung keine Rolle. Alle anderen aufgeführten Lastfälle wurden in der Auslegung berücksichtigt. Die exakten Vorgaben zur Planung sind im Dokument "Grundlagen zur Planung – Basis of Design Graben-Neudorf" definiert.

Die Rohrauslegungsberechnungen erfolgte mittels der Software Landmark Stress-Check™ (Fa. Halliburton). Die Berechnungen wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen aus dem in Deutschland als Standardrichtlinie anerkannten „Leitfaden Futterrohrberechnung“ des BVEG (vormals WEG) durchgeführt. Darüber hinaus wurden die konservativeren Anforderungen des neuseeländischen Standards (NZS 2403:2015) für tiefe Geothermiebohrungen angewendet.

	Sicherheitsfaktoren	
	BVEG (WEG) für Lastfälle während des Bohrens	NZ Standard für Lastfälle während des Betriebes
Kollaps	1,00	1,20
Burst	1,10	1,50
Zug (Rohrkörper)	1,25	1,80
Zug (Verbinder) < 13.3/8"	1,60	1,80
Zug (Verbinder) >= 13.3/8"	1,80	1,80
Kompression (Rohrkörper)	1,10	1,40
Kompression (Verbinder)	1,10	1,40
Triaxial	1,25	1,25

BOHR- UND VERROHRUNGSSCHEMA

Die Unterteilung des Bohrlochs in mehreren Abschnitten führt zu einem teleskopisch verjüngten Verrohrungsschema, beginnend mit einer 26" Zwischenrohrtour und einer 20" Ankerrohrtour im Tophole Bereich. Der zweite Abschnitt ist als 13.5/8" Liner mit einem 13.5/8" Tieback bis zu Tage geplant, gefolgt von der dritten Sektion mit einer 9.5/8" Linerrohrtour sowie mit einer vierten Sektion als 7" Linerrohrtour. Das Reservoir wird schlussendlich mit einem 6.1/8" Durchmesser aufgeschlossen und wird bei Bedarf mit einem gelochten 5" Liner, hauptsächlich zur Stabilisierung des offenen Loches, installiert.

Die Absetztaufe der 20" Ankerrohrtour ist unterhalb des geplanten Pumpensitzes vorgesehen und bietet Platz für einen nicht zementierten 13.5/8" Tieback, wodurch eine doppelte Verrohrung der Pumpenstube gewährleistet ist. Beide Rohrtouren wurden als Produktionsrohrtouren ausgelegt. Ein unzementierter 13.5/8" Tieback ist anstelle eines zementierten Tiebacks die bevorzugte Variante. Einerseits ist somit die Überwachung des Ringraumes zwischen der 20" Ankerrohrtour und dem 13.5/8" Tieback möglich, andererseits könnte im Falle einer starken Korrosion der Tieback gezogen und erneuert werden. Für den Tieback ist eine freie axiale Bewegung (Ausdehnung) - unter Gewährleistung einer Abdichtung - durch Temperaturänderungen vorgesehen.

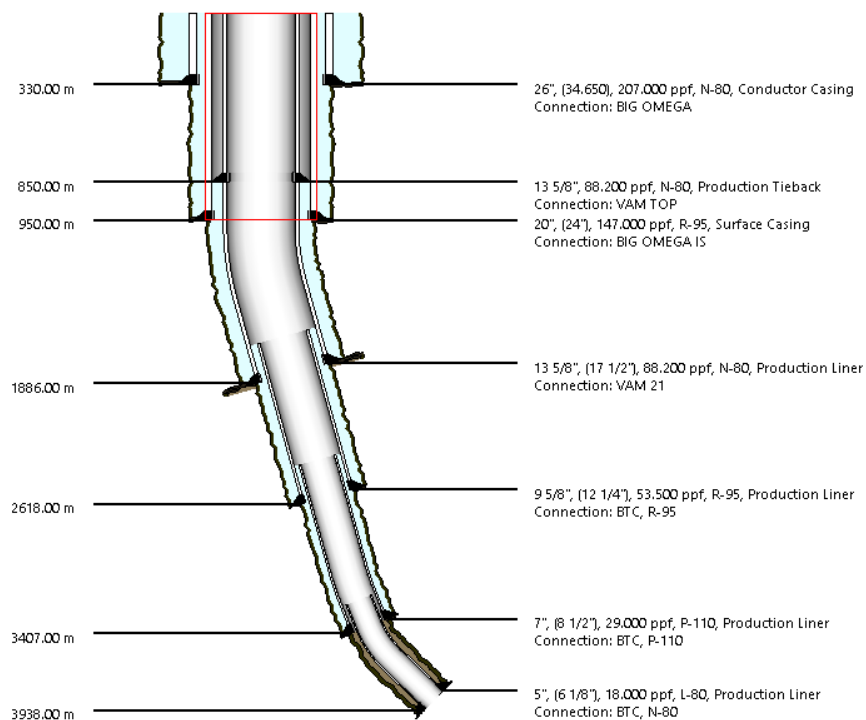


Abbildung 1: Bohr- und Verrohrungsschema Graben-Neudorf-Th-1 (Depth - MD)

Wesentliche Planungskriterien für die Auslegung der Rohrtouren:

Maximale Produktionstemperatur:	175°C
Minimale Injektionstemperatur:	10°C

Weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Bohrungsintegrität

Ein weiterer wichtiger Punkt sind auch die geplanten Zementationen und deren Durchführung. Mit dem Ziel ein bestmögliches Zementationsergebnis sowohl im offenen Loch als auch in Überlappungsbereichen zu erreichen, werden zahlreiche Maßnahmen ergriffen (u.a. gute Zentralisation und Verpumpen von großen Mengen an ausreichend viel Überschuss). Trotzdem kann nicht ausgeschlossen werden, dass eingeschlossene Flüssigkeitstaschen im Überlappungsbereich zweier Rohrtouren durch die Zementation entstehen, welche im Produktionsbetrieb zu sehr hohen Drücken führen können und einen Kollaps der inneren Rohrtour zur Folge haben könnten.

Um diesem Restrisiko im Vorfeld planerisch zu begegnen, werden für die geplanten Liner mit Packer (13.5/8", 9.5/8" und 7") mit einer zusätzlichen Burst Disk eingebaut. Die Burst Disk - mit entsprechend geeigneter Druckstufe - soll beim etwaigen Auftreten eines hohen Druckes (bei Vorhandensein einer Flüssigkeitstasche) als definierte Entlastungsstelle (Sollbruchstelle) wirken und somit einen Kollaps der Rohre an anderer unkontrollierter Stelle verhindern.

Zusätzlich werden zum Schutz der Rohrtour während der Bohrarbeiten vor allem im Bereich der Aufbauphase sogenannte „Non Rotating Protektoren“ verwendet um den Abrieb (mechanische Beanspruchung durch den Bohrbetrieb) so gering wie möglich zu halten.

ZUSAMMENFASSUNG DER FUTTERROHRBERECHNUNG

Tabelle 1 und Tabelle 2 (Auszug aus StressCheck) fassen die Berechnungsergebnisse für beide Bohrungen für die verschiedenen Lastfälle zusammen. Alle Sicherheitsfaktoren entsprechen den Anforderungen der WEG, bzw. den entsprechenden Design Faktoren nach Neuseeland Standard für die Linerrohrtouren und dem Produktionstieback.

Einzigste Ausnahme ist der Sicherheitsfaktor für Kompression, der bei der Ankerrohrtour mit (1,38) knapp unterhalb des Neuseeland Standards mit (1,40), jedoch deutlich über den Anforderungen der WEG mit (1,10) liegt. Weitere Maßnahmen zur Erhöhung des Sicherheitsfaktors über (1,40) wären nicht verhältnismäßig.

Die Futterrohre sind dementsprechend nach den anerkannten Regeln der Technik (WEG, NZ) für alle Lastfälle ausreichend dimensioniert.

Zusammenfassung GN-Th-1

Tabelle 1: Well Summary - Auszug aus StressCheck für die GN-Th-1

Well Summary									
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	Conductor Casing	26", 207.000 ppf, N-80	BIG OMEGA	0.00-330.00	24.232	13.32	4.65	(5.65) C	2.11
2									
3									
4	Surface Casing	20", 147.000 ppf, R-95	BIG OMEGA IS	0.00-950.00	18.395	4.42 C	1.86	*(1.38)	1.28
5									
6									
7	Production Liner	13 5/8", 88.200 ppf, N-80	VAM 21	850.00-1886.00	12.250	2.60 C	2.76	(1.40)	1.41
8									
9									
10	Production Tieback	13 5/8", 88.200 ppf, N-80	VAM TOP	0.00-850.00	12.250	2.60 C	3.38	3.79 C	2.40
11									
12									
13	Production Liner	9 5/8", 53.500 ppf, R-95	BTC, R-95	1786.00-2618.0	8.500 A	2.71	4.50	2.10 F	1.95
14									
15									
16	Production Liner	7", 29.000 ppf, P-110	BTC, P-110	2518.00-3407.0	6.125	3.06	4.74	1.96 F	1.76
17									
18									
19	Production Liner	5", 18.000 ppf, L-80	BTC, N-80	3377.00-3938.0	4.151	N/A	N/A	7.19 F	4.66
20									
21									
22									
23	* S.F. Below D.F.								
24	F Conn Fracture								
25	C Conn Critical								
26	A Alternate Drift								
27	() Compression								
28									

Zusammenfassung GN-Th-2

Tabelle 2: Well Summary - Auszug aus StressCheck für die GN-Th-2

Well Summary									
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	Conductor Casing	26", 207.000 ppf, N-80	BIG OMEGA	0.00-330.00	24.232	13.32	4.65	(5.65) C	2.11
2									
3									
4	Surface Casing	20", 147.000 ppf, R-95	BIG OMEGA IS	0.00-950.00	18.395	4.42 C	1.86	*(1.38)	1.28
5									
6									
7	Production Liner	13 5/8", 88.200 ppf, N-80	VAM 21	850.00-1956.00	12.250	2.60 C	2.76	(1.40)	1.41
8									
9									
10	Production Tieback	13 5/8", 88.200 ppf, N-80	VAM TOP	0.00-850.00	12.250	2.60 C	3.38	3.79 C	2.40
11									
12									
13	Production Liner	9 5/8", 53.500 ppf, R-95	BTC, R-95	1856.00-2687.0	8.500 A	2.72	4.54	2.14 F	1.98
14									
15									
16	Production Liner	7", 29.000 ppf, P-110	BTC, P-110	2587.00-3596.0	6.125	3.06	4.76	1.99 F	1.79
17									
18									
19	Production Liner	5", 18.000 ppf, L-80	BTC, N-80	3566.00-4186.0	4.151	N/A	N/A	6.87 F	4.53
20									
21									
22									
23	* S.F. Below D.F.								
24	F Conn Fracture								
25	C Conn Critical								
26	A Alternate Drift								
27	() Compression								
28									

Anmerkung: Die Auslegung und Berechnung für die GN-Th-2 ist mit der zur GN-Th-1 identisch.

Falls die tatsächliche Produktionstemperatur unter der erwarteten maximalen Produktionstemperatur von 175°C liegt, liegen die ermittelten Sicherheitsfaktoren entsprechend höher.