



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 31. August 2009

Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie Stadt St. Gallen

Konzept für die Entwicklung einer Geothermie-
anlage in der Stadt St. Gallen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Geothermie
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Stadt St. Gallen

Auftragnehmer:

Stadt St. Gallen
Direktion Technische Betriebe
St. Leonhard-Strasse 15
9001 St. Gallen

Autoren:

Marco Huwiler, Projektleiter, marco.huwiler@sgsw.ch
Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
Sachbearbeiter/Experten: siehe Impressum

BFE-Bereichsleiter: Gunter Siddiqi

BFE-Programmleiter: Rudolf Minder

BFE-Vertrags- und Projektnummer: 153'417 / 102'635

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Stadt St. Gallen
Direktion Technische Betriebe
St. Leonhard-Strasse 15
9001 St. Gallen



Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie Stadt St. Gallen: Konzept für die Entwicklung (Planung und Erstellung) einer Geothermieranlage in der Stadt St. Gallen

Schlussbericht Arbeitspakete AP1 – AP5

August 2009



S W I S S
G E O T H E R M A L
E X P E R T
G R O U P

GEOWATT AG
Dohlenweg 28
CH - 8050 Zürich

Tel +41 (0) 44 242 14 54
Fax +41 (0) 44 242 14 58
info@geowatt.ch
www.geowatt.ch

G E O T H E R M A L E N E R G Y

H Y D R O G E O L O G Y

E N G I N E E R I N G

N U M E R I C S

Impressum:

Auftragsbezeichnung: **Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie Stadt St.Gallen**
Konzept für die Entwicklung (Planung und Erstellung) einer
Geothermieranlage in der Stadt St.Gallen
Nachfolgeprojekt aus dem Energiekonzept EnK 2050

Auftraggeber: Stadt St.Gallen - Direktion Technische Betriebe
Fredy Brunner, Stadtrat
St.Leonhard-Strasse 15
9001 St.Gallen
interne Projektleitung:
Marco Huwiler, Sankt Galler Stadtwerke

Autoren: Geowatt AG, Zürich
Dr. Th. Kohl, Dr. C. Baujard, Dr. D. Ollinger
Foralith Drilling Support AG, St.Gallen
St. Berli, M. Kramer
Dr. Roland Wyss GmbH, Frauenfeld
Dr. R. Wyss, A. Blum
Dr. Heinrich Naef - Büro für angewandte Geologie & Kartografie, St.Gallen
Dr. H. Naef
Progeo GmbH, Wil
H.J. Schäppi

Begleitende Arbeitsgruppe: H. Künzle, Amt für Umwelt und Energie, Stadt St.Gallen
U. Trümpi, Sankt Galler Stadtwerke
Dr. R. Heinz, Amt für Umwelt und Energie, Kanton St.Gallen
K.H. Schädle, Gruneko AG, Basel

Unterstützung durch: Dr. G. Siddiqi, M. Geissmann, Dr. R. Minder, Bundesamt für Energie, Bern
Dr. M. Sturzenegger, Amt für Umwelt und Energie - Kanton St.Gallen
R. Boltshauser, Amt für Umwelt - Kanton Appenzell Ausserrhoden

Inhaltverzeichnis

Einleitung	8
AP1: Ressourcen-Evaluation gemäss aktuellem Kenntnisstand	9
1 Zielsetzung und Datengrundlagen	9
1.1 Einleitung	9
1.2 Datengrundlagen	9
2 Geologische Übersicht	11
2.1 Der geologische Bau im Ostschweizer Querschnitt	11
2.2 Entstehung und Beschreibung der Gesteinsabfolge	13
2.2.1 Grundgebirge (Sockel)	15
2.2.2 Mesozoikum (Erdmittelalter)	16
2.2.3 Tertiär (Erdneuzeit)	19
2.2.4 Quartär	24
2.3 Erdbeben und neotektonischen Differenzialspannungen	24
3 Potenzielle Aquifere und hydrogeologische Bewertung	26
3.1 Molasse	28
3.2 Malmkalke	31
3.3 Oberer Muschelkalk	33
3.4 Sockel / Kristallin	34
3.5 Störungszonen	35
3.6 Ruhewasserspiegel und hydraulische Leitfähigkeit der Aquifere	35
3.7 Mineralisation der Tiefengrundwässer	36
4 Erstellung des geologischen 3D-Modells	39
4.1 Modellgrundlage	39
4.2 Erstellung des regionalen geologischen Modells	41
4.3 Geothermisch relevante Strukturen	43
4.3.1 Störungszonen im Mesozoikum	43

4.3.2	Störungszonen der Molasse	43
5	Ressourcenabschätzung	44
5.1	Temperaturmodell	44
5.1.1	Grundlagen	44
5.1.2	Ergebnisse	46
5.2	Temperatur und Tiefe der unterschiedlichen Aquifere	48
6	Bohrprognose und thermische Leistung	54
6.1	Prognostizierte Bohrprofile	54
6.2	Thermische Leistung	54
	Referenzen AP1	58
	AP2: Erschliessungstechnik und –kosten	62
7	Bohrplatz und Bohrtechnik	62
7.1	Planung einer Tiefbohrung	62
7.2	Bohrplatzinstallation	63
7.3	Tiefbohrtechnik	67
7.4	Bohrlochausbau	70
7.4.1	Explorationsbohrung	70
7.4.2	Produktionsbohrung	72
7.4.3	Injektionsbohrung	75
7.4.4	Sidetrack	75
7.5	Aktuelle Geothermiebohrungen	76
8	Emissionen und weitere Umwelteinflüsse durch Bohrvortrieb	78
9	Bohrkosten	79
9.1	Beispiele	79
9.2	Zusammenstellung	79
9.2.1	Tiefbohrungen ca. 5'000 m – erste Bohrung vertikal	80
9.2.2	Tiefbohrungen ca. 4'500 m – erste Bohrung vertikal	81
10	Nicht-nutzbare Tiefbohrungen	82
	Referenzen AP2	84

AP3: Genehmigungsverfahren und Infrastruktur	85
11 Genehmigungsverfahren	85
11.1 Seismische Untersuchungen	85
11.2 Relevante Verfahren im Rahmen der Baubewilligung: Vorgehensweise und Fristenabschätzung	85
11.2.1 Konzessionspflicht	85
11.2.2 Umweltschutzgesetz USG	85
11.2.3 Vorgehen	86
11.2.4 Fristenabschätzung	87
11.2.5 Zusammenfassung	87
12 Fördermassnahmen des Bundes	88
12.1 Risikoabsicherung	88
12.2 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)	89
12.3 Forschungsbeiträge	89
13 Stromproduktion: Binärsystem	90
13.1.1 Grundlagen	90
13.2 Kraftwerksprozesse	91
14 Mögliche Bohrstandorte	92
Referenzen AP3	94
AP4: Produktions- und Kostenszenarien	95
15 Kosten Bohrung	95
15.1 Rahmenbedingungen für Geothermiebohrung St.Gallen	95
15.2 Kosten für Bohr- und Verrohrungsschema	95
16 Energiemengen und Kosten für verschiedene Anlagen	101
16.1 Grundlagen	101
16.2 Szenario 1: Reine Wärmeproduktion	105
16.2.1 Leistung und Energiemenge	105
16.2.2 Investitionskosten	107
16.2.3 Kosten pro kWh Wärme	107
16.3 Szenario 2: Reine Stromproduktion	109

16.3.1	Leistung und Energiemenge	109
16.3.2	Investitionskosten	110
16.3.3	Kosten pro kWh Strom	111
16.4	Szenario 3: Hybridproduktion	112
16.4.1	Leistung und Energiemenge	112
16.4.2	Investitionskosten	114
16.4.3	Kosten pro kWh Wärme / Strom	115
16.5	Sensitivitätsuntersuchung für den Szenario 3: Hybridnutzung	118
16.5.1	Einfluss des Wärmeverkaufspreises auf die Stromgestehungskosten	118
16.5.2	Einfluss der Bohrzeit auf die Stromgestehungskosten	118
16.5.3	Einfluss der Gesamt-Investitionskosten auf die Stromgestehungskosten	119
16.6	Schlussfolgerung	120
AP5: Chancen / Risiken mit Empfehlung für weiteres Vorgehen		122
17	Chancen und Risiken	122
17.1	Chancen einer Geothermieranlage	122
17.2	Risiken beim Bau einer Geothermieranlage	123
17.2.1	Allgemeine Bohr- und Explorationsrisiken	123
17.2.2	Prognosenzuverlässigkeit Geologie-Hydrogeologie	124
17.2.3	Genauigkeit der Kostenabschätzung	125
17.2.4	Seismische Risiken	126
17.3	Graue Energie	127
17.4	Risikoreduktion / Versicherung	128
18	Empfehlungen für weiteres Vorgehen	129
18.1	Empfehlungen	129
18.2	Schlussfolgerungen	129
18.3	Zeitplanung	133
Referenzen AP5		134

ANHANG 1: Temperaturdaten aus EWS	135
ANHANG 2: Kalibrierung des thermischen Modells	138
ANHANG 3: Prinzipschema von Geothermische Anlage	140
ANHANG 4: Mögliche Bohr- und Verrohrungsschemas	142

Einleitung

Zielsetzung der Machbarkeitsstudie ist es, ein Konzept für die Entwicklung einer Tiefen-Geothermie-Anlage in der Stadt St. Gallen zu erstellen. Dabei sollen einerseits mögliche Reservoirgebiete in der Tiefe vorgeschlagen werden, andererseits aber auch die entstehenden Kosten und Erträge abgeschätzt werden. Zum Erreichen dieser Zielsetzungen muss daher auf eine Vielzahl von Daten und Szenarien zurückgegriffen werden. Ein besonderes Gewicht fällt der Bewertung der Untergrundverhältnisse zu, für die bestehende Datensätze beurteilt werden und Schlussfolgerungen bezüglich möglicher Standorte getroffen werden müssen. Hier werden auch Grundlagen bezüglich Machbarkeit von Tiefbohrungen und Nutzungsbedingungen für kombinierte Strom/Wärmeproduktion oder reine Wärmeproduktion gesetzt. Für geothermische Fragestellungen ist es dabei auch wichtig, die Infrastruktur und die bestehende energetische Nutzungsverhältnisse an der Oberfläche zu evaluieren und die Realisierbarkeit der Einbindung von geothermischer Energie in bestehende Wärmenetze abzuklären. Für jedes der entwickelten Szenarien muss jeweils die produzierbare geothermische Energie den aktuellen Bohr- und Anlagekosten gegenübergestellt werden.

Die hier präsentierte Machbarkeitsstudie gliedert sich in die folgenden fünf Arbeitspakete (AP) auf:

- AP1 Ressourcen-Evaluation gemäss aktuellem Kenntnisstand,
- AP2 Erschliessungstechnik und –kosten,
- AP3 Erschliessungsstandorte im Raum St. Gallen,
- AP4 Kostenszenarien,
- AP5 Empfehlung und weiteres Vorgehen.

Die Tätigkeiten in dieser hier vorgestellten Machbarkeitsstudie konzentriert sich auf die Darlegung der existierenden Strukturen und den Konsequenzen für eine geothermische Produktion. Die daraus entwickelten Ergebnisse bilden die Grundlage für die weiteren Planungsschritte für den Bau einer Geothermie-Anlage. Darüber hinausgehende Massnahmen sind in AP5 beschrieben und beinhalten die Erstellung eines Businessplans, geophysikalische Erkundungsmassnahmen und Sicherung des finanziellen Bedarfs.

AP1: Ressourcen-Evaluation gemäss aktuellem Kenntnisstand

1 ZIELSETZUNG UND DATENGRUNDLAGEN

1.1 Einleitung

Zielsetzung des hier vorgelegten Arbeitspaket 1 (AP1) ist die Erstellung eines Untergrundmodells und die Definition möglicher für eine Geothermienutzung interessanter Bereiche im Untergrund. Die hier dokumentierte umfangreichen Arbeiten bilden die wichtigste Grundlage der in dieser Machbarkeitsstudie beschriebenen Tätigkeiten. Zur Identifikation der möglichen Untergrundstrukturen im Bereich der Stadt St. Gallen wurde ein mehrstufiges Vorgehen gewählt:

- Kompilation der vorhandenen Daten, welche für die geologische und geothermische Modellerstellung relevant sind,
- Erstellung eines dreidimensionalen geologischen Untergrundmodells,
- Erstellung eines dreidimensionalen Temperaturmodells auf Grundlage des geologischen Modells,
- Bewertung der Temperaturverhältnisse im Untergrund für einzelne Aquifersysteme hinsichtlich einer möglichen geothermischen Nutzung,
- Identifizierung möglicher Zielgebiete.

Das Ergebnis dieses Vorgehens ist ein Untergrundmodell, welches alle relevanten geologischen, hydrogeologischen und geothermischen Informationen enthält. Dieses Modell wird für AP4 und AP5 als Grundlage für die Planung der möglichen geothermischen Nutzung in der Stadt St. Gallen genutzt.

Das geologisch-hydrogeologische Untergrundmodell basiert auf folgenden Eingangsdaten:

- Oberflächendaten
- Daten aus untiefen Bohrungen
- Daten aus Tiefbohrungen

Im Folgenden wird diese Datengrundlage näher erläutert. Obwohl nicht direkt im Untergrundmodell verwendet, wurden doch bestehende Seismikdaten konsultiert und für die geologische Vorgabe verwendet.

1.2 Datengrundlagen

Oberflächendaten von Aufschlüssen im Raum St. Gallen sind vor allem für die Charakterisierung der Oberen Süsswassermolasse und der Oberen Meeresmolasse von Bedeutung. Diese Daten können direkt für die lokale Beschreibung dieser Schichten verwendet werden. Für die Charakterisierung der Unteren Süsswassermolasse kann man sich auf die Aufschlüsse im südlichen Stadtgebiet und der angrenzenden Appenzeller Molasse abstützen.

Oberflächendaten von mesozoischen Gesteinsabfolgen, wie sie ähnlich im tieferen Untergrund unter St. Gallen erwartet werden, sind vorwiegend aus dem östlichen Tafeljura (Schaffhauser Randen – Klettgau – Wutach-Gebiet) und vom Alpennordrand (autochthone Sedimentbedeckung des Aaremassivs bei Vättis und in den Glarner Alpen) verfügbar. Wegen der relativ grossen Distanz dieser Aufschlüsse zu St. Gallen können sie zwar nicht direkt umgesetzt werden, bilden jedoch indirekt eine wichtige Grundlage für die Prognose der mesozoischen Gesteinsabfolge und deren Mächtigkeit.

Die in dieser Studie verwendeten Oberflächendaten stammen einerseits aus der publizierten Literatur und andererseits aus den Archiven der an dieser Studie beteiligten Firmen. Eine Zitierung der wichtigsten

verwendeten Referenzen folgt im Zusammenhang mit der Beschreibung der regionalen Geologie in Kapitel 2.

Untiefe Bohrungen werden vor allem für geotechnische und hydrogeologische Untersuchungen sowie für die Erdwärmennutzung mittels Erdwärmesonden abgeteuft. Die Datenqualität von Baugrund- und Grundwassersondierungen ist in der Regel sehr gut, jedoch beträgt der Tiefgang solcher Sondierbohrungen meist nur einige 10-er Meter und ist somit für geothermische Fragestellungen nur von untergeordneter Bedeutung; eine systematische Auswertung dieser Informationen ist deshalb nicht sinnvoll.

Erdwärmesondenbohrungen erreichen Tiefen von bis zu 400 m. Die für EWS-Bohrungen verwendeten Bohrmethoden beschränken aber die Aussagekraft in Bezug auf die geologische und hydrogeologische Charakterisierung der durchbohrten Gesteinsabfolge. Trotzdem sind sie eine wichtiger Grundlage für die lokale Charakterisierung der Molassegesteine.

Darüber hinaus sind für diese Studie Temperaturdaten aus EWS Bohrungen erhoben worden. Die Grundlage dieser Messungen ist eine kabellose Messsonde, welche Druck und Temperatur beim Hinabsinken in einem wassergefüllten Rohr der Erdwärmesonde aufzeichnet. Das ungestörte Temperaturfeld stellt sich allerdings erst einige Tage nach der Bohrung, aber vor der Inbetriebnahme des Heizsystems ein. Die Temperaturdaten sind im Anhang dokumentiert.

Ausser dieser zusätzlich beauftragten Untersuchung stammen alle EWS Daten aus den Archiven der an dieser Studie beteiligten Firmen.

Daten aus Tiefbohrungen sind eine wichtige Grundlage für die Erstellung des Untergrundmodells. Sie dienen für die Beschreibung der tieferen Molasseschichten, der mesozoischen Gesteinsabfolge und des Grundgebirges im Untergrund. Zudem sind Informationen über die Wasser- und Gasführung sowie Temperaturprofile von grosser Bedeutung. Die vorhandenen und zur Verfügung stehenden Daten über Tiefbohrungen stammen aus den angrenzenden Kantonen Thurgau und Zürich, dem süddeutschen Raum und aus der Kophlenwasserstoff-Exploration am Alpennordrand, sowohl in der Schweiz (Tiefbohrung Entlebuch) wie im deutsch-österreichischen Grenzgebiet (Dornbirn, Sulzberg).

Während über bestehende Geothermie-Bohrungen meist ausführlich publiziert wurde, sind die Daten der Erdöl- & Erdgasbohrungen oft geheim und deshalb nur sehr lückenhaft verfügbar. Die Entfernung der ausgewerteten Tiefbohrungen zum Raum St. Gallen beträgt zwischen 30 km und über 100 km. Entsprechend können diese Daten, wie auch die Oberflächengeologie, nur indirekt für die geologische Prognose des tieferen Untergrundes von St. Gallen verwendet werden. Die Tiefbohrdaten stammen weitgehend aus der publizierten Literatur (Schärli und Kohl, 2002; Signorelli und Kohl, 2006).

Reflexionsseismische Daten geben einen indirekten Einblick in den Aufbau des Untergrundes. Sie stellen neben den Tiefbohrungen die wichtigste Grundlage für die Erarbeitung eines räumlichen Bildes, d.h. der Lage und der Verbreitung von Gesteinsschichten im tiefen Untergrund dar.

Die Seismikdaten der Nordostschweiz stammen ausschliesslich aus der Erdöl- und Erdgaserkundung der SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl) der 70-er und der 80-er Jahre. Im Raum St. Gallen sind einige Seismiklinien von mässiger bis teilweise guter Qualität vorhanden, Auf Gesuch hin gewährte die SEAG Einsicht in diese Daten und sie konnten zuhanden des Geothermie-Projektes kursorisch ausgewertet werden.

Die Ergebnisse erlauben einen regionalen Überblick über den Untergrund von St. Gallen, sowie eine Abschätzung der Tiefenlage wichtiger Gesteinsgrenzen. Ein konkretes Prognoseprofil oder gar Aussagen über die Wasserwegsamkeit des Untergrundes sind aus diesen Daten allerdings nicht zu erwarten. Auch mit Seismikdaten können die tatsächlichen Verhältnisse nur indirekt abgeschätzt werden. Es muss bei der späteren Interpretation dieser Daten berücksichtigt werden, dass im Gebiet von St. Gallen keine Tiefbohrung zur Eichung der Seismikdaten vorhanden ist, welche eine Kalibrierung der seismischen Geschwindigkeit erlauben würde. Daher sind auch die Tiefenangaben mit grösseren Unsicherheiten behaftet.

2 GEOLOGISCHE ÜBERSICHT

2.1 Der geologische Bau im Ostschweizer Querschnitt

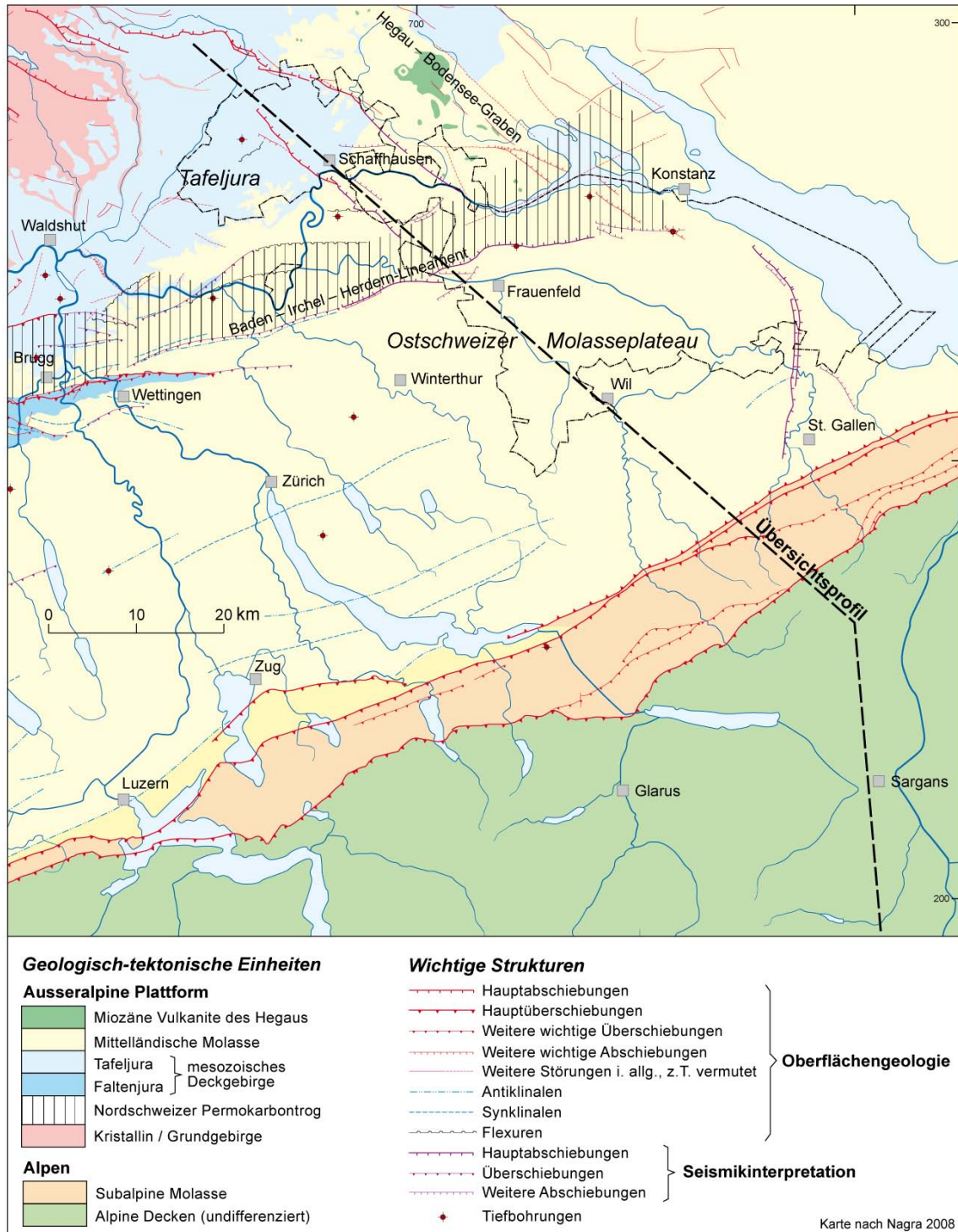


Fig. 1: Tektonische Übersichtskarte der Nordostschweiz

Die tektonische Übersichtskarte der Nordostschweiz in Fig. 1 zeigt die Lage der Stadt St. Gallen am Südrand der mittelländischen Molasse, welche sich grossräumig von WSW nach ENE ausdehnt. Wenig weiter südlich verläuft der Alpenrand, an dessen Front sich die bereits alpin deformierte subalpine Molasse als schmales Band hinzieht; dann folgen die Alpenen Decken, die hier grob vereinfachend als undifferenzierte Fläche dargestellt sind.

Mit seinem Aussenrand grenzt das Molassebecken an den Tafeljura und dieser wiederum liegt auf dem Kristallin des Schwarzwaldmassivs, das noch weiter im Nordwesten an die Oberfläche kommt; hier sind also die älteren Gesteine der europäischen Plattform aufgeschlossen.

Im Übersichtsprofil, das von Nordwest nach Südost und dann nach Süden verläuft, ist der Zusammenhang zwischen den verschiedenen tektonischen Einheiten im Vertikalschnitt dargestellt (Fig. 2).

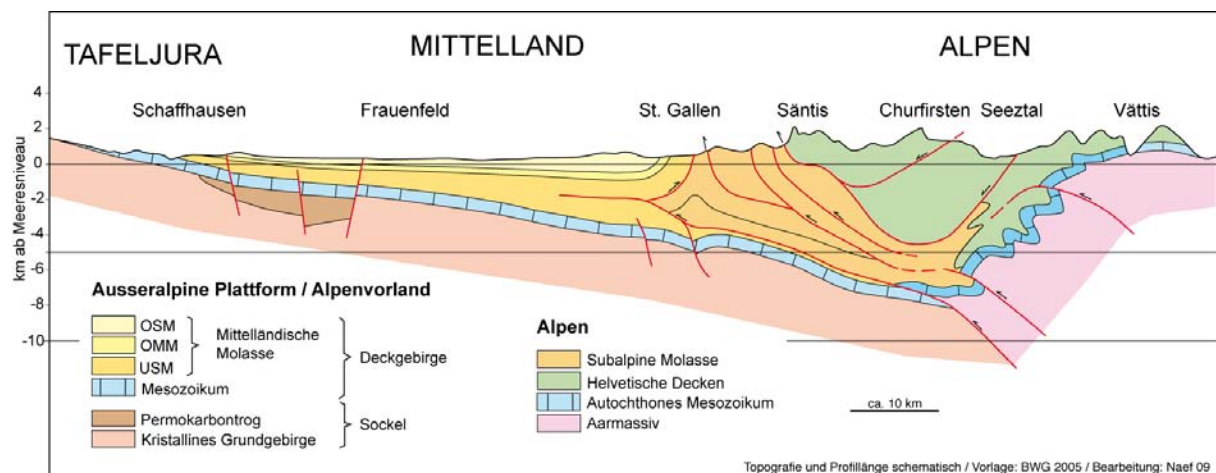


Fig. 2: Schematisches Übersichtsprofil durch die Nordostschweiz (nach Swisstopo, vereinfacht)

Als wichtigste tektonische Einheiten werden farblich unterschieden:

1. Als tiefste (und älteste) Einheit, das kristalline Grundgebirge mit eingelagerten Permokarbondrogen, insgesamt auch als Sockel bezeichnet (hellrot und braun),
2. Das mesozoische Deckgebirge als ältere Sedimentbedeckung des Sockels aus dem Erdmittelalter (blau),
3. Die mittelländische Molasse als jüngere Sedimentbedeckung der Erdneuzeit (gelb), welche im Zusammenhang mit der Alpenbildung entstanden ist.
4. Die subalpine Molasse, als alpin zusammengeschobener Teil des Molassebeckens (orange),
5. Die alpinen Decken, im Säntis-Churfürsten-Gebiet als Helvetikum bezeichnet (hellgrün).

Die Einheiten 1 bis 3 sind Teil der ausseralpinen Plattform, welche vom alpinen Zusammenschub nicht verfaltet wurde, und wo deshalb ein relativ einfacher Bau vorherrscht; die Einheiten 4 & 5 bilden den Nordrand des alpinen Gebirges, das von weiten Überschiebungen und teilweise intensiven Verfaltungen der Gesteine geprägt ist.

Aufgrund der existierenden Geothermieprojekte in Deutschland (z.B. Kraftwerke Landau, Unterhaching) wird dem mesozoischen Deckgebirge eine besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Es ist im Nordwesten des dargestellten Gebietes (z.B. im Tafeljura im Schaffhauser Randen) an der Oberfläche aufgeschlossen. Nach Südosten fallen diese Schichten sukzessive ein bis sie unter St. Gallen eine Tiefe von über 4 km erreichen. Die nördlichsten alpinen Überschiebungen verlaufen nur wenige Kilometer südlich von St. Gallen

in den Appenzeller und Toggenburger Voralpen. Darüber und weiter im Süden folgen die helvetischen Decken, die tektonisch auf die subalpine Molasse aufgeschoben sind.

Der Ostschweizer Querschnitt in Fig. 2 zeigt grob vereinfacht einen asymmetrischen Trog, an dessen Basis das mesozoische Deckgebirge bis in eine Tiefe von etwa 8 km abtaucht (hellblau). Dieses steigt dann aber als autochthone Sedimentbedeckung (blau) der überschobenen Kristallinmassive – hier ist es das Aarmassiv (rosa) – wieder auf und ist z.B. bei Vättis an der Oberfläche aufgeschlossen.

In den folgenden Abschnitten werden die mit einer Tiefbohrung in St. Gallen anzutreffenden Gesteine kurz charakterisiert.

2.2 Entstehung und Beschreibung der Gesteinsabfolge

St. Gallen liegt am südlichen Rand des Molassebeckens, auch als Alpenvorland bezeichnet, einer Region, welche während des Tertiärs (Erdneuzeit) als Folge der Alpenbildung sukzessive abgesenkt und durch den Abtragungsschutt des entstehenden Gebirges laufend wieder aufgefüllt wurde; die Molassegesteine entstanden also aus fein- bis grobkörnigem Schwemmaterial (Kies, Sand und Ton), das mit zunehmender Überlagerung und im Laufe der Jahrtausende zusammengedrückt und zu Festgestein wurde (Tonstein, Sandstein, Konglomerat/Nagelfluh). Während die Molasseschichten nach NW gegen den Aussenrand des Vorlandbeckens immer dünner werden und schliesslich auskeilen, kamen bei St. Gallen über drei Kilometer mächtige Molassesedimente zur Ablagerung. Darunter liegt die voralpine Gesteinsserie des europäischen Kontinents (ausseralpine Plattform), welche aus den mesozoischen Formationen des Jura und der Trias bestehen (Erdmittelalter). Diese mesozoische Sedimentserie lässt sich im gesamten Gebiet verfolgen und überlagert in ziemlich konstanter Mächtigkeit von etwa 800 m das noch ältere, paläozoische Grundgebirge (Erdaltertum), das aus kristallinen Gesteinen und darin eingelagerten permokarbonen Sedimenttrögen besteht.

Nordwestlich von St. Gallen liegen die Molassegesteine praktisch horizontal oder fallen leicht gegen Südosten ein (sogenannter Molassekeil). In Richtung Stadtgebiet und dann gegen die angrenzende Appenzeller Molasse steigen die oberflächennahen Schichten dagegen zunehmend steiler nach Südosten an. Ungefähr 5 km südöstlich des Stadtzentrums treffen die Schichten dieses als "Aufgerichtete Molasse" bezeichneten Bereichs auf die von Süden her überschobene Subalpine Molasse. Diese taucht ihrerseits vorwiegend südwärts ab und es kommen hier auch ältere Einheiten der Unteren Süsswassermolasse an die Oberfläche. Das mesozoische Deckgebirge in der Tiefe fällt dagegen relativ gleichmässig und weitgehend unabhängig von den darüberliegenden, teilweise stark deformierten Molasseeinheiten mit rund 10° nach Südsüdosten ein.

Diese Situation ist in Figur 3, einem leicht überhöhten Profilschnitt vom Hegau mit seinen jungen Vulkanschloten über den mittleren Thurgau, das St. Galler Fürstenland bis zum Säntis, nochmals etwas detaillierter dargestellt. Mit einer Tiefbohrung in St. Gallen können alle dargestellten Gesteinsformationen erfasst werden. Die folgenden Abschnitte geben einen kurzen Überblick über die Entstehung und die wichtigsten Merkmale der einzelnen Abteilungen. Dabei ist man auf eine entsprechende Nomenklatur angewiesen: Einzelne Gesteinspakete von ähnlicher Ausbildung und Alter werden zu Formationen zusammengefasst, die Beschreibung der Gesteinsabfolgen insgesamt wird als Stratigrafie bezeichnet.

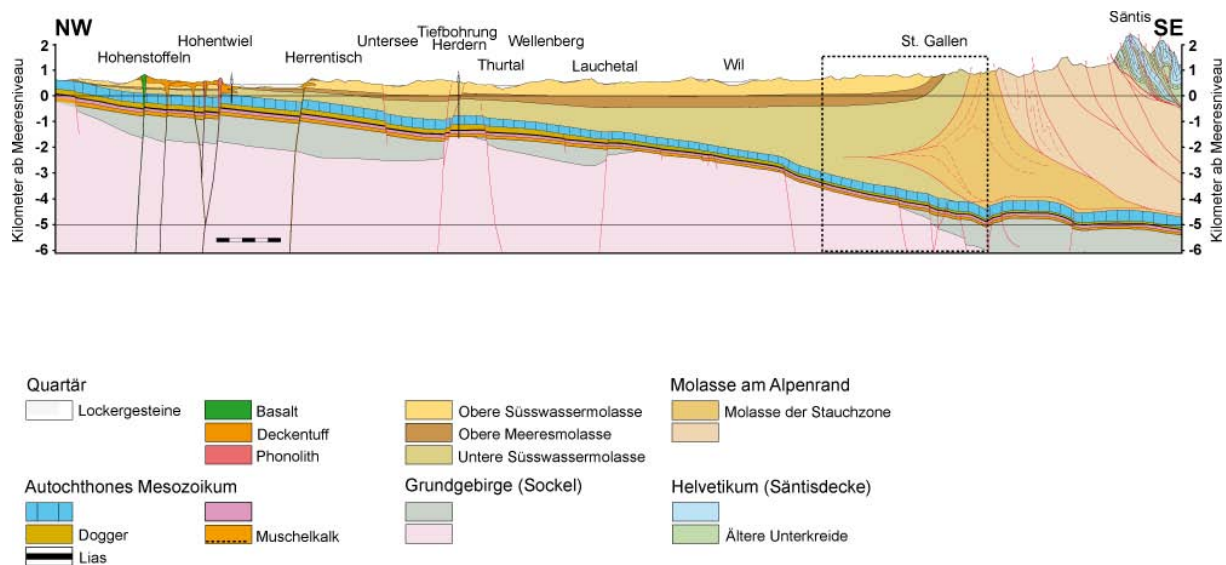


Fig. 3: Geologisches Profil Hegau – Säntis, überhöht (Quelle H. Naef)

Im Folgenden werden die einzelnen Abschnitte und Formationen der Gesteinsabfolge unter St. Gallen chronologisch, d.h. vom Ältesten bis zum Jüngsten, kurz beschrieben und deren Relevanz im Hinblick auf das Projekt Tiefengeothermie abgeschätzt. Die (nicht lineare) geologische Zeitskala gibt einen Überblick der vergangenen gut 300 Millionen Jahre mit den stratigrafischen Zeiteinheiten und den entsprechenden Gesteinsformationen, welche in der Region Nordostschweiz gebildet wurden (Fig. 4).

Da die vorherrschenden Ablagerungsbedingungen – Klima, Topografie, Land/Meer, Wassertiefe etc. – für die Ausbildung der jeweiligen Gesteine bestimmend sind, werden diese Faktoren ebenfalls angesprochen. Man beobachtet im Laufe der Erdgeschichte typische, immer wiederkehrende Ablagerungsräume, wo dann auch stets wieder ähnliche Gesteine entstehen und spricht dabei von sog. Faziesräumen (z.B. warme Schelfmeere mit Karbonatproduktion, Schuttfächer mit grobkörnigen Flussablagerungen, Wüsten mit Bildung von äolischen Sandsteinen oder Tiefseebecken mit mächtigen, tonreichen Gesteinsserien).

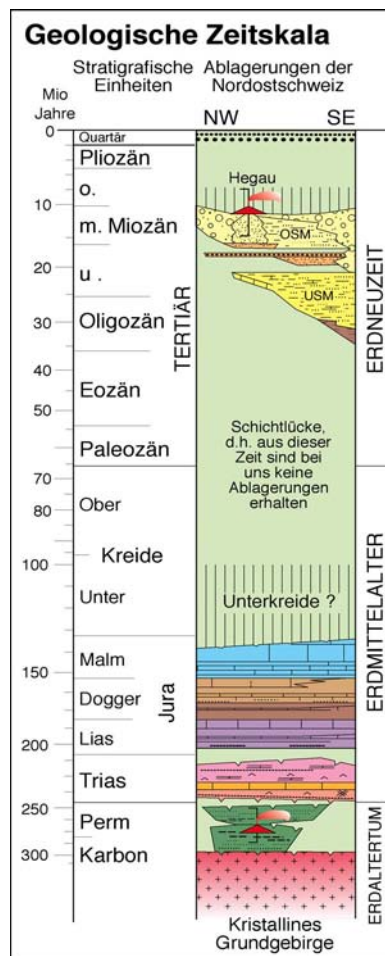


Fig. 4: Geologische Zeitskala für das Gebiet der Nordostschweiz (Schläfli, 1999).

2.2.1 Grundgebirge (Sockel)

Die ältesten, vorwiegend kristallinen Gesteine werden unter dem Begriff Grundgebirge oder Sockel zusammengefasst. Sie sind im Schwarzwaldmassiv aufgeschlossen, liegen in der Nordostschweiz aber in grösserer Tiefe unter den jüngeren Sedimentgesteinen, dem sogenannten Deckgebirge. Das Grundgebirge der Ostschweiz kann also nur im regionalen Vergleich diskutiert werden, da, abgesehen von den Bohrkernen aus einigen Tiefbohrungen in der weiteren Umgebung (siehe später Fig. 11), keine direkten Informationen über dessen Strukturen und Zusammensetzung vorhanden sind.

In den Erdöl-Tiefbohrungen Kreuzlingen und Herdern (beide am Thurgauer Seerücken), Lindau (bei Winterthur) und Sulzberg (im benachbarten Allgäu) erbohrte man direkt unter dem basalen Sandstein des Mesozoikums kristalline Gesteine des Grundgebirges (Mazurek und Peters, 1992).

Die Bohrung Kreuzlingen erreichte in 2534 m Tiefe einen dunklen Biotitgranit, wie er ähnlich auch in der Tiefbohrung Lindau/ZH angebohrt wurde.

Die ca. 27 m lange Kristallinstrecke im untersten Abschnitt der Bohrung Herdern (2127–2154 m) zeigt dagegen einen feinkörnigen Biotitgneis, der als Produkt einer intensiven tektonischen Zerschierung und Umkristallisation (Metamorphose) eines älteren granitischen Ausgangsgesteins von unbekanntem Alter anzusehen ist.

Vergleiche mit den Kristallinkernen der weiteren Nordschweizer Bohrungen sowie mit den Gneisen und Graniten des Schwarzwaldes legen nahe, dass das kristalline Grundgebirge der ganzen Region wohl

während und nach der vorletzten (= variskischen) Gebirgsbildung im Paläozoikum eine gemeinsame Deformationsgeschichte und nachträgliche Überprägung durch die Zirkulation heisser Tiefenwässer erfahren hat.

Noch im ausgehenden Paläozoikum (= Erdaltertum) wurde aber das variskische Gebirge bereits wieder eingeebnet und es entstanden zahlreiche Senkungszone, in denen sich der Abtragsschutt benachbarter Hochzonen sammelte. Solche Sedimenttröge waren im späten Karbon und frühen Perm in Mitteleuropa und auch den heutigen Alpen weit verbreitet.

Ihre Sedimente zeugen von einem vorerst feuchten, subtropischen Klima mit reicher Flora und Fauna. In ausgedehnten Fluss- und Seelandschaften bildeten sich teilweise sehr mächtige Moore, die heute als Kohleflöze erhalten sind. Die Erdöltiefbohrung Dingelsdorf am Überlinger See erbrachte erstmals den Nachweis, dass auch im Bodenseeraum solche jungpaläozoischen Schichten vorhanden sind (Lemcke, 1975; Schreiner, 1992). Für eine kleine Sensation sorgte dann die Nagra-Bohrung Weiach, wo 1983 zwischen der Basis des mesozoischen Deckgebirges und dem kristallinen Grundgebirge eine ca. 1000 m mächtige Abfolge permokarboner See- und Flussablagerungen durchfahren wurde, die in 1400–1800 m Tiefe mit zahlreichen Kohleflözen von einer Gesamtmächtigkeit von über 30 m durchsetzt ist. Heute wird aufgrund der zahlreichen reflexionsseismischen Linien, welche unter günstigen Bedingungen solche Kohleserien abbilden können, vermutet, dass ein grosser Teil der zentralen und östlichen Nordschweiz von ausgedehnten Permokarbonvorkommen unterlagert wird (vergl. Fig. 4). Eine zentrale Senke, deren Tiefe stellenweise mehrere Kilometer betragen kann, wird deshalb als Nordschweizer Permokarbondrog (NPT) bezeichnet (Diebold, 1988; Thury et al., 1994).

2.2.2 Mesozoikum (Erdmittelalter)

Über dem Grundgebirge folgen die Gesteinsserien des Mesozoikums (= Erdmittelalter), auch als mesozoisches Deckgebirge bezeichnet. Die einzelnen Formationen sind relativ geringmächtig, erreichen insgesamt aber doch eine Mächtigkeit von ca. 800 m und zeigen lateral über grosse Distanzen eine oft sehr kontinuierliche Ausbildung. Das Mesozoikum war denn auch eine lange Zeit von ca. 180 Mio. Jahren Dauer mit vergleichsweise ruhigen Verhältnissen im Gebiet der europäischen Plattform. Die entsprechende Gesteinsabfolge ist dank mehrerer Tiefbohrungen der Schweiz und des angrenzenden süddeutschen Raums sowie aus Vergleichen mit den Formationen des benachbarten Tafeljuras (Randen) und am Alpennordrand in groben Zügen bekannt. Damit lässt sich die regionale Geschichte dieser Epoche rekonstruieren und deren Bedeutung im Hinblick auf eine geothermische Nutzung abschätzen. Die folgenden Ausführungen stützen sich auf teilweise neueste Berichte der Nagra und darin zitierte Arbeiten sowie die verfügbaren Daten aus Tiefbohrungen.

Als wichtige Referenzbohrungen für die Beurteilung der lokalen mesozoischen Schichtabfolge unter St. Gallen werden die Erdöl-Tiefbohrungen Kreuzlingen (ca. 30 km im NW), Opfenbach (ca. 40 km im NE), Sulzberg (ca. 45 km im ENE, aber in vergleichbarer Position am Alpenrand) und Entlebuch (ca. 100 km im SW, aber in fast identischer Position am Alpenrand) verwendet (siehe auch Tabellen Tab. 2, Tab. 3 und Fig. 11). Demnach liegt St. Gallen im Übergangsbereich zwischen zwei grossen Gesteinsprovinzen (sogenannten Faziesräumen), welche die mesozoische Abfolge bestimmten, nämlich

- dem germanisch-schwäbischen Raum im Norden (Nordschweizer Tiefbohrungen, östlicher Tafeljura, schwäbische Alb) und dem
- autochthon-helvetischen Ablagerungsraum im Süden, (Gebiete unter dem heutigen Alpen-Nordrand, das sog. Autochthon und nördliche alpine Decken, als Helvetikum bezeichnet).

Das Mesozoikum wird von alt nach jung bzw. unten nach oben in drei grosse Zeitabschnitte – Trias, Jura und Kreide – eingeteilt und umfasst mehrere Formationen¹. Daraus ergab sich im Laufe der Erforschung eine allgemein akzeptierte stratigraphische Gliederung des mesozoischen Deckgebirges, wie sie in Fig. 5

¹ Mehr oder weniger einheitliche Gesteinsabfolgen von wenigen Dekametern bis zu einigen hundert Metern Mächtigkeit und einer typischen Ausbildung. Formationen können über grössere Distanzen lateral verfolgt (korreliert) werden.

dargestellt ist. Links erscheint die Nomenklatur und Gesteinsabfolge, wie sie aus den Nordostschweizer Tiefbohrungen bekannt ist, rechts die Abfolge der mesozoischen Schichten am Alpennordrand (Autochthon des Aarmassivs). Obwohl die einzelnen Formationen des Mesozoikums stark unterschiedlich ausgebildet sind, können sie doch grob miteinander korreliert werden.

Chrono- strati- grafie	Lithostratigrafische Einheiten		
	Schwäbische Fazies im Norden		Helvetische Fazies im Süden
M E S O Z O I K U M	KREIDE	späte	
		frühe	
	JURA	später	Oberjura (Malm) Felsenkalk-Fm. Schwarzbach-Fm. Villigen-Fm. Wildeggen-Fm.
		mittlerer	Mitteljura (Dogger) "Oberer Dogger" = Klingnau-Fm. = Passwang-Fm.
		früher	Unterjura (Lias) Arietenkalk
	TRIAS	späte	ob. „Rhat“
			„Sandsteinkuper“
			Gipskuper
			Lettenkuper
		mittlere	oberer Trigonodus-Dolomit Hauptmuschelkalk
			mittlerer Anhydrit-Gruppe
			unterer Wellengebirge
			„Basissand“
	frühe	Bunt-sandstein	

Fig. 5: Stratigrafische Gliederung des Mesozoikums in der Nordostschweiz.

Trias

Während der frühen Trias, vor ca. 245 Mio. Jahren, war das kristalline Grundgebirge weitgehend eingeebnet. Bei warm-aridem Klima beherrschten Wüsten die damalige Landoberfläche. In seichten Senken sammelten sich vorwiegend rote Konglomerate und Sandsteine, welche heute die ältesten Sedimente des mesozoischen Deckgebirges darstellen. In Südwestdeutschland ist dieser sogenannte Buntsandstein bis weit über 100 m mächtig; er wird aber gegen Süden immer dünner und ist in den Ostschweizer Bohrungen sowie im helvetischen Faziesraum nur noch als einige Meter bis maximal etwa 25 m mächtiger Basissand entwickelt.

Im Laufe der mittleren Trias, der Zeit des Muschelkalks, wurde das Land sukzessive durch ein sich von Norden nach Süden ausbreitendes Flachmeer überflutet (sog. Germanisches Meer). Dessen Ablagerungen zeigen zuerst Küsten- und Lagunenbedingungen mit sogenannten Evaporiten (Gips und Steinsalz) an (unterer und mittlerer Muschelkalk). Die Gebiete im Norden (Schwäbische Alb) und im Westen (Tafeljura) waren zur Zeit des Oberen Muschelkalks Teil eines offenen Schelfmeeres mit reicher Fauna, deren Überreste im teilweise fossilreichen Hauptmuschelkalk erhalten sind. Die Tiefbohrungen der Nordostschweiz und des benachbarten Südwestdeutschland zeigen aber, dass der Bodenseeraum weiterhin im Randbereich dieses germanischen Meeres lag; anstelle der Muschelkalke findet man hier und

auch im helvetischen Ablagerungsraum weitgehend fossil-leere Dolomite, welche typisch sind für subtropische Küstensedimente aus ariden Klimazonen.

Wichtig ist die Feststellung, dass die Zeit des Oberen Muschelkalks grossräumig einer zusammenhängenden Karbonatformation entspricht, die im Tafeljura bis 75 m mächtig ist, nach Südosten bis in die Alpen aber auf wenige Dekameter abnimmt; diese Gesteinsschicht bildet einen bedeutenden regionalen Kluftwasserleiter (Muschelkalkaquifer, siehe Abschnitt 3.3)

Die obere Trias, der sog. Keuper wird im ganzen germanischen Raum dominiert von terrestrischen Ablagerungen sowie evaporitischen Einlagerungen (Gipskeuper); anstelle des Meeres herrschten durchwegs kontinentale Verhältnisse. Im Osten (Böhmisches Massiv) sowie im Süden, im Gebiet der heutigen Alpen (Vindelizisches Land) waren offenbar Hebungszone vorhanden, deren Verwitterungsprodukte in weiten Fluss- und Schwemmlandebenen abgelagert wurden und heute als ausgeprägte Sandsteinzonen die Schichtabfolge des höheren Keuper durchsetzen (Geyer und Gwinner, 1991).

Die triadische Schichtserie aus dem Grenzbereich zwischen dem germanischen Ablagerungsraum und dem nordalpinen Autochthon ist in den Thurgauer Tiefbohrungen ca. 230 m mächtig, wird aber nach Süden deutlich geringmächtiger und dürfte am Alpennordrand teilweise auch fehlen. Die in Figur 5 skizzierte Korrelation ist deshalb als nahe liegende, im Detail nicht bestätigte Interpretation anzusehen. Die triadische Schichtserie endet mit einer sogenannten Schichtlücke, einem Zeitabschnitt von ca. 5 Mio. Jahren, aus welchen bei uns nur lückenhafte oder gar keine Ablagerungen erhalten sind (Rhät).

Der Raum St. Gallen dürfte für die Trias ähnliche Verhältnisse zeigen wie die Tiefbohrungen Entlebuch (Vollmayr und Wendt, 1987) oder Sulzberg im Allgäu (Herrmann et al., 1985), welche beide in vergleichbarer Position am Alpenrand liegen. Paläogeografisch liegt diese Zone im Übergangsbereich von der germanischen Fazies des Nordens zur helvetischen Fazies des Südens.

Jura

Während des Juras (= mittleres Mesozoikum) wurde die Nordostschweiz für einen Zeitraum von ca. 65 Mio. Jahren von einem wiederum flachen Meer bedeckt. In den Gesteinsformationen des frühen und mittleren Juras (Lias und Dogger) zeugen wiederholt auftretende, sandreiche Ablagerungen von der Existenz naher Landmassen oder Inseln, was zeigt, dass offenbar immer noch Teile des Grundgebirges aus dem Meer ragten und der Erosion ausgesetzt waren. Im späten Jura (auch als Malm und in Süddeutschland als Oberjura bezeichnet) findet man dagegen im ganzen Raum nur noch karbonatreiche, marine Ablagerungen, die vor allem im unteren Teil noch reichlich Silt- und Tongehalte aufweisen (Mergel). Im Wesentlichen handelt es sich beim Malm um mächtige Kalksteinserien, wie sie heute z.B. im Randen zutage treten.

Anders als die jurassischen Schichtserien des Tafeljuras und der schwäbischen Alb scheinen die entsprechenden, ca. 550–600 m mächtigen Jura-Sedimente der Thurgauer Tiefbohrungen relativ arm an Fossilien zu sein. Dies legt nahe, dass der Bodenseeraum auch zu dieser Zeit einem eher randlichen Teil des Jurameeres mit weniger günstigen Lebensbedingungen entsprach.

Nach Süden in Richtung alpine Ablagerungsgebiete verändern v.a. die Gesteine des frühen und mittleren Juras ihren Charakter deutlich. Der Lias und der sandreiche Dogger weisen dort sehr unterschiedliche Mächtigkeiten auf und fehlen teilweise ganz, was auf differenzielle Hebungen und Senkungen hinweist. Eine Prognose für die Bohrung St. Gallen muss deshalb sehr vage bleiben. Für diese zwei Formationen wird eine zwischen 100 und 200 m mächtige Abfolge von ton- und sandreichen Gesteinen prognostiziert, die relativ geringe hydraulische Leitfähigkeiten besitzen.

Die Karbonatformationen des Malm verändern ihren Charakter in Richtung Alpen (helvetischer Faziesraum) ebenfalls, werden aber generell mächtiger. Es handelt sich im gesamten Gebiet mehrheitlich um gebankte Kalksteine, die insgesamt als mächtiger, regional zusammenhängender Kluftaquifer zu betrachten und deshalb für die geothermische Nutzung von erstrangiger Bedeutung sind. Eine detailliertere Beschreibung dieser für die Geothermie wichtigsten Gesteinsserie folgt in Abschnitt 3.2.

Die jüngsten Schichten des ca. 800 m mächtigen mesozoischen Deckgebirges sind nicht überall gleich alt. Eine spätere Phase der Hebung und Erosion hat sie noch vor der Molassezeit teilweise wieder entfernt und

wir wissen deshalb nicht genauer, wie lange die marinen Verhältnisse mit Ablagerung von Karbonatserien gedauert haben. Bis zum Beginn der unmittelbar darüber liegenden Molassesedimentation verstrich die sehr lange Zeit von mehr als 100 Mio. Jahren, aus welcher uns nur die in Karstspalten und in lokalen Senken erhaltenen Verwitterungsprodukte jüngerer Karbonatgesteine erhalten blieben.

Kreide

Bereits während des späten Juras entstand im Gebiet der heutigen Alpen ein ausgedehntes Meeresbecken, die sog. Tethys, dessen Küste – zumindest in der Ostschweiz – ganz grob etwa im Bereich des heutigen Alpennordrandes verlief. Umgekehrt zu den Verhältnissen während Trias, Lias und Dogger herrschten nun im Norden kontinentale, warmfeuchte Verhältnisse (Treibhaus!) mit tiefgründiger Verwitterung, die zu einer moderaten Erosion und ausgedehnten Verkarstung der obersten Malmkalke führte.

Am Nordrand der Tethys kamen während der Kreidezeit ton- und karbonatreiche Sedimentserien zur Ablagerung, die heute in Form der helvetischen Decken den Alpennordrand der Ostschweiz prägen (z.B. Alpstein). Im schweizerischen Mittelland (östlich einer Linie Biel-Thun) bis östlich des Bodensees konnten bisher keine Kreidesedimente nachgewiesen werden; falls solche allenfalls einmal abgelagert wurden, mussten sie schon vor der Molassezeit wieder erodiert worden sein. Auch unter St. Gallen sind Kreideablagerungen nicht oder dann nur in unbedeutender Mächtigkeit zu erwarten,

Zusammenfassend können wir festhalten, dass:

- die Bodenseeregion während des ca. 180 Mio. Jahre dauernden Mesozoikums sich in mehreren Phasen um insgesamt mehr als 800 m abgesenkt hat, wobei wegen der uniformen Mächtigkeit des mesozoischen Deckgebirges keine Anzeichen für grössere, relative Vertikalbewegungen vorhanden sind. Erst während des Tertiärs wurde der Untergrund im Zusammenhang mit der alpinen Gebirgsbildung wieder mobilisiert und es kam zur Ausbildung des Molassebeckens.
- die Ausbildung, Abfolge und Mächtigkeit der Gesteine (Lithologie und Stratigrafie) des mesozoischen Deckgebirges von St. Gallen sich nicht generell aber doch in Vielem von den bisherigen Tiefbohrungen der Nordostschweiz (Lindau, Seerücken, siehe Fig. 11) unterscheiden dürfte; andere Tiefbohrungen am Alpenrand (Sulzberg, Entlebuch) zeigen bereits deutliche Merkmale der alpinen, helvetischen Fazies, weshalb dies auch für St. Gallen anzunehmen ist.

2.2.3 Tertiär (Erdneuzeit)

In der Region von St.Gallen besteht der oberflächennahe Felsuntergrund aus den Gesteins-Serien der mittelländischen und der subalpinen Molasse (siehe stratigrafische Gliederung Fig. 6). Diese wurden während des Tertiärs vor etwa 30 bis 10 Mio Jahren durch riesige Schuttfächersysteme im Alpenvorland abgelagert. Dabei kam es im alpennahen Gebiet vor allem zur Bildung von grobkörnigen Sedimenten mit mächtigen Nagelfluhschichten während mit zunehmender Distanz gegen Norden immer feinkörnigere Gesteine (Sandsteine, Mergel) abgelagert wurden.

Die Stadt St. Gallen liegt etwa im Übergangsbereich verschiedener Schuttfächersysteme. Dies gilt v.a. für die jüngsten Molasse-Zeit, als sich im Westen der Hörnli-Schuttfäche und im Osten der Bodensee-Schuttfächer mit dem westlichen Ast der Sommersberg-Schüttung ausdehnten.

Der Zeitraum der Molassesedimentation dauerte etwa 20 Mio Jahre und umfasst den mittleren Teil des Tertiärs (Oligo- und Miozän) . Die folgende Tabelle gibt einen Überblick der stratigrafischen Gliederung und der Alterseinstufung der einzelnen Formationen.

Die Molasseformationen von St. Gallen und Umgebung wurden ab Mitte des letzten Jahrhunderts in diversen Dissertationen untersucht und beschrieben (Büchi, 1955; Frei, 1979; Habicht, 1945; Keller, 1989) (Hofmann, 1951); eine moderne Aufarbeitung und Zusammenfassung fehlt bisher. In Nagra (2008), : Beilagen 4.2 – 1/5, 6, 8, sowie dem entsprechenden Grundlagenbericht (Jordan, 2007) findet man aber eine Kompilation der aktuellen Formationsbezeichnungen und der generellen lithologischen Abfolge für die

mittelländische und subalpine Molasse der Zentral- und Ostschweiz sowie entsprechende Literaturangaben.

Chronostratigraphie		Lithostratigraphische Einheiten	Molasse-Formationen
Zeit in Millionen Jahren	5.3	Messinien	
	spätes	Tortonien	
	mittleres	Serravallien	Hörnli-Schichten Konglomeratstufe Öhninger Schichten Mittlerer Komplex Appenzeller Granit Basisschichten
		Langhien	
24	frühes	(ob. Teil: „Helvétien“)	St. Galler Formation
		Burdigalien	Luzerner Formation
	spätes	Aquitaniens	Oberaquitane Mergelzone
		Chattien	„Granitische Molasse“ „Chattien“ (lokale Formationsnahmen)
		Rupéliens	Horwer Platten Grisiger Mergel
36	frühes		

Fig. 6: Stratigraphische Gliederung der Molassezeit

Einen guten Überblick über die Molasseformationen und deren hydrogeologische Bedeutung findet man in den Arbeiten von Keller (1992; 2000). In Figur 7 ist die Entstehung der einzelnen Molasse-Einheiten als von SE nach NW fortschreitende Sedimentkörper in einem Raum / Zeit – Diagramm dargestellt (aus Müller et al. 2002, ergänzt nach Kempf et al. (1999)).

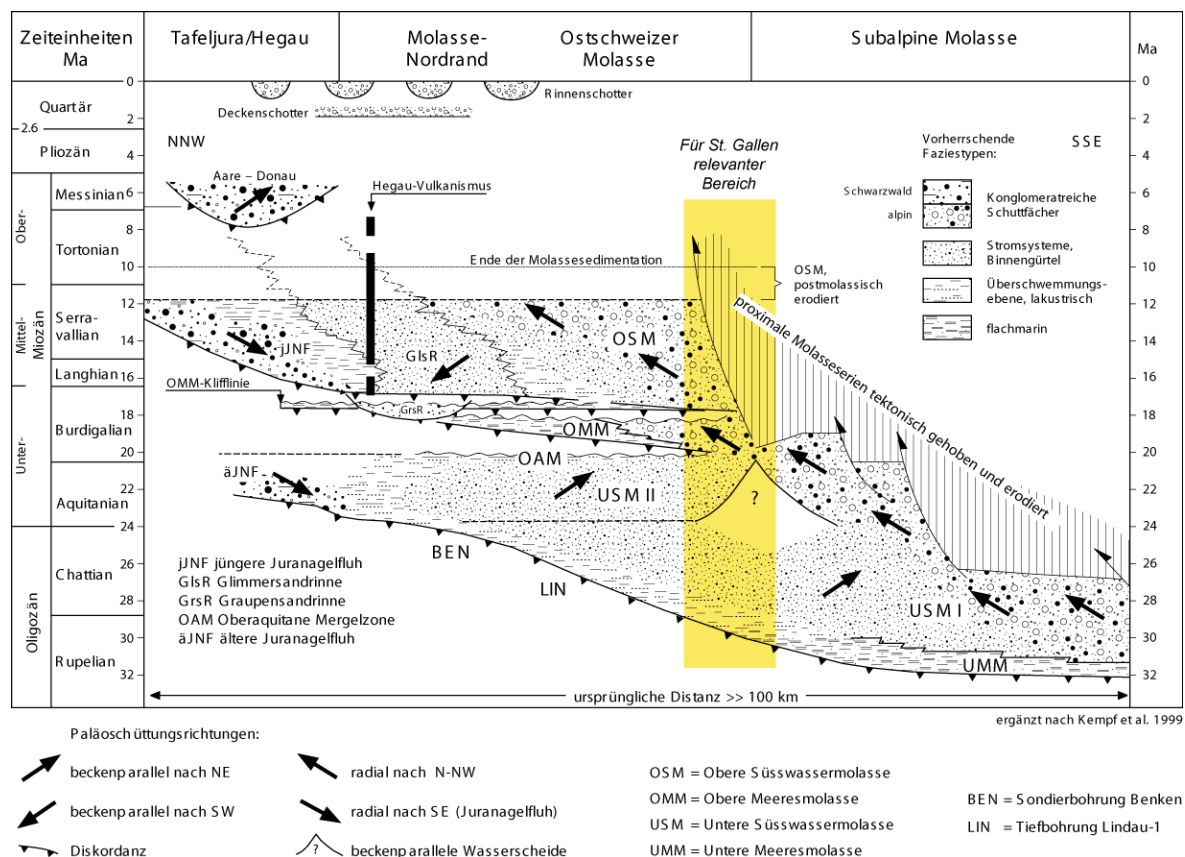


Fig. 7: Stratigraphische und räumliche Gliederung der Molasse im Querschnitt der Ostschweiz (aus Müller et al. 2002)

Untere Meeresmolasse UMM

Die UMM kommt in Form von steilgestellten Schuppen und Schollen am Südrand der subalpinen Molasse vor und ist in der Ostschweiz lediglich im Gebiet Schwende – Weissbad – Eggerstanden – Eichberg lückenhaft aufgeschlossen.

Die Gesteine der UMM bestehen aus Sandsteinen, Siltsteinen und Mergeln mit lokalen Konglomeratlagen, die in einem marinen bis littoral-brackischen, küstennahen Milieu abgelagert wurden (Diem, 1986). Die Obergrenze zur jüngeren USM wird mit dem Wechsel vom marin-brackischen zum limnisch-fluvioterrestrischen Milieu (= See- und Flussablagerungen) gezogen. Es wird angenommen, dass sich das UMM-Meer während des mittleren Oligozäns (Rupelian) von Süden her auf die kontinentale europäische Plattform ausbreitete (sog. Transgression). Die Untergrenze der UMM bildet also entweder die direkte, diskordante Auflagerung auf das mesozoische Deckgebirge der europäischen Plattform oder weiter im Süden der Übergang zu den offenmarinen Flyschseinheiten des Nordhelvetikums. Die weiteste Ausbreitung dieses Meeres lag ähnlich wie bei den helvetischen Kreide-Einheiten etwa im Bereich des heutigen Alpenrandes. Es wäre also möglich, dass in der Tiefbohrung St. Gallen noch eine geringmächtige UMM-Abfolge erfasst wird, wie das in der Bohrung Sulzberg auch der Fall war (im Gegensatz zur Bohrung Entlebuch, wo die USM direkt auf dem Malm liegt); von grösserer Bedeutung für die Geothermie dürften diese Schichten aber nicht sein.

In der Geothermie-Tiefenbohrung Weissbad wurden zwischen 19 m bis 1'176 m unter Terrain stark tektonisch beanspruchte Tonmergel, Silt- und untergeordnet Feinsandsteine mit Rupelian-Alter angetroffen (Bestimmung mit Schweremineralien), Dabei handelt es sich um schwer gliederbare, steilstehende Schuppen aus UMM, die keinerlei nutzbare Wasserführung zeigten.

Untere Süsswassermolasse USM

Die Untere Süsswassermolasse entspricht einer ersten, kräftigen Phase der tektonischen Absenkung im Vorland der entstehenden Alpen (spätes Oligo- bis frühes Miozän, ca. 32 bis 22 Mio Jahre). Dadurch konnte eine mächtige detritische Sedimentserie entstehen, welche ähnlich wie die OSM durch ausgedehnte Schuttfächer, Schwemmlandebenen mit temporären Seen und verzweigte Stromsysteme geprägt war. Die entsprechenden Ablagerungen sind v.a. als Sandsteine erhalten, die mit feinkörnigeren Silt- und Tonsteinen sowie mergelreichen Abschnitten abwechseln.

In der Ostschweiz sind die Gesteine der USM am Südrand der mittelländischen und v.a. in der angrenzenden subalpinen Molasse in zahlreichen Tobelsystemen gut aufgeschlossen (Appenzellerland – Toggenburg). Diese Abfolgen wurden auch in Dissertationen beschrieben (Frei, 1979; Habicht, 1945), moderne Bearbeitungen fehlen aber weitgehend. Detailliert bearbeitet wurden aber USM-Profile aus Tiefbohrungen der mittelländischen Molasse (Erdölindustrie, Nagra); dabei konnten auch grundlegende hydrogeologische Daten erhoben werden, welche für die Beurteilung der Eigenschaften im Hinblick auf die Erdwärmenutzung wichtig sind (Keller, 1992; Keller, 2000; Keller et al., 1990; Leu et al., 1999).

Die Gliederung der mittelländischen USM erfolgt anhand des Gehalts an Schwermineralien, durch welche die verschiedenen Schuttfächersysteme charakterisiert sind. Man unterscheidet zwei grosse Abteilungen, das ältere "Chattien" mit grauen Mergeln und Kalksandsteinen und das jüngere und wesentlich mächtigere "Aquitani", wo die sogenannten granitischen Sandsteine dominieren. Generell gilt wie für die OSM: Je weiter entfernt vom Alpenrand, desto feinkörniger werden die Ablagerungen.

Wie aus dem geologischen Profil (Fig. 3) ersichtlich, ist für eine Tiefbohrung im Raum St. Gallen mit einer 3 bis 4 km mächtigen USM-Abfolge zu rechnen. Die obere Hälfte besteht aus dem leicht schräggestellten jüngeren Teil der mittelländischen Molasse, welcher v.a. das "Aquitani" umfasst, im tieferen Teil wird der tektonisch gestörte, frontale Bereiche der subalpinen Molasse durchfahren, der wahrscheinlich überwiegend dem "Chatt" zuzuordnen sind.

Die USM-Schichtfolge im oberen Teil einer St. Galler Bohrung kann direkt aus den Oberflächen-Aufschlüssen im Gebiet Eggen – Teufen – Speicher zwischen Sitter und Goldach abgeleitet werden (Eugster et al., 1960). Zudem gibt es zahlreiche Erdsonden-Bohrungen in diesem Gebiet, welche teilweise gute Informationen über die Gesteinsabfolge und die wasserführenden Schichten ergaben. Die knapp 2 km mächtige Sequenz kann demnach etwa wie folgt gegliedert werden (von oben nach unten):

- 100 – 200 m "Oberaquitane Mergelzone", regional verbreitete Zone mit vorwiegend feinkörnigen Schichten, die aber gerade südlich von St. Gallen eher untypisch ausgebildet ist, indem sie hier von granitischen Sandsteinen und auch Konglomeratlagen durchsetzt ist.
- 1500 – 1800 m Granitische Molasse; Wechsel von Fein- bis Grobsandsteinen mit teilweise bunten, "Mergel"-dominierten Abschnitten (Silt- und Tonsteine, heute auch als Schlammsteine bezeichnet). Eine sinnvolle Unterteilung dieser mächtigen Sequenz gelingt nur mit Schwermineralien, was aber für die Gegend südlich St. Gallen nicht zur Verfügung steht (vergl. Hantke (2004) für Blatt St. Margrethen-Diepoldsau). Die vorwiegend massigen, gröberen Sandstein-Lagen sind typischerweise 3 bis 10 m mächtig und haben eine laterale Ausdehnung von wenigen 100 m bis wenigen Km; sie bilden lokale Kluftwasser-Aquifere, welche im Appenzellerland die Felswasser-Quellen speisen (weiteres siehe unter 3.1). Untergeordnet kommen auch Kalksandsteine vor, wie sie für das liegende Chattien typisch sind (Teufener Sandstein).

Die Grenze zwischen der hangenden Mittelländischen USM und der liegenden subalpinen Molasse bildet ein tektonischer Kontakt, der auch als Randunterschubung bezeichnet wird.

Über die USM-Schichtfolge im unteren Teil einer St. Galler Bohrung sind nur generelle Aussagen möglich. Es wird angenommen, dass es sich um ähnliche Gesteine handelt, wie sie das "Chattien" der subalpinen Molasse im Aufschluss zeigt. Weil diese Aufschlüsse nicht mehr direkt nach Norden unter St. Gallen hinein projiziert werden können, ist die ursprüngliche Distanz zwischen Aufschluss und hypothetischem Bohrprofil nicht bekannt; es könnte sich grob geschätzt um etwa 20 km handeln, was in der grossen Uniformität der USM-Lithologien der Ostschweizer Molasse keine grundlegenden Veränderungen erwarten lässt. Ein direkter Rückschluss vom subalpinen Chatt, wie es im Gebiet Bühler – Haslen bis nördlich Urnäsch

aufgeschlossen ist, scheint deshalb plausibel. Demnach wäre die untere USM unter St. Gallen geprägt von einer etwa ausgewogenen Wechsellagerung von Kalksandsteinen mit mergelreichen Abschnitten. Die harten und deshalb typischerweise geklüfteten Sandsteine, auch als Appenzeller Sandstein bezeichnet, sind als lokale, isolierte Grundwasserträger anzusehen.

Allenfalls von Interesse ist eine Konglomerat-Zone, welche im obersten Teil des subalpinen Chattien vorkommt und grössere hydrogeologische Bedeutung haben könnte.

Die Erdölbohrung Hünenberg im Kanton Zug hat im Oberen Chattien in 2400 m Tiefe ein salzhaltiges Porenwasser mit einer Gesamtmineralisation von 12.7 g/l erschlossen, das als fossiles OMM-Wasser interpretiert wird und sich wegen seiner chemischen Eigenschaften nicht für eine Thermalwasser-Nutzung eignet (Felber, 2007).

Die vermutete tektonische Beanspruchung der subalpinen USM im Untergrund von St. Gallen bewirkte eine zusätzliche Zerklüftung von harten (kompetenten) Gesteinen, was erhöhte Wasserwegsamkeiten bewirken kann. Andererseits können Störungszonen in Gesteinen mit tonreichen Abschnitten (Molassemergel) auch als hydrogeologische Barrieren wirken.

Neben der möglichen Wasserführung ist in geklüfteten und porösen Partien der USM immer auch mit Erdgas zu rechnen.

Obere Meeresmolasse OMM

Im Burdigalien kam es zu einer regionalen Überflutung des Trogas am Nordrand der Alpen; ein untiefes Meer mit mächtigen Gezeitenströmungen transgredierte von Westen und Osten her ins Molassebecken. Die OMM wurde früher in eine untere Abteilung, das Burdigalien, und eine obere Abteilung, das "Helvetien", gegliedert; heute werden diese Abteilungen als Luzerner resp. St. Galler Formation bezeichnet (Keller, 1989) und verkörpern zusammen den Zeitabschnitt des Burdigalien.

Im Gebiet von St. Gallen ist die OMM besonders gut aufgeschlossen. Das durchgehende Profil, welches entlang der Sitter aufgenommen werden kann, sowie die Abhänge im Süden der Stadt zeigen mächtige Nagelfluhkörper; im Osten (Goldach-Profil) dominieren aber marine Sandsteine und feinkörnige Schichten.

Die **Luzerner Formation** ("Burdigalien", untere Abteilung) besitzt gerade in der Region St. Gallen eine wechselhafte Zusammensetzung:

Im Bereich der Schuttfächer setzt die OMM überall mit einer Nagelfluhschüttung ein. Über diesem Basiskonglomerat folgt eine sandsteinreiche Zone, die durch marine Sandsteine (Plattensandsteine) und die sog. Seelaffe, einem Muschelsandstein, geprägt ist; bis zu über 100 m mächtige Sandsteinabfolgen sind charakteristisch für das Gebiet im Osten (Goldach bis Rheintal). Nach Westen wird die Luzerner Formation aber zunehmend von Konglomeraten dominiert (Sitter-Kubel bis Herisau).

Die **St. Galler Formation** ("Helvetien", obere Abteilung), besteht aus drei Sedimentationszyklen, die jeweils mit einer Nagelfluhschüttung beginnen:

Die unterste Schüttung, die Freudenbergnagelfluh reicht von St. Gallen bis zum fossil- und geröllführenden Riff von Speck bei Staad. In den unterliegenden Plattensandsteinen ist häufig artesisch gespanntes Kluftwasser anzutreffen. Diese Schichten fallen mit ca. 25° nach NNW ein und sind nördlich und unter der Stadt St. Gallen erbohrt worden. Der mittlere Horizont, die Dreilindennagelfluh entspricht der Basis des zweiten Sedimentationszyklus und in Deutschland dem Baltringerhorizont. Das Dach der St. Galler Formation bildet die obere Grenznagelfluh.

Zur Zeit der OMM erfolgte wie während der USM-Zeit eine differenzielle, von NW nach SE generell zunehmende Absenkung des Molassebeckens die am Ostschweizer Alpenrand etwa 500 m betrug; entsprechend mächtig ist diese Formation der Molasse im Raum St. Gallen.

Detaillierte Beschreibungen der OMM der Ostschweiz und besonders im Raum St. Gallen findet man in Büchi (1955) und Keller (1989).

Die Bedeutung der OMM für eine geothermische Nutzung sowie ihr vielfältiger Charakter als Kluft- und Porenwasser-Aquifer wird in Abschnitt 3.1 angesprochen.

Obere Süsswassermolasse OSM

Die Obere Süsswassermolasse entspricht dem mittleren Miozän und umfasst den etwa 5 Mio Jahre dauernden Zeitabschnitt des Langhien und des Serravallien,

Die Schichten der OSM lassen sich als Ablagerungen eines fluvioterrestrischen Milieus (Fazies) d.h. einer von Flüssen und Überschwemmungsebenen dominierten Landschaft beschreiben. Sie bestehen aus mehr oder weniger karbonatreichen Schlammsteinen (Siltsteine und Mergel), feinen bis groben, teilweise karbonatreichen Sandsteinen und bis zu mehrere Meter mächtigen Konglomeratbänken (Nagelfluh). Obwohl die Nagelfluhbänke in der Landschaft markant in Erscheinung treten, besteht die OSM gerade auf Stadtgebiet vorwiegend aus feinkörnigen Gesteinen. Generell gilt, dass der Korndurchmesser ausgehend vom zentralen Schuttfächer im Hörnligebiet radial stetig abnimmt, wobei nicht nur lateral sondern auch vertikal innerhalb der gesamten OSM-Sequenz grössere Unterschiede bestehen. Dies führte zur heute noch gebräuchlichen lithostratigrafischen Gliederung der OSM im Ablagerungsraum des Hörnli-Schuttfächers (von unten nach oben):

- generell feinkörnige Basiszone
- **"Appenzeller Granit"**, Degersheimer oder Abtwiler Kalknagelfluh (Kalk-Dolomit-Nagelfluh und Brekzien), Leithorizont als Ablagerung eines katastrophalen Überschwemmungsereignisses.
- **Mittlerer Komplex** Wechsellagerung von Konglomeraten, Sandsteinen und feinkörnigen Lagen
- **Öhninger Schichten**, vorwiegend feinkörnige, mergelreiche Schichten, einzelne Kohleflözchen, Malmkalk-Blockhorizont an der Basis
- **Konglomeratstufe**, gebietsweise sehr mächtige Konglomeratlagen, teilweise auch feinkörnig, regional stark unterschiedliche Lithologien
- **Hörnli-Schichten** nur am Hörnli und am Tannenbergr

Diese Gliederung des Hörnli-Schuttfächers lässt sich bereits im östlichen Stadtgebiet und dann weiter im Osten nicht mehr durchführen (Bodensee-Schüttung, keine Nagelfluhen, Sandstein-dominiert). Für die geothermische Nutzung der geplanten St. Galler Tiefbohrung ist die OSM nicht von Bedeutung.

2.2.4 Quartär

Im Gebiet von St. Gallen sind Moränenablagerungen der letzten Eiszeit (Kaltzeit) sowie die Schwemmlagerungen der Abschmelzphasen weit verbreitet. Durch fluviatile und glaziale Erosion entstand das heutige Relief; zudem wurden tiefe Rinnen in die Molasse erodiert, welche weit unter die heutigen Talniveaus reichen aber in der Folge mit quartären Lockergesteinen wieder aufgefüllt wurden. Die ausgedehnten Schotterfluren aus Kies und Sand lagerten sich hauptsächlich in den breiteren Bach- und Flusstälern ab; sie sind hauptsächlich als junge Bildungen zu betrachten und Träger der heutigen Grundwasservorkommen.

Die regionalen Quartärablagerungen sind für das Projekt einer Geothermiebohrung nur von beschränkter Bedeutung. Direkt relevant sind eigentlich nur die lokalen Verhältnisse am vorgesehenen Bohrstandort. Indirekt kann die Quartärbedeckung des Felsuntergrundes allerdings wichtig werden, z.B. bei der Vorbereitung von geophysikalischen Messungen.

2.3 Erdbeben und neotektonischen Differenzialspannungen

Seit den Ereignissen von Basel sind seismische Ereignisse ein vorrangiges Thema bei Tiefengeothermie-Projekten. Kleine Erdbeben mit unbedeutenden Magnituden bis etwa 3 kommen überall in der Erdkruste vor und sind Ausdruck der in kleinem Ausmass stets vorhandenen differentiellen Restspannungen. Falls aktive tektonische Spannungen vorhanden sind, wie dies im Umfeld eines Gebirges oder an aktiven Bruchzonen (z.B. Oberrheingraben bei Basel) zu erwarten ist, so treten zumindest langfristig immer auch wesentlich

grössere Erdbeben auf. Durch massive Eingriffe mit EGS-Systemen können in diesen Gebieten relativ leicht Erdbeben ausgelöst werden, wobei sicherlich diese aktive Spannungen teilweise abgebaut werden.

Nun liegt St. Gallen nahe an den Alpen, einem Gebiet das in der jüngeren Erdgeschichte tektonisch nachhaltig umgestaltet und deformiert wurde. Obwohl anzunehmen ist, dass die aktive Phase des alpinen Zusammenschubs beendet ist, existieren am Alpennordrand doch noch anhaltende Differenzialspannungen und damit verbunden eine entsprechende seismische Aktivität. Dies sind natürliche Prozesse, die gänzlich ohne menschliche Eingriffe ablaufen, wie z.B. das Anfang 2009 bei Buchs registrierte Erdbeben gezeigt hat. Gemäss Erdbebenkarte der Schweiz liegt St. Gallen in einer nur wenig betroffenen Zone (Fig. 8), die aber im Laufe der Beobachtungsperiode immerhin nicht ganz ruhig war.

So wurde anhand von Messungen in Tiefbohrungen am Alpenrand festgestellt, dass im Bereich des Molassekeils an der Alpenfront noch erhebliche horizontale Spannungen herrschen, die als Ausdruck eines anhaltenden tektonischen Stresses interpretiert wird. Dieser nimmt in Richtung Alpenvorland rasch ab, dürfte aber bei St. Gallen noch eine gewisse Bedeutung haben (Müller et al., 1988). Man muss also damit rechnen, dass die Tiefbohrung St. Gallen besonders in der tieferen Molasse auf Scherspannungen trifft, die sich auf den Bohrvorgang und dann das Bohrloch auswirken können. Wie die Untersuchungen von Müller et al. (1988) aber zeigten, nehmen diese Differenzialspannungen im Liegenden Autochthon wieder ab. Sie sind also für den Bereich der mesozoischen Aquifere nicht mehr massgebend.

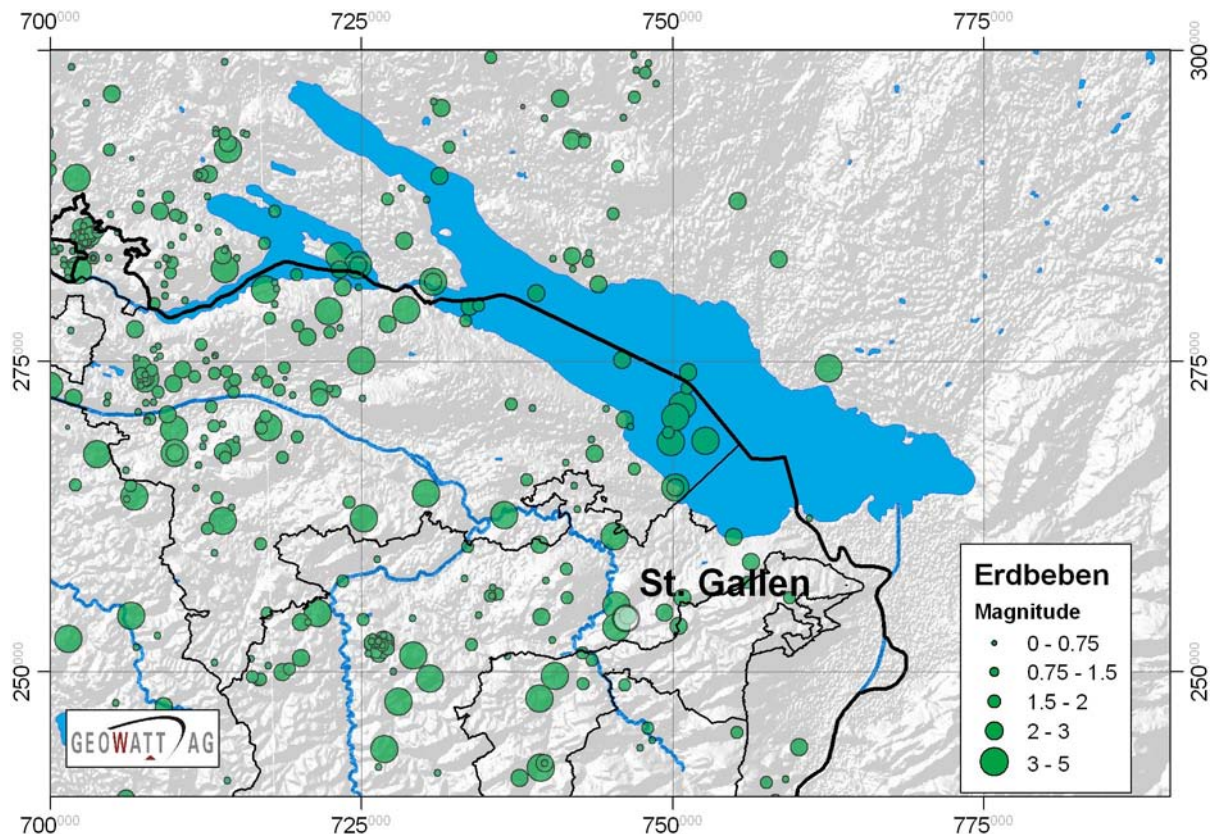


Fig. 8: Epizentrum und Moment-Magnitude aller aufgezeichneter Erdbeben im Zeitraum von 1900-2000 (Quelle: SED, Schweizerischer Erdbebendienst).

3 POTENZIELLE AQUIFERE UND HYDROGEOLOGISCHE BEWERTUNG

Für eine Beurteilung der geothermischen Nutzungsmöglichkeiten sind die hydrogeologischen Eigenschaften einer Gesteinsschicht (Aquifertyp, Permeabilität, Mächtigkeit) und ihre Tiefenlage von zentraler Bedeutung. Geothermisch relevante Bereiche zeichnen sich durch eine erhöhte Wasserwegsamkeit aus. Im Bereich des Nordostschweizer Molassebeckens sind das die folgenden Horizonte bzw. Zonen (siehe Tab. 1 und Fig. 9):

- Molasse
- Oberer Malm
- Oberer Muschelkalk
- Top Kristallin (möglicherweise verwittert)
- Störungszonen (bearbeitet im 3D Modell)

Die nachfolgende Tabelle fasst die wichtigsten Daten der potenziellen, für eine geothermische Nutzung in Frage kommenden Gesteinsformationen im Raum St. Gallen zusammen.

Tab. 1: Potenzielle wasserführende Schichten, welche sich für eine geothermische Nutzung im Geothermieprojekt St. Gallen eignen (Alter und Schichtabfolge siehe Fig. 4 und Fig. 5).

Stratigrafische Einheit	Nutzbare Lithologien	Tiefenlage unter Terrain*	Relevante Schicht-Mächtigkeiten	Aquifertyp	Abgeschätzte Permeabilität
Obere Meeresmolasse	Ausgedehnte Sandsteinabfolgen und mächtige Konglomeratkörper	0 – 1100 m	ca. 1 m – 100 m	Mächtige Kluftwasser – Aquifere, untergeordnet Porenwasser	Teils gute Durchlässigkeiten in geklüfteten Nagelfluhkörpern und Sandsteinen
Untere Süsswasser-molasse	Geklüftete Rinnensandsteine, einzelne Konglomeratlagen	0 – 5000 m	ca. 1 m – 50 m	Kluft- und Porenwasser – Aquifere in Rinnensandsteinen	Allgemein geringe Permeabilität, Kluftwasser-Aquifere mit beschränkter Ausdehnung
Malmkalk, helvet. Fazies (Typ Quintnerkalk)	Vorwiegend Kalkstein	Top: 4.0 – 5.0 km	1 m – >100 m (Störungszonen)	Kuft- und Karstgrundwasser-Aquifer	Stark variierend, je nach Verkarstung / Klüftung.
Oberer Muschelkalk	Dolomit	Top: 4.7 – 5.7 km	< 50 m	Teilweise verkarsteter Kluftgrundwasser-Aquifer	Stark variierend, je nach Verkarstung / Klüftung.
Kristallines Grundgebirge	Gneis / Granit Permokarbon?	Top: 4.8 – 5.8 km	1 m – >100 m (Störungszonen)	Kluftgrundwasser-Aquifer, untergeordnet Porenwasser	Vermutete Wasserführung im obersten verwitterten Bereich. Möglicherweise tiefreichende Störungszonen.

* bezogen auf das gesamte Stadtgebiet

Die beste Aussicht im Untergrund von St. Gallen in geeigneter, d.h. grösserer Tiefe wasserführende, resp. ausreichend wasserdurchlässige Schichten zu finden, besteht in den mesozoischen Formationen unter der Molasse. Die höchsten Durchlässigkeiten sind im Oberen Jura (Malmkalke) sowie im Muschelkalk (Oberer Muschelkalk und Dolomit der Anhydrit-Gruppe) zu erwarten. Sowohl in der Nordostschweiz wie auch im angrenzenden südwestdeutschen Molassebecken handelt sich bei diesen Formationen um regional ausgedehnte Karst- und Kluftwasserleiter (Bertleff et al., 2005; GEOWATT AG, 2007; Signorelli und Kohl, 2006); es darf angenommen werden, dass diese Schichten in ähnlicher Ausbildung auch im Raum St. Gallen vorhanden sind (siehe auch Kapitel 2). Die Ergiebigkeit einer Bohrung in diesen Schichten hängt aber wesentlich davon ab, in welchem Masse offene Klüfte oder Karsthohlräume vorhanden sind und ob diese angebohrt werden (Fündigkeitsrisiko).

Stratigraphie		Lithologie		Hydrologie
TERTIÄR	QUARTÄR	OSM	Schotter, zum Teil verkittet	Unterschiedliche Durchlässigkeit, z.T. mit nutzbaren Grundwasservorkommen
	Molasse	OMM USM	Mergel, Silt- und Sandsteine, z.T. schlecht zementiert, Rinnensandsteine, Kalklagen	Generell geringe Durchlässigkeit in OSM und USM, lokal wasserführende Sandsteinlagen und -rinnen nachgewiesen. OMM als regionaler Aquifer
JURA	Malm	Felsenkalk-Fm.	Paläokarst, z.T. mit Bolustön erfüllt	Teilweise Karstaquifer
		Schwarzbach-Fm.	Oben: Gebankte bis massige Kalke; Unten: Gebankte bis plattige Kalke, mit Kalkmergel-Zwischenlagen	Regionaler Kluftwasser-Aquifer mit lokal wenig durchlässigen Zwischenlagen
		Villigen-Fm.	Kalke und Kalkmergel	Allgemein geringe Durchlässigkeit, lokal wasserführende Kalklagen möglich
		Wildeggen-Fm.	Kalk- & Tonmergel, Tonsteine, sandig, dünnbankig bis faserig geschichtet, lokal Kalkbänke	Generell geringe Durchlässigkeit, lokal Wasserführung möglich
	Dogger	"Oberer Dogger"	Dünn geschichtete siltige Tonsteine mit Tonmergellagen	Geringe bis sehr geringe Durchlässigkeit
		= Klingnau-Fm.		
		= Passwang-Fm.		
		Opalinuston		
	Lias	Arietenkalk	Kalk- bis Tonmergel, sandreiche Lagen, Kalk- und Dolomitlagen, z.T. mit Gips	Allgemein geringe Durchlässigkeit, lokal wasserführende Kalk- und Sandsteinlagen
		„Sandsteinkeuper“	Abfolge von Tonen, Tonmergeln, Anhydrit und Gips, teilweise knollig, unten massig	Allgemein sehr geringe Durchlässigkeit
		Gipskeuper		
TRIAS	Muschelkalk	Trigonodus-Dolomit	Dolomite, Kalke und Kalkmergel, z.T. gebankt	Regionaler Kluftaquifer, im oberen Teil auch kavernös verkarstet
		Hauptmuschelkalk	Tonmergel, Gips und Anhydrit	Sehr geringe Durchlässigkeit
		Dolomit der Anhydrit-Gruppe		
	Anhydrit-Gruppe			
	Wellengebirge	Tonmergel, Dolomit, an der Basis Sandsteine	An der Basis Kluft- und Porenwasser-Aquifer	
KRISTALLIN / PERMOKARBON		Granit / Gneis resp. feine bis grobe detritische Gesteine	Unterschiedliche Durchlässigkeiten auf Klüften und Störungszonen	

Fig. 9: Schematische Übersicht über die Sedimente der Nordschweiz und deren hydrogeologische Eigenschaften, bearbeitet am Beispiel der Nagra-Bohrung Benken

Eine Bohrung in den mesozoischen Untergrund, welcher unter St. Gallen in einer Tiefe von über 4 km zu erwarten ist, muss zuerst die darüber liegenden Gesteine der Molasse durchhörtern. Diese Formationen befinden sich – abgesehen von der basalen USM – in Tiefen, welche sich für eine geothermische Nutzung nicht oder nur bedingt eignen. Allenfalls vorhandene Aquifere könnten jedoch als Alternative zum Mesozoikum für die Wärmenutzung erschlossen werden, weshalb auch diese Einheiten im Hinblick auf ihr geothermisches Potenzial kurz beschrieben werden.

3.1 Molasse

Allgemein

Wie in Kapitel II kurz beschrieben, bestehen die Molasseformationen im Raum St.Gallen teilweise aus mächtigen Nagelfluhkörpern, welche sich kilometerweit ausdehnen können. Dies betrifft die OSM, welche im Westen (Hörnli-Schuttflächen) viel Nagelfluh enthält (ausserhalb Stadtgebiet), besonders aber die OMM, die gerade im westlichen und zentralen Stadtgebiet durch sehr mächtige Konglomeratabfolgen geprägt ist.

Daneben, insgesamt aber weit überwiegend, bestehen die Molasseformationen aus Meter- bis wenige Dekameter-mächtigen, vorwiegend fein- bis mittelkörnigen Sandsteinlagen und Siltsteine sowie auch Mergel- und Tonstein-reichen Abschnitten; die feinkörnigen Gesteine sind vor allem in der USM dominierend.

Die meist kleinräumig wechselhaften Abfolgen sind besonders in der subalpinen Molasse entsprechend der alpinen Überprägung stark zerklüftet; dies bewirkt, dass die Nagelfluh- und Sandsteinlagen meistens als Kluftwasser-Aquifere in Erscheinung treten, während die feinkörnigen Siltstein- und Mergelschichten eher wasserstauende Bereiche darstellen. Deshalb ist in den Molasseformationen ganz generell mit einer wechselhaften Folge von wasserführenden und wasserstauenden Schichten zu rechnen.

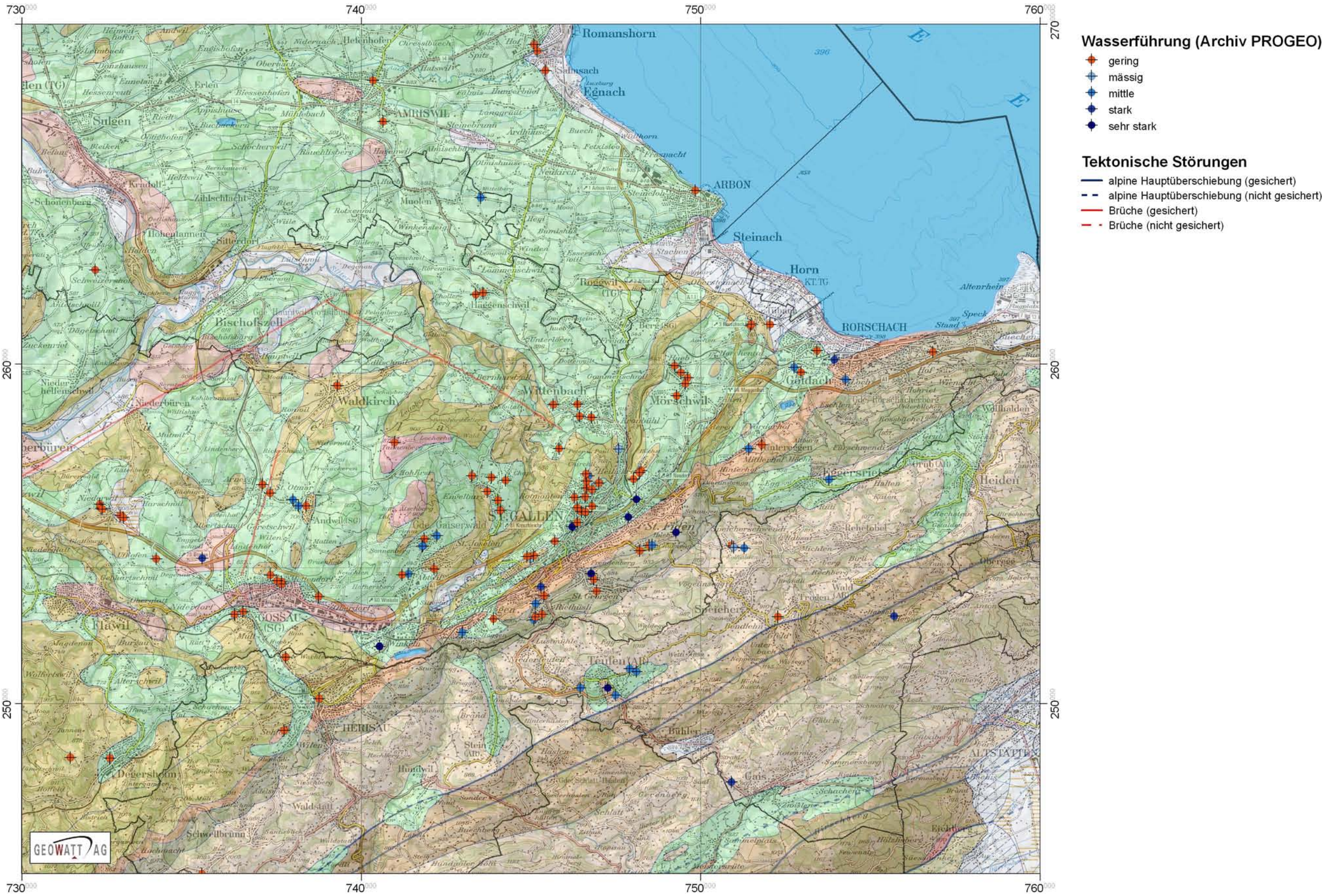
Wie die Erfahrungen mit zahlreichen Erdsondenbohrungen sowie weitergehende Untersuchungen über die räumliche Ausdehnung der einzelnen Gesteinskörper zeigen, sind die wasserführenden Schichten oft als isolierte hydraulische Systeme zu betrachten. Eine ausreichend grosse Ausdehnung von solchen Aquiferkörpern, welche auch für eine nachhaltige geothermische Nutzung interessant sein können, ist nach heutigen Kenntnissen nur in der OMM zu erwarten. In der OSM, welche sowieso oberflächennah und deshalb nicht von Bedeutung ist, sowie der mächtigen USM sind wahrscheinlich keine grossräumigen Aquifersysteme mit genügend grossen Fliessraten resp. Durchlässigkeiten vorhanden.

Mehrere Erdwärmesondenbohrungen wurden im Hinblick auf die hydrogeologischen Eigenschaften der Molasse ausgewertet. Die Daten beziehen sich jedoch auf oberflächennahe Schichten bis etwa 400 m Tiefe und können nur als Hinweise auf mögliche grossräumige Fliessysteme interpretiert werden. Fig. 10 zeigt die Lage der ausgewerteten wasserführenden Bohrungen und ihre Beziehung zur Oberflächengeologie. Die angegebene Wasserführung bezieht sich auf Schätzungen des Bohrmeisters oder des bearbeitenden Geologen während des Bohrvorgangs; längerfristige Beobachtungen aus Pumpversuchen sind nicht verfügbar.

Die Mehrzahl der Bohrungen mit Wasserführung liegt im Bereich der anstehenden OMM und in Bereichen die nur eine geringe Überdeckung durch die OSM aufweisen. Dieses Muster lässt sich grossräumig verfolgen. Die anderen zeigen kein einheitliches Muster sondern sind stark lokal geprägt (Bsp. Teufen AR).

Keller (1992, 2000) hat anhand umfangreicher Daten ein regionales hydrogeologisches Modell der Molasse vorgeschlagen, das neben den primären Gesteinseigenschaften auch die langfristigen Veränderungen aufgrund der geologischen Geschichte berücksichtigt (Diagene & Tektonik). Im Hinblick auf die Aquifereigenschaften der potenziell wasserführenden Schichten (Nagelfluhen und Sandsteine) wird eine Kombination von primärer Porosität und sekundärer Klüftigkeit (Fissuration) als relevant erachtet. St. Gallen liegt dabei in der Zone III, wo die primäre Porosität wegen hohem diagenetischem Reifegrad nur noch eine untergeordnete Rolle spielt, die sekundäre Kluft-Wegsamkeit wegen bereits deutlicher tektonischer Überprägung an der Alpenfront aber von erstrangiger Bedeutung ist.

Im Folgenden werden die zwei Molasseformationen OMM und USM näher beschrieben, welche für eine Thermalwassernutzung in Frage kommen.



Obere Meeresmolasse

Detaillierte Angaben über die lithologische Zusammensetzung der OMM zwischen Urnäsch-Sitter und Goldach findet man in Büchi (1955). Die geologische Karte zeigt, dass ein grosser Teil des Gemeindegebietes der Stadt St. Gallen direkt über OMM liegt; die Schichten fallen mit maximal etwa 30 Grad nach NW ein und liegen deshalb ganz im Norden in maximal etwa 1100 m Tiefe, d.h. können dort eine maximale Temperatur von bis gegen 50°C erreichen (vgl. Fig. 24). Insbesondere die gut zementierten Plattensandsteine & Seelaffen, aber auch die Nagelfluhkörper der Oberen Meeresmolasse bilden typische Kluftwasser-Aquifere.

Die wasserführenden Schichten der OMM wurden bis in Tiefen von etwa 400 m durch mehrere Erdsondenbohrungen erfasst, wobei meist eine unvermittelte hydraulische Beziehung zur Oberfläche nachgewiesen werden konnte. Diese direkte Beziehung zwischen Oberfläche und Schichtwasser in der OMM wird sich auch weiter nach NW unter die mittelländische Molasse fortsetzen; die entsprechenden Fliessraten dürften jedoch stetig kleiner werden.

Insgesamt ist die Durchlässigkeit der OMM gegenüber den hangenden und liegenden Formationen zwar stark erhöht, weshalb sie in grösserer Tiefe als potenziell nutzbarer Aquifer zu betrachten ist. Die lithologische Abfolge und damit auch die Aquifer-Eigenschaften können sich aber von West nach Ost rasch und markant ändern, was genauere Prognosen ohne lokale Kenntnisse sehr unsicher macht. Zu beachten bleibt auch, dass die wasserführenden Schichten der OMM von St. Gallen direkt und auf kurze Distanz mit den Infiltrationszonen an der Oberfläche in Beziehung stehen.

Eine 1984 bei Goldach ausgeführte Geothermiebohrung hat die OMM zwischen 368 bis 523 m Tiefe erfasst, konnte aber in diesem oberen Niveau der OMM keinen ausreichenden Wasserfluss nachweisen. In weiter vom Alpenrand entfernten Bereichen des Molassebeckens (Zürich - Winterthur; Kreuzlingen – Konstanz) wurde das Formationswasser der OMM durch mehrere Bohrungen erschlossen und wird teilweise heute noch genutzt; dort sind die wasserführenden Sandsteine aber zumindest teilweise als Porenwasser-Aquifere zu betrachten, eine Eigenschaft, welche in Richtung Alpenrand wegen zunehmender Zementation stetig abnimmt und im Raum St. Gallen nicht mehr relevant sein dürfte (vgl. Keller 1992)

Untere Süsswassermolasse

Die Sandsteine der Unteren Süsswassermolasse haben als fluviatile Rinnenfüllungen und Überschwemmungssedimente nur eine beschränkte laterale Ausdehnung. Sie bilden zahlreiche lokale Kluft-Grundwasserträger (Quellhorizonte), die aber nicht oder nur unvollständig lateral miteinander verbunden sind und deshalb nur in Ausnahmen auch ergiebige, langfristig nutzbare Grundwässer enthalten. Initial gute Fliessraten gehen in der Regel rasch auf unbedeutende Werte zurück. Diese Zusammenhänge wurden anhand von aufwändigen Untersuchungen der mittelländischen USM und in Testbohrungen ermittelt (Keller, 1989) und konnten in zahlreichen EWS-Bohrungen in verschiedenen USM-Niveaus der benachbarten subalpinen Molasse des Appenzellerlandes ebenfalls nachgewiesen werden; sie dürften generell auch für die USM-Abfolge unter St. Gallen gültig sein.

In einigen Tiefbohrungen im Süddeutschen und Nordschweizer Molassebecken wurden wiederholt spontane (totale) Spülungsverluste in der USM festgestellt, die insbesondere auf geklüftete Sandsteine oder tektonisch überprägte Zonen zurückgeführt werden können. Auch unvollständig zementierte Sandsteinlagen können eine erhöhte Durchlässigkeit aufweisen. Dabei ist wiederum zu beachten, dass St. Gallen am Alpenrand liegt und deshalb gerade mit zunehmender Tiefe in der Bohrung mit immer kleinerer Primärporosität zu rechnen ist. Im Bereich von Störungszonen und darin zirkulierender Tiefenwässer sind allerdings in beschränktem Ausmass auch sekundäre Porositäten möglich.

Abgesehen von diesen diskreten Aquiferzonen in geklüfteten Sandsteinen und im Zusammenhang mit tektonisch gestörten Bereichen besitzt die USM generell nur eine geringe Durchlässigkeit. Eine qualitative Auswertung zahlreicher EWS-Bohrungen aus der benachbarten subalpinen USM des zentralen Appenzellerlandes zeigt dennoch, dass etwa ein Viertel aller Bohrstrecken als potentiell wasserführende Kluftaquifere in Frage kommen. Es ist möglich, dass im Bereich der Dreieckzone resp. der frontalen

subalpinen Molasse mächtigere, tektonisch stark gestörte Schichtpakete durchbohrt werden müssen, die eine entsprechend intensive Klüftung aufweisen könnten; solche Zonen wären eventuell auch interessant für eine Thermalwasser-Nutzung.

3.2 Malmkalke

Aufgrund von Oberflächenaufschlüssen im Schweizer Tafeljura (Randen), der Schwäbischen Alb in Deutschland und entlang des Alpennordrandes sowie von Befunden aus Tiefbohrungen in der Schweiz und im süddeutschen Raum lassen sich die Gesteine des Malm in zwei verschiedene Ablagerungsbereiche (=Faziestypen) einteilen (siehe Fig. 5):

- die schwäbische Fazies im Norden
- die helvetische Fazies im Süden.

In der Nordostschweiz und dem angrenzenden süddeutschen Gebiet östlich des Bodensees sind die Malmkalk-Formationen in der schwäbischen Fazies ausgebildet. Die Gesteinsabfolge ist charakterisiert durch das Vorkommen von gebankten Kalken und Dolomiten (geschichtete Fazies, Felsenkalke und Bankkalke) sowie Bereichen mit massigen Kalken, z. T. Riffkalken (Schwammkalkfazies, Massenkalk). Die nutzbare Grundwasserführung ist in der Regel an eine intensive Verkarstung (oberste Dekameter) sowie an geklüftete Zonen gebunden. Für die Nutzung interessant sind in erster Linie die Massenkalken mit dolomitisierten und grobkörnig rekristallisierten Bereichen (sog. Lochfels) sowie die gebankten Kalksteine im oberflächennahen Bereich. Auch Grossklüfte und tektonische Störungen sind als wasserführende Zonen zu betrachten.

In der südlich anschliessenden helvetischen Fazies sind dagegen dunkle, feinkörnige, teilweise bituminöse Kalke mit Mikrofossilien vom Typ Quinterkalk vorherrschend. Diese Gesteine weisen eine relativ geringe primäre Porosität auf. In den nördlichsten Abfolgen des Helvetikums im Glarnerland (Limmernboden) bzw. bei Vättis (Kanton SG) ist der oberste Malm auch als korallenführender, massiger Gesteinstyp (sog. Troskalk) ausgebildet, der eine gute primäre Porosität aufweisen könnte.

Aufgrund einer Auswertung aller verfügbaren Tiefbohrungen im Hinblick auf die Nutzung der tiefen Geothermie in Süddeutschland ist anzunehmen, dass der Oberjura südlich einer ungefähr WSW-ENE-verlaufenden Linie (nördlich Friedrichshafen–Ravensburg–Leutkirch im Allgäu) zum helvetischen Faziesbereich gehört (siehe Bertleff et al. 2005). So waren die Malmkalke in den Erdöl-Tiefbohrungen Tettnang, Opfenbach und Sulzberg, welche südlich dieser Linie liegen (siehe Fig. 11) zwar geklüftet, es traten aber keine Spülungsverluste auf. Dass die Intensität der Wasserzirkulation im Malm in Richtung Alpenfront deutlich abnimmt, zeigen auch die in dieser Richtung stark zunehmenden Salzgehalte der angetroffenen Formationswässer.

In der Erdgasbohrung Entlebuch liegen die Malmkalke auch in der helvetischen Fazies vor, jedoch wurden dort grobkörnige Varietäten festgestellt und die Schichten waren gasführend; zudem gingen hier während des Bohrens insgesamt 1365 m³ Spülung verloren (Vollmayr und Wendt, 1987). In den Erdgasbohrungen Linden und Thun im Kanton Bern waren in den Schichten des Malm grössere Mengen von Gas bzw. Wasser zu verzeichnen.

Die Beschaffenheit der Malm-Gesteinsabfolge im Gebiet von St. Gallen ist im Detail jedoch nicht bekannt. Möglicherweise treten im obersten Malm auch Korallenkalke auf (Typ Troskalk), wo eine gute Primärporosität erartet werden kann. Zudem sind durch Brüche übergeprägte und evtl. durch Karsterscheinungen ausgeweitete Zonen als erfolgversprechende Zielgebiete anzusehen.

In Tab. 2 sind die für eine Prognose relevanten Eckdaten aus Tiefbohrungen zusammengestellt.

Tab. 2: Der Malm in für St. Gallen relevanten Tiefbohrungen (vgl. Fig. 11)

Bohrung	Erbohrte Tiefe	Tiefe unter Terrain / Mächtigkeit	Ausprägung	Datenquelle
Erdgasbohrung Entlebuch 1, Finsterwald	5282 m ab Kote 1080 m	3262 – 3707 m = 446 m (+ ca. 100 m erosiv gekappt)	Mikritischer Kalk, Zuoberst Verkarstet (Spülungsverluste) mit Boluston.	(Vollmayr und Wendt, 1987)
Opfenbach 1 (Bayern)	4510 m ab Kote 642 m	3659 m bis 4237 m = 578 m (Temp. ca. 140 °C)	Malmkalk, helvetische Fazies; keine Spülverluste, Salzwasser führend.	(Bertleff et al., 2005; Lemcke und Wagner, 1961; Schneider, 1962)
Tettngang 1 (Baden- Württemberg)	3253 m ab Kote 468 m	2619 m bis 3068 m = 449 m (Temp. ca. 100 °C)	Malmkalk, untergeordnet Mergel (helvetische Fazies); keine Spülverluste, Salzwasserführend.	(Bertleff et al., 2005; Schneider, 1962; Zaugg et al., 2008)
Lindau-1	2377 m ab Kote 516 m	1666 bis 1965 m = 299 m	Schwäbische Fazies mit Massenkalk	(Büchi et al., 1965)
Kreuzlingen 1 1962	2550 m ab Kote 538 m	1749 bis 2111 m = 362 m (+ ca. 62 m Schichtausfall durch tektonische Störung.)	Schwäbische Fazies! Oberer Malm: Kalkstein, zuunterst mit Kalkmergeln. Unterer Malm: mergeliger Kalk (mit tektonisch Schichtausfall)	(Büchi et al., 1965; Geoform, 1965)
Geothermie- bohrung Ravensburg	2100 m ab Kote 508 m	1670 – 2100 m = 430 m (+ ca. 50 m)	Helvetische Fazies (Quintnerkalk, Mergelband)	(Bertleff et al., 1988)

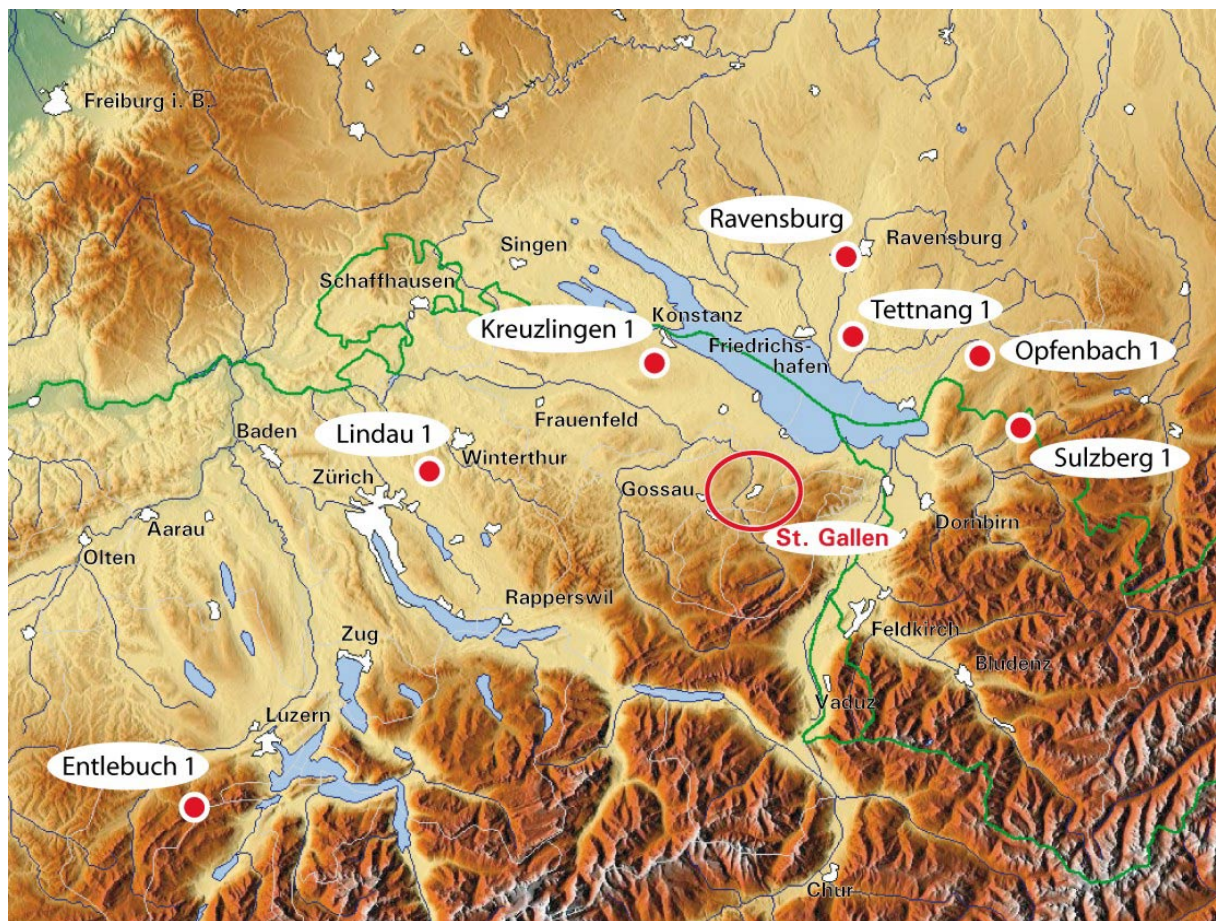


Fig. 11: Lage der ausgewerteten Tiefbohrungen (rote Punkte).

3.3 Oberer Muschelkalk

Die Kalkstein- und Dolomitserie des Oberen Muschelkalks inklusive die liegenden Dolomite des mittleren Muschelkalks sind in der ganzen Nordschweiz und dem angrenzenden Süddeutschland als regionaler Aquifer zu betrachten. Dabei spielt der typischerweise poröse, oft zuckerkörnige *Trigonodus*-Dolomit eine hervorragende Rolle; dieser oberste Abschnitt kommt in süddeutschen Erdölbohrungen auch als Speichergestein vor und dominiert vor allen nach Osten und Süden das Aquiferpotenzial (Bertleff et al., 2005).

In der Tiefbohrung Kreuzlingen und den Erdölbohrungen des angrenzenden süddeutschen Molassebeckens besteht der Obere Muschelkalk überwiegend aus sterilen, gebankten Dolomiten und untergeordnet aus Kalksteinen; ein eigentlicher Hauptmuschelkalk ist nicht ausgebildet. Neben den porösen, teilweise mit Anhydrit durchsetzten Dolomiten vom Typ *Trigonodus*-Dolomit kommen sandige und tonreiche Lagen vor. Es muss angenommen werden, dass der Muschelkalk im Bodenseeraum nach Süden und Osten geringmächtiger wird und zunehmend in lagunär-litoraler Fazies vorliegt, d.h. im Gezeitenbereich gebildet wurde. In der Bohrung Sulzberg ist der gesamte Muschelkalk noch 32.5 m mächtig, genauere Angaben sind nicht verfügbar (Herrmann et al., 1985). Auch in der TB Entlebuch sind nur 32 m Muschelkalk in Form von anhydritischem Dolomit, dolomitischen Tonsteinen und kalkigen Dolomiten vorhanden, die nach unten zunehmend siltig-sandig werden; diese Abfolge kann nur noch bedingt als Aquifer bezeichnet werden.

Auch im Raum St. Gallen könnte der Obere Muschelkalk als ausgeprägte Aquiferzone fehlen und der gesamte Muschelkalk als geringmächtige, tonig-siltig-sandige Dolomitsequenz ausgebildet sein, die direkt von einem Muschelkalk-Basissand unterlagert wird, wie das in den Bohrungen Sulzberg und Entlebuch sowie weiter im Süden, im nördlichen Helvetikum der Fall ist. Dort liegt der Röti-Dolomit, teilweise

durchsetzt von Rauhwacken, ($\pm$ Oberer Muschelkalk) direkt über dem Melser Sandstein (siehe Fig. 5). Dies führt zur Annahme, dass hier Muschelkalk und Basissand, allenfalls sogar zusammen mit dem obersten Kristallin, einen zusammenhängenden Aquifer darstellen könnten; was besonders im Zusammenhang mit zusätzlicher Klüftung im Bereich tektonisch gestörter Zonen in Betracht zu ziehen wäre.

Tab. 3: Der Obere Muschelkalk in für St. Gallen relevanten Tiefbohrungen (vgl. Fig. 11)

Bohrung	Erbohrte Tiefe	Tiefe unter Terrain / Mächtigkeit	Ausprägung	Datenquelle
Erdgasbohrung Entlebuch 1 Finsterwald	5282 m ab Kote 1080 m	5050 – ca. 5059 m = ca. 9 m Gesamter Muschelkalk: 32m (Lithologie-Grenzen sehr interpretativ!)	Anhydritische Dolomite. Darunter: Karbonatische Sandsteine, kalkige Dolomite, dolomitische Tonsteine.	(Vollmayr und Wendt, 1987)
Opfenbach 1 (Bayern)	4510 m ab Kote 642 m	ab 4475 m Tiefe (T ca. 165 °C)	Nur teilweise erbohrt (35 m); nicht gliederbar	(Bertleff et al., 2005; Lemcke und Wagner, 1961; Schneider, 1962)
Tettang 1 (Baden-Württemberg)	3253 m ab Kote 468 m	In ca. 3500 m Tiefe, ca. 40 m mächtig (T ca. 125 °C)	Nicht erbohrt	(Lemcke, 1975; Schneider, 1962; Zaugg et al., 2008)
Lindau-1	2377 m ab Kote 516 m	2225 bis 2286 m = 61 m	Teilweise drusige Dolomite mit Anhydrit und Tönhäuten (Trigonodusdolomit-Fazies)	(Büchi et al., 1965)
Kreuzlingen 1 1962	2550 m ab Kote 538 m	2415 – 2480 m = 65 m	Trigonodus-Dolomit und Hauptmuschelkalk	(Büchi et al., 1965; Geoform, 1965)
Geothermiebohrung Ravensburg	2100 m ab Kote 508 m	Nicht erbohrt	Nicht erbohrt	(Bertleff et al., 1988)

3.4 Sockel / Kristallin

Die Tiefe der Sockel-Oberfläche dürfte bei St. Gallen ca. 5 km und mehr betragen, womit Temperaturen von über 150°C zu erwarten sind. Über die Lithologie und die Aquifereigenschaften des obersten Kristallins – falls nicht permokarbone Sedimentgesteine vorliegen, welche grundsätzlich kein relevantes geothermisches Potenzial aufweisen – sind zwar keine direkten Aussagen möglich. Untersuchungen der Nagra haben aber nachgewiesen, dass die obersten ca. 500 m des Nordschweizer Kristallins generell grössere Durchlässigkeiten aufweisen, als die tieferliegenden Bereiche (Thury et al., 1994); dies betrifft aber nur Tiefenlagen bis etwa 2.5 km. Obwohl diese erhöhte Durchlässigkeit als Folge der permotriadischen Verwitterung und Erosion interpretiert wird, ist damit nicht nachgewiesen, dass dies für tieferliegende Kristallinbereiche auch gültig ist.

Auch aus Erdölbohrungen werden die obersten Kristallinabschnitte als verwittert, vergrust und teilweise brekziös beschrieben, was z.T. sogar zu Fehlinterpretationen führte, indem man annahm, auf paläozoische Sedimente gestossen zu sein. Dies legt nahe, dass die Auflockerung im Top Kristallin weit verbreitet ist und auch für St. Gallen zutreffen könnte. Die Untersuchungen und auch Modellierungen der Nagra haben gezeigt, dass die Wasserwegsamkeit im Kristallin vorwiegend auf Klüften, Brüchen und Störungszonen erfolgt, welche durch sekundäre Prozesse (hydrothermal) nur unvollständig verheilt resp. nachträglich wieder geöffnet wurden (siehe Zusammenfassung in Thury et al. 1994).

3.5 Störungszonen

Durch tektonische Prozesse gestörte, deformierte Bereiche sind generell als mögliche Zonen mit erhöhter Durchlässigkeit zu betrachten. Dies gilt besonders in Formationen mit harten Gesteinen, die auch unter grosser Überlagerung noch spröde reagieren und deshalb bei Deformation diskrete Bruchflächen und erhöhte Klüftigkeit entwickeln. Die geothermisch interessanten potenziellen Aquiferzonen sind alle von diesem Typ.

In einer Tiefbohrung St. Gallen kommen als tektonisch gestörte Zonen einerseits die Überschiebungen der tieferen Molasse (Dreieckzone, siehe Fig. 25) in Frage, welche eher flach einfallen. Hier ist allerdings wegen der lithologischen Vielfalt mit dem Wechsel von spröden und weniger spröden Gesteinen nicht mit stark erhöhten Durchlässigkeiten zu rechnen. Immerhin erscheint im Bohrprofil von Sulzberg an der Basis der Dreieckzone ein 220 m mächtiger Tektonit, dessen hydrogeologische Eigenschaften allerdings nicht weiter bekannt sind. Auch in der Bohrung Entlebuch wurden in der Molasse mehrfach tektonisch gestörte Zonen mit erhöhter Klüftigkeit und teilweise Gasführung durchbohrt; weitere Daten sind nicht verfügbar.

Durch tektonische Verwerfungen gestörte, d.h. zerbrochene Bereiche sind vor allem für die mesozoischen Aquifere und das Kristallin interessant. Mit den ausgewerteten Seismiklinien der SEAG konnten sowohl im Westen wie auch im Osten des Stadtgebietes Versätze im mesozoischen Deckgebirge erkannt werden, die als steilstehende, ausgedehnte Bruchflächen, d.h. Störungszonen mit entsprechenden Klüftigkeiten zu interpretieren sind (siehe geologisches Modell). Generell besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Grösse, Ausdehnung einer Störungszone und ihrer Breite. Grosse über mehrere Kilometer zusammenhängende Bruchzonen, wie dies für die Störungszone St. Gallen West anzunehmen ist, setzen sich in der Regel aus zahlreichen, netzwerkartig miteinander verbundenen Einzelstörungen zusammen, die eine bis zu einige Hundert Meter dicken Bereich und damit einen entsprechenden Aquifer bilden können. Dabei ist allerdings zu beachten, dass v.a. die Bruchflächen, weniger die Klüfte, mit tektonischen Brekzien und Gesteinsmehl dicht gefüllt sein könne, sodass keine zusätzliche Wasserwegsamkeit vorhanden ist. Auch werden in tektonisch entstandene Wegsamkeiten durch darin zirkulierende, in grösseren Tiefen meist hoch mineralisierte Wässer in Laufe der Zeit neue Mineralien ausgeschieden (Kluftmineralien), welche die Hohlräume sukzessive wieder verschliessen. Zudem kann aus angrenzenden tonreichen Formationen Feinmaterial eingeschwemmt werden, was dann die Wegsamkeiten wieder versiegelt.

Störungszonen allein sind deshalb noch keine Garantie für stark erhöhte Durchlässigkeit, sie sind aber zwecks Optimierung eines Projekts unbedingt als prioritäre Explorationsziele zu betrachten.

3.6 Ruhewasserspiegel und hydraulische Leitfähigkeit der Aquifere

Der Ruhewasserspiegel der einzelnen Aquifere kann für das Untersuchungsgebiet nur abgeschätzt werden da nur wenige Messungen am nördlichen Rand des Untersuchungsgebietes vorliegen. Aus den vorhandenen Bohrlochmessungen und Feldbeobachtungen ergeben sich die in Tab. 4 angegebenen Ruhewasserspiegel. Da sich St. Gallen auf einer Höhe von 670 m ü.M. befindet, ist keiner der Aquifere artesisch, die Aquifere sind aber subartesisch gespannt.

Tab. 4: Grundlage der gewählten initialen Druckhöhen der einzelnen Aquifere am Standort St. Gallen. (Nagra, 1988)

Aquifer	Initiale Druckhöhe [m.ü.M]
Obere Meeresmolasse	500 m
Oberer Malm	540 m
Oberer Muschelkalk	450 m

Zur hydraulischen Leitfähigkeit der Aquifere liegen, ähnlich wie bei den Ruhewasserspiegeln, keine Messdaten im Stadtgebiet von St. Gallen vor. Abschätzungen für die hydraulischen Leitfähigkeiten sind in Tab. 5 zusammengestellt.

Tab. 5: *Hydraulische Leitfähigkeit (Mittelwerte über Testinterval) in $[m \cdot s^{-1}]$ der Aquifere (Signorelli und Kohl, 2006)*

	Kategorie A ("ungestört")	Kategorie B ("Störungszonen")
OMM	$2 \cdot 10^{-7}$	-
Oberer Malm	$5 \cdot 10^{-9} - 2 \cdot 10^{-8}$	$1 \cdot 10^{-7} - 1 \cdot 10^{-6}$
Oberer Muschelkalk	$8 \cdot 10^{-8} - 1 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{-7} - 8 \cdot 10^{-6}$

Auf der Basis von Bohrlochmessungen hat die NAGRA eine Abschätzung für die Druckpotentiale der Aquifere im Molassebecken vorgenommen. Für die Obere Meeresmolasse und den Oberen Muschelkalk nimmt die Höhe des Wasserspiegels, der ein Mass für den Druck darstellt, in Richtung Süd-Südwest um etwa 7 m pro Kilometer zu. Bei dem Oberen Malm nimmt der Wasserspiegel in Richtung NNW um etwa 5 m pro Kilometer ab (Nagra, 1988). Aufgrund des abfallenden Druckgefälles in Richtung NNW ist auch die Fliessrichtung festgelegt.

3.7 Mineralisation der Tiefengrundwässer

Grundsätzlich ist mit zunehmender Tiefe einer Zunahme der Mineralisation zu erwarten, welche mit einer längeren Verweildauer des Wassers im Untergrund einhergeht. Gemäss einer Studie der Nagra (Schmassmann, 1990) können für die Nordschweiz drei Hauptwassertypen unterschieden werden, deren Abgrenzungen diskordant zu den geologischen Schichtabfolgen verlaufen. Im Bereich von St. Gallen kann von einer ähnlichen Zonierung ausgegangen werden, welche von oben nach unten wie folgt aussieht (vgl. Fig. 12):

- Mg-HCO₃-Wässer mit verhältnismässig kurzer Verweilzeit (<35 Jahre) im Untergrund welche oberflächennah meist in weniger als 100 m Tiefe anzutreffen sind.
- Na-HCO₃-Wässer, welche in erster Linie auf kaltzeitliche, pleistozäne Infiltration zurückzuführen sind und im Raum St. Gallen vermutlich bis in mehrere 100 m Tiefe charakteristisch ist.
- Na-Cl-Wässer, bei welchen es sich um mit infiltrierten Wässern verdünnte Formationswässer marinen oder brackischen Ursprungs handelt. Sie bilden die tiefen Wässer, welche keine, oder kaum in Wechselwirkung mit jüngerem Wasser stehen. In grösseren Tiefen bestimmen in Na-Cl-Wässern die Na-Cl-Gehalte weitgehend die Gesamtmineralisation.

Im Raum St. Gallen fehlen nahegelegene Tiefbohrungen mit Messdaten zur Mineralisation der Tiefenwässer. Dank Daten aus dem süddeutschen Raum und den Nagra-Bohrungen können trotzdem Salinitäten für den tieferen Untergrund abgeschätzt werden (Tab. 6). In der Molasse sind die obersten paar 100 m durch Ca-Mg-HCO₃- und Na-HCO₃-Wässer geprägt, während darunter zunehmend Na-Cl-Wässer zu erwarten sind.

Im Molassebecken nimmt gegen den Alpennordrand mit zunehmender Tiefe des Malm-Aquifers die Salinität der Na-Cl-Wässer zu. In der Bohrung Opfenbach wurde in ähnlicher Stellung zu den Alpen wie der Raum St. Gallen eine Na-Cl-Konzentration von 23 g/l gemessen, was vergleichbar mit Meerwasser ist

(≈ 30 g/l). Diese Zunahme wird in Zusammenhang mit der faziellen Änderung von der Schwäbischen in die Helvetische Fazies gesehen. In der helvetischen Fazies findet aufgrund der geringeren Durchlässigkeit eine geringere Wasserzirkulation statt, weshalb im Gestein noch ursprüngliches Formationswasser vermutete wird (Bertleff et al., 1988). In geklüfteten Bereichen und Bereichen mit Paläokarst aus dem Eozän, welche höhere Durchlässigkeiten aufweisen, ist wahrscheinlich mit niedrigeren Salinitäten zu rechnen. Einen Hinweis hierzu liefert die Geothermiebohrung Unterhaching bei München, in welcher Wasser aus dem Malmkarst aus 3400 m Tiefe gefördert wird, welches eine Gesamtmineralisation von unter 1 g/l aufweist. Im Raum St. Gallen kann ein Na-Cl-Gehalt von 5 bis 25 g/l geschätzt werden.

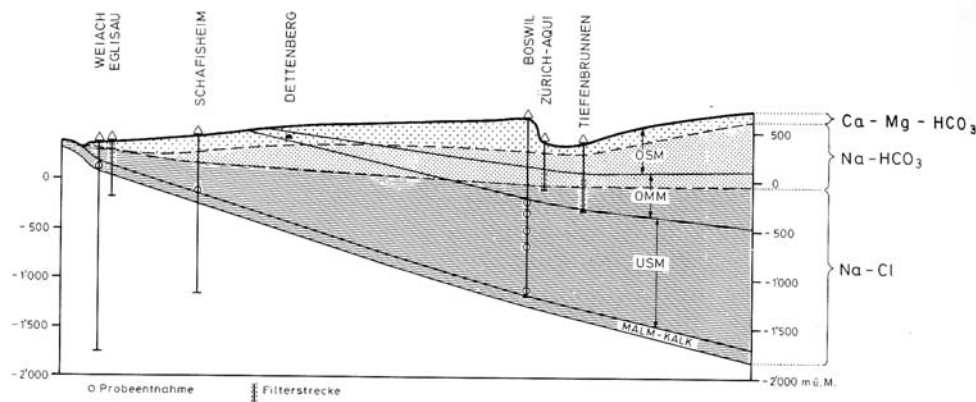


Fig. 12: Verbreitung der Wassertypen im schweizerischen Molassebecken. (aus Schmassmann, 1990)

Im Oberen Muschelkalk findet im süddeutschen Raum mit dem Abtauchen ins Molassebecken rasch ein Wechsel von $\text{Ca-SO}_4\text{-HCO}_3^-$ zu Na-Cl-Wässern statt. In Tiefbohrungen wurden nördlich des Bodensees verbreitet Na-Cl-Konzentration von 10 bis 80 g/l festgestellt. Es wird angenommen, dass diese Solen im Tertiär infolge tektonischer Bewegungen eingeschlossen wurden (Bertleff et al., 1988). Es ist davon auszugehen, dass im Raum St. Gallen vergleichbare Na-Cl-Konzentrationen von 10 bis 80 g/l auftreten. Der Sulfatgehalt nimmt in der Regel mit der Tiefe verhältnismässig wenig zu.

Im Kristallin ist mit heterogenen Wässern ohne eine gesetzmässige Zunahme der Salinität zu rechnen. In den Bohrungen der Nagra der Nordschweiz sind Anzeichen erkennbar, dass die Chemie je nach Durchlässigkeit des Gesteins ändert. Demnach sind in weniger durchlässigen Bereichen tendenziell höher mineralisierte Wässer zu erwarten (Kanz, 1987). In den besser durchlässigen Bereichen sind Mischwässer aus den überliegenden Sedimenten und aus tieferliegenden Bereichen des Kristallins zu erwarten. In der Nagra-Bohrung Weiach wurden in rund 2200–2250 m Tiefe Na-Cl-Gehalte von 6.4 bis 6.8 g/l gemessen (Thury et al., 1994). Hochsaline Wässer wurden im darüberliegenden Permokarbon durchbohrt (36–120 g/l in rund 1100–1420 m Tiefe). Hochsaline Tiefenwässer im Kristallin sind aus Tiefbohrungen in Deutschland bekannt. So wurden in der Kontinentalen Tiefbohrung in der Oberpfalz in rund 4 km Tiefe 63 g/l und in Soultz-sous-Forêts 97.6 g/l (145°C) Gesamtmineralisation gemessen. Für den Raum St. Gallen ist aufgrund der spärlichen Datengrundlage und der grossen Tiefenlage des Kristallins eine zuverlässige Abschätzung der Mineralisation der Tiefengrundwässer im Grundgebirge schwierig vorzunehmen. Als Annahme kann für den Raum St. Gallen von einer Gesamtmineralisation der Tiefengrundwässer in Kristallin von 30–80 g/l ausgegangen werden. Beim Auftreten von Permokarbon kann diese Mineralisation auch höher sein.

Tab. 6: Mineralisation der Tiefengrundwässer

<i>Einheit</i>	<i>Na-Cl-Gehalt</i>
Molasse > ca. 500 m u. T.	0.1–0.5 g/l
Oberer Malm	5–25 g/l
Oberer Muschelkalk	10–80 g/l
Kristallin	30–80 g/l (Gesamtmineralisation)

4 ERSTELLUNG DES GEOLOGISCHEN 3D-MODELLS

4.1 Modellgrundlage

Die ermittelten geologischen Daten wurden zur Erstellung eines 3D-Modelles verwendet, das mit weiteren GIS Daten verknüpft werden kann (siehe Kapitel 5). Die Modelle bilden damit die Grundlage für eine Verschneidung der geologisch – thermischen Verhältnisse mit der Oberflächeninfrastruktur (Gebäude, Industrie, Strassen, etc.) und ermöglichen eine einfachere Integration von weiteren Daten und wissenschaftlichen Erkenntnissen.

Geophysikalische Daten (Bohrdaten, interpretierte seismische Profile) wurden für das gesamte dargestellte Gebiet untersucht, um ein entsprechendes 3D-Modell zu entwickeln. Auf dieser Basis wurde ein weiteres kleinräumiges Modell abgeleitet. Das grossräumige, regionale Modell umfasst ein Gebiet von 90 km in Ost-West Richtung und von 60 km in Nord-Süd Richtung. Das kleinräumige Modell um die Stadt St. Gallen umfasst ein Gebiet von 30 km in Ost-West Richtung und 25 km in Nord Süd Richtung. Die genauen Koordinaten der beiden Untersuchungsgebiete sind in Tab. 7 wiedergegeben.

Tab. 7: Dimension des regionalen Untersuchungsgebiets und des kleinräumigen Modells

	<i>Regionales Untersuchungsgebiet</i>	<i>Modell Stadt St. Gallen (kleinräumig)</i>
x	700'000 – 790'000	730'000 - 760'000
y	240'000 – 300'000	245'000 – 270'000

Bestehende, regional erfassten Information wurden in einem regionalen Modell zusammengefasst, um das lokale Untergrundmodell der Stadt St. Gallen besser charakterisieren zu können. Dieses kleinräumige Untergrundmodell wurde anschliessend aus dem regionalen Modell "herausgeschnitten" und wird in der Folge für die Prognose eingesetzt. Das lokale Modell wird hauptsächlich für die graphische Darstellung der Geologie im Raum St. Gallen benutzt.

Das regionale Modell enthält zunächst die Daten zur Oberflächengeologie (Fig. 13). Diese stellt die Schnittfläche zu den geologischen Einheiten dar und enthält Informationen über die Orientierung und Neigung der Schichten. Das dreidimensionale, regionale geologische Modell beruht auf folgenden Daten (Fig. 13):

- Drei Profile der NAGRA (interpretierte Profile, NTB 99/08-4, NTB 99/08-6b und NTB 99/08-7b (Müller et al., 2002)
- Zwei Profile, erarbeitet von H. Naef (basierend auf SEAG Daten, persönliche Kommunikation)
- Ein Profil, erarbeitet von R. Wyss (Süddeutsches Becken) (Bertleff et al., 2005)
- 19 Bohrungen verschiedener Herkunft (Archiv Geowatt AG)
- 34 Bohrungen (vorwiegend tiefe Erdwärmesonden, Archiv der Progeo (Auswertung von Bohrungen tiefer als 250 m)
- Basis Tertiär Isohypsen (H. Naef)

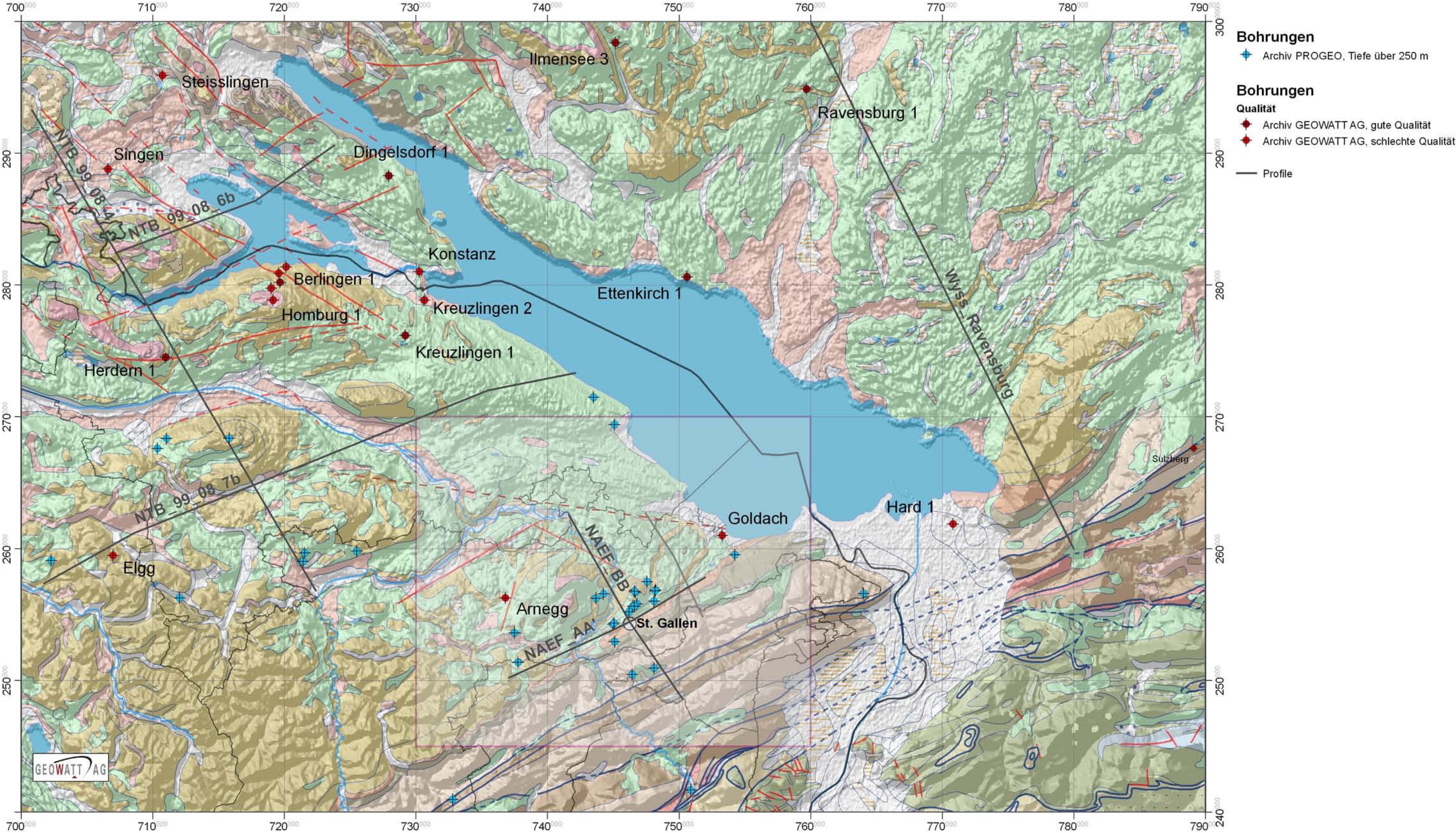


Fig. 13: Darstellung der für die Erstellung des geologischen 3D Modells genutzten Daten (geologische Karte Hintergrund Swisstopo, 2008)

4.2 Erstellung des regionalen geologischen Modells

Die Zielsetzung der geologischen Modellierung ist neben der Visualisierung der Geologie in drei Dimensionen und der Darstellung von Lage und Orientierung der Verwerfungen auch die Überprüfung der Integrität der vorhandenen Daten. Das dreidimensionale geologische Modell wurde in folgenden Schritten erstellt:

- Erfassung der geologischen Schichten,
- Erfassung der historischen Entwicklung der jeweiligen stratigraphischen Schicht (Sedimentations- und Erosionsphasen),
- Digitalisierung der Profil- und Bohrdaten,
- Erfassung der Störungszonen und ihrer Entwicklungsgeschichte.

Das geologische 3D-Modell wurde mit der Software "Geomodeller" auf der Basis aller verfügbaren Daten erstellt. Die Software wurde von BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières) entwickelt, um einzelne Datensätze (Seismik, Bohrdaten, geologische Profile) zu einem realistischen, dreidimensionalen geologischen Modell zu integrieren. Die folgenden Schichten bzw. Zonen werden im Modell erfasst:

- Obere Süßwassermolasse,
- Obere Meeresmolasse (Aquifer),
- Untere Süßwassermolasse,
- Subalpine Molasse (USM),
- Malmkalke (Aquifer),
- Tieferer Jura (Unterer Malm, Dogger, Opalinus, Lias),
- Keuper,
- Oberer Muschelkalk,
- Tiefere Trias (Mittlerer und Unterer Muschelkalk, Buntsandstein),
- Permokarbon,
- Kristallin.

Das Quartär, das für das vorliegende Geothermieprojekt nur von geringem Interesse ist, wurde nicht in das Modell integriert. Die beiden folgenden Figuren zeigen das 3D-Modell (Fig. 14 und Fig. 15).

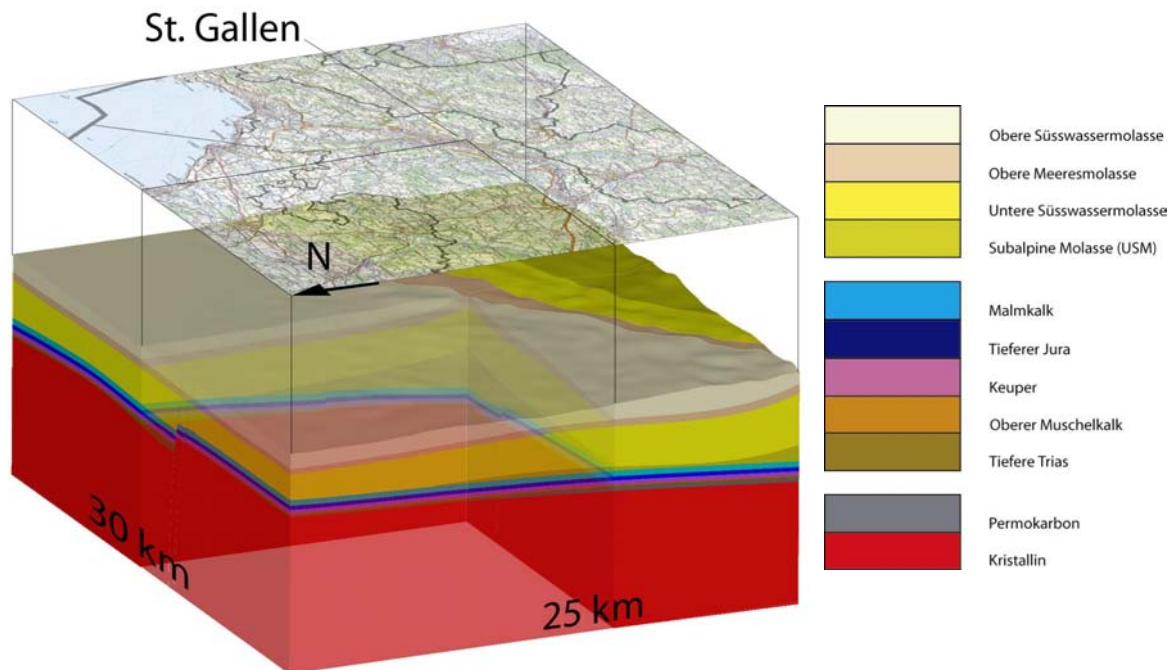


Fig. 14: Darstellung des lokalen, geologischen 3D-Modells um die Stadt St. Gallen. Der Versatz entlang einer Störung ist auf der nördlichen Seite gut erkennbar

Die UMM, von der nur wenige Informationen vorhanden sind, ist ebenfalls nicht im Modell enthalten. Von der komplexen Geologie der Alpen wurde nur die subalpine Molasse berücksichtigt. Das Modell ist auf den Bereich von St. Gallen und Umgebung konzentriert.

St. Gallen liegt auf der Grenze zwischen den OSM-Ablagerungen und dem Ausbiss der OMM. Südöstlich von St. Gallen kommt die USM zum Vorschein, gefolgt von der subalpinen Molasse. Die mesozoischen Formationen fallen nach Südosten zu den Alpen ab. Bei den relativ steilstehenden Molasseschichten ist eine Prognose der Tiefe dieser Schichten mit grösseren Unsicherheiten behaftet.

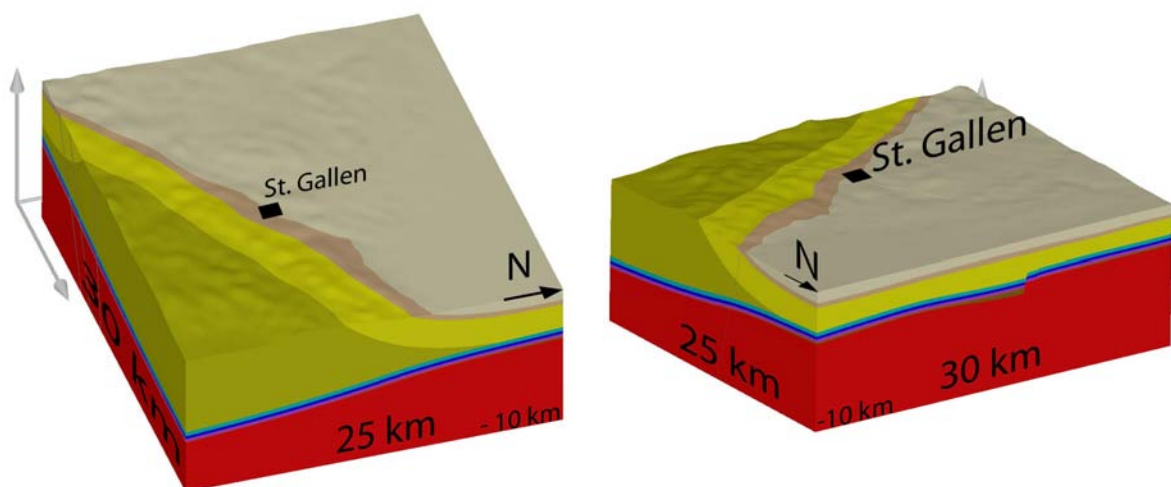


Fig. 15: Darstellung des lokalen, geologischen Modells um die Stadt St. Gallen

4.3 Geothermisch relevante Strukturen

4.3.1 Störungszonen im Mesozoikum

In der engeren Umgebung der Stadt St. Gallen ist basierend auf Seismikinterpretationen mit markanten Störungszonen im Mesozoikum zu rechnen. Diese Störungszonen sind in den Querschnitten Naef AA' und Naef BB' schematisch dargestellt (siehe Fig. 13 und Fig. 16).

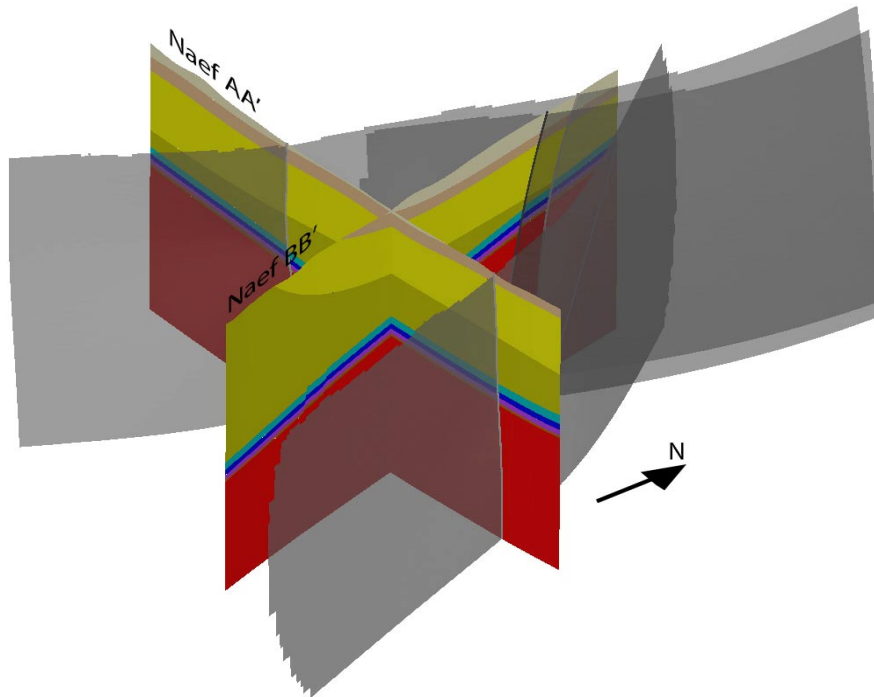


Fig. 16: Darstellung des geologischen 3D-Modells. Die Lage der beiden Querschnitte ist in Fig. 13 eingezeichnet. St. Gallen befindet sich etwa auf dem Schnittpunkt der Querschnitte.

Ungefähr 3 km westlich von St. Gallen wurde eine steile, Nord-Süd ausgerichtete Störungszone mit einem maximalen Versatz von etwa 250 m identifiziert. Diese Zone ist durch eine einzelne Verwerfung im Südwesten von St. Gallen gekennzeichnet, sowie durch zwei weitere Verwerfungen nördlich davon. Die genaue Position, an der die zwei nördlichen Störungszonen beginnen, ist unbekannt. Es ist sehr wahrscheinlich, dass sich die beiden Störungszonen parallel zum Bodensee, weiter in Richtung Nord-Nordwest ausbreiten.

Südlich von St. Gallen wurden zwei weitgehend parallel verlaufende Störungszonen im Mesozoikum vermutet. Der gesamte Versatz beträgt hier weniger als 100 m. Die Ausrichtung dieser Störung ist unbekannt. Im Modell wird angenommen, dass die Ausrichtung senkrecht zur maximalen Hauptspannung verläuft, also West-Südwest / Ost-Nordost.

Eine letzte Störung im Mesozoikum wurde östlich von St. Gallen identifiziert. Diese Störung ist steil und Nord-Nordwest ausgerichtet. Der Versatz ist vermutlich nur klein (50 m maximal). Die Ausdehnung der Störung ist unbekannt.

4.3.2 Störungszonen der Molasse

Auf dem Gebiet von St. Gallen ist nur eine einzige Störungszone postuliert (Büchi, 1981). Diese Störung befindet sich 7 km nördlich der Stadt St. Gallen und ist West-Nord-West / Ost-Süd-Ost ausgerichtet. Es sind keine Informationen über die Neigung der Störung vorhanden, weshalb von einer vertikalen Orientierung ausgegangen wurde. Aufgrund der spärlichen Datenlage sind Annahmen bezüglich dieser Zone mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

5 RESSOURCENABSCHÄTZUNG

Das geologische 3D-Modell ist die Basis für eine Abschätzung der möglichen nutzbaren Energie. Dazu wird das geologische Modell in ein 3D Finite Element Modell für physikalische Berechnungen übergeführt. Damit wird das Temperaturfeld im Untergrund – und somit die Temperaturen von möglichen Reservoiren - berechnet. An ausgewählten Orten können einzelne Temperatur-Tiefen-Profile erstellt werden. Mit Permeabilitätsannahmen für die einzelnen Zielhorizonte - basierend auf dem aktuellen Kenntnisstand - wird die erwartete geothermische Produktivität für unterschiedliche Nutzungshorizonte ermittelt. Die Tiefenlage der einzelnen Zielhorizonte ist für die Abschätzung der Bohrtiefe (Kosten) relevant.

5.1 Temperaturmodell

5.1.1 Grundlagen

Die Untergrundtemperaturen hängen von der Topografie, den thermischen Eigenschaften des Untergrunds dem basalen Wärmefluss und der Tiefe ab. Auf Basis gemessener Bohrlochtemperaturen ist es nicht möglich, für eine bestehende Gesteinsschicht mit unterschiedlicher lokaler Tiefe, die Temperatur durch Interpolation zwischen den Messstandorten zuverlässig zu bestimmen.

Um die Temperaturen für die relevanten Schichten berechnen zu können, wird auf Grundlage des erstellten regionalen Modells eine räumliche Diskretisierung durchgeführt. Das Finite Element Gitter beinhaltet die im geologischen Modell berücksichtigten Einheiten, wobei für geringe Mächtigkeiten Vereinfachungen vorgenommen wurden. Das numerische 3D-Modell wird anhand der gemessenen Bohrlochtemperaturen geeicht, bevor die Temperaturen an der Oberfläche der Aquifere berechnet werden. Diese Methode wurde in der Vergangenheit bereits mehrmals erfolgreich angewendet (Signorelli und Kohl, 2006).

Die Temperatur nimmt mit der Tiefe um etwa 30°C pro Kilometer zu. Dieser Wert kann aber lokal zwischen 25°C km⁻¹ und 40°C km⁻¹ abweichen, was die erforderliche Bohrtiefe erheblich beeinflussen kann. In einem ersten Schritt werden die in der Region vorhandenen Temperaturdaten recherchiert und bewertet. Zwei Veröffentlichungen der Schweizerische Geophysikalischen Gesellschaft können hierzu als Informationsquelle hinzugezogen werden (Schärli und Kohl, 2002; Signorelli und Kohl, 2006). Wie man Fig. 17. entnehmen kann, sind die verfügbaren Temperaturdaten sehr unregelmässig im Untersuchungsgebiet verteilt; für das lokale Modell fehlen Temperaturdaten gänzlich (Fig. 17). Von den vorhandenen Messungen sind nur zwei von der Datenqualität her für Prognosen in grössere Tiefen geeignet: Herdern 1 und Weissbad.

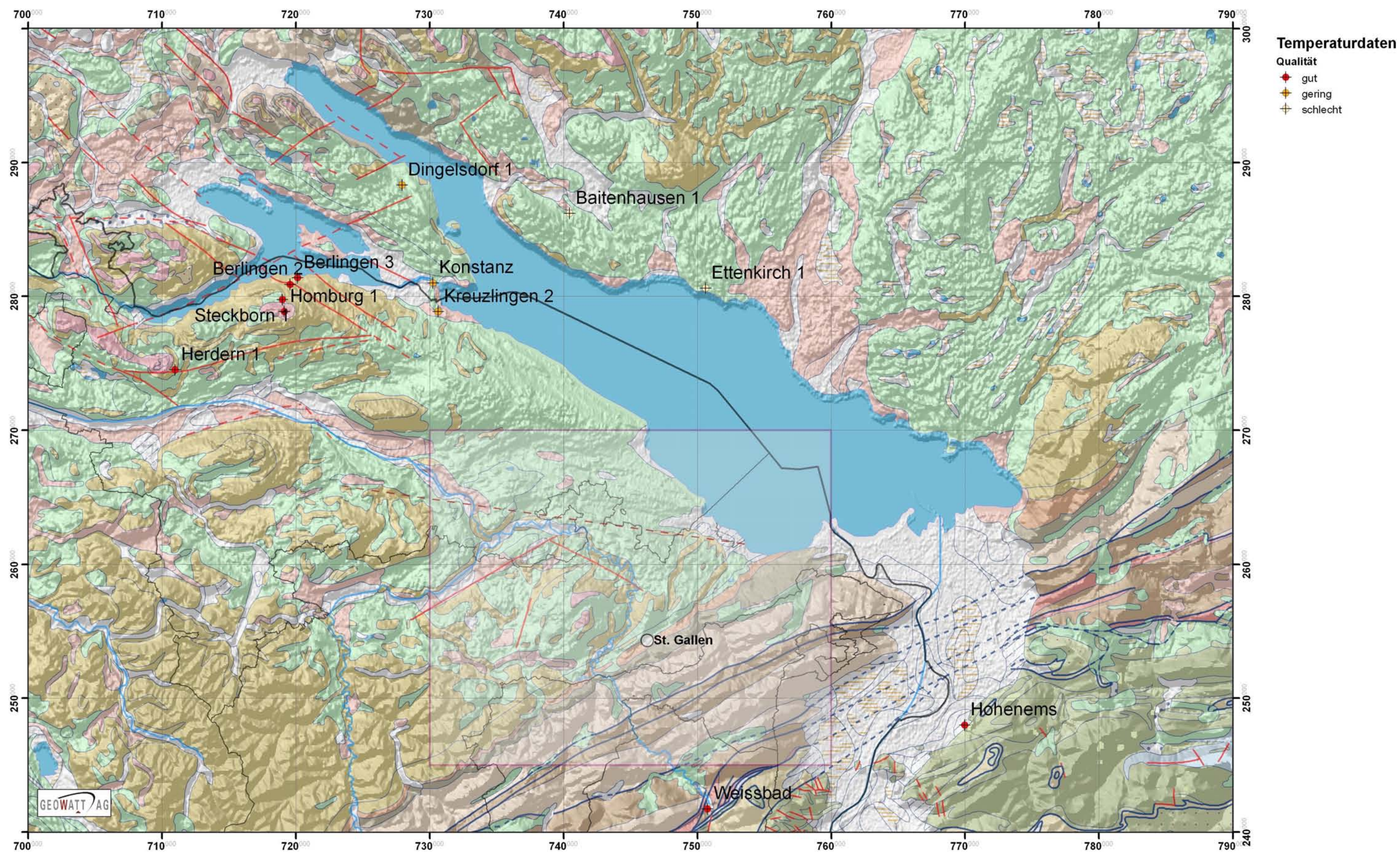


Fig. 17: Position und Qualität der Temperaturdaten im Untersuchungsgebiet (geologische Karte Hintergrund Swisstopo, 2008)

Eine Abschätzung der folgenden Parameter ist notwendig, um die Temperatur mit dem numerischen 3D-Modell berechnen zu können:

- Die Oberflächentemperatur,
- die Wärmeleitfähigkeit des Gesteins,
- die Wärmeproduktion des Gesteins aufgrund radioaktiver Zerfallsprozesse,
- der basale Wärmefluss an der unteren Modellbegrenzung.

Mögliche Wärmetransporte durch Wasserbewegungen können aufgrund fehlender Daten nicht im Modell berücksichtigt werden.

Da für die Modellparameter genaue Messdaten fehlen, war es das Ziel, die Eingangsparameter mit einem möglichst einfachen Modell zu beschreiben und so zu bestimmen, dass eine optimale Übereinstimmung zwischen berechneten und gemessenen Temperaturen erzielt wird. Insbesondere wurde der basale Wärmefluss in mehreren Stufen zu $70 \text{ mW}\cdot\text{m}^{-2}$ bestimmt. Die thermischen Gesteinseigenschaften, mit denen die besten Ergebnisse erzielt werden konnten, sind in Tab. 8 aufgelistet.

Tab. 8: Thermische Gesteinseigenschaften der geologischen Einheiten im thermischen Modell

	Wärmeleitfähigkeit [$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$]	Wärmeproduktion [$\mu\text{W}\cdot\text{m}^{-3}$]
Obere Süßwassermolasse	2.3	0.5
Obere Meeresmolasse	2.4	0.5
Untere Süßwassermolasse	2.5	0.5
Subalpine Molasse	3.0	0.5
Oberer Malm	2.9	0.5
Unterer Jura	2.7	0.5
Trias	2.6	0.5
Permokarbon	2.3	0.5
Kristallines Grundgebirge	3.1	3.2

5.1.2 Ergebnisse

Das numerischen 3D-Gitter wurde mit Hilfe von Winfra (Eigenentwicklung GEOWATT) so erstellt, dass die Verhältnisse so realitätsnah wie möglich abgebildet wurden. Die eigentliche Berechnung der Temperaturen wurde mit dem numerischen Programm FRACTure (Kohl et al., 1993) auf Basis des entwickelten 3D-Gitters und den aufgeführten Parametern durchgeführt. Die Ergebnisse werden in Fig. 18 dargestellt.

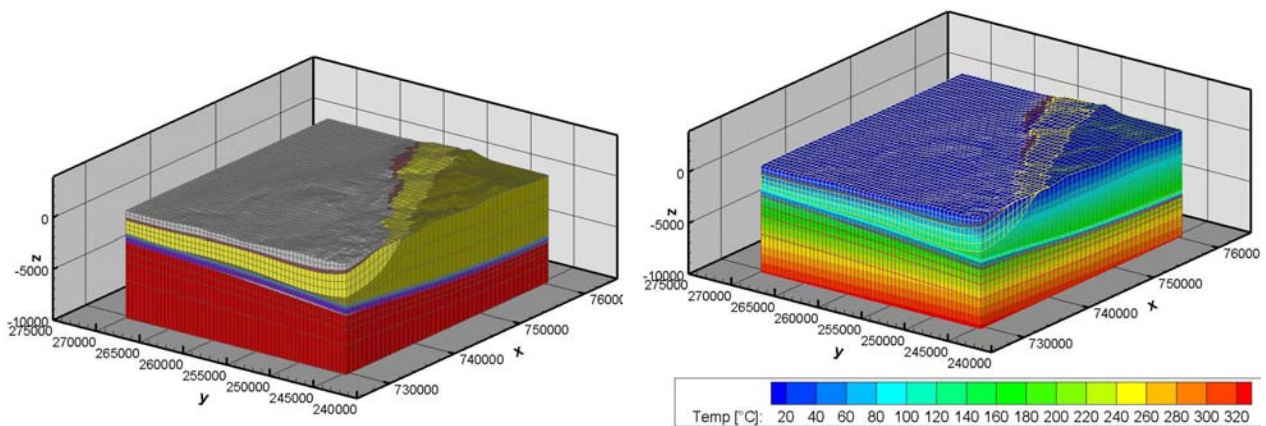


Fig. 18: Diskretisierung des lokalen, geologischen Modells (links) und berechnete Temperaturverteilung (rechts). Die Darstellung enthält die Landeskoordinaten der Schweiz (y ist Nordrichtung).

Aus diesen Ergebnissen lassen sich berechnete Temperaturquerschnitte darstellen (Fig. 19).

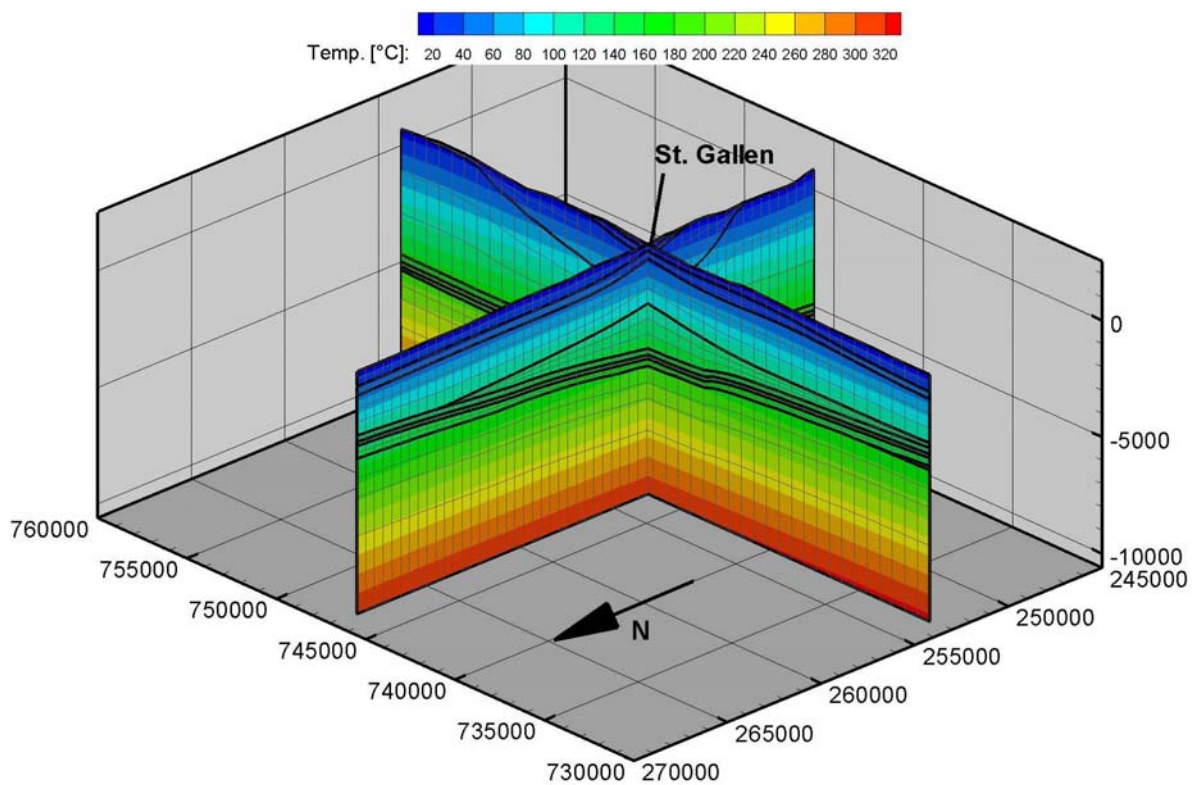


Fig. 19: Berechnete Temperaturen für jeweils eine Nord-Süd und eine Ost-West ausgerichtete Tiefensektionen. Mit fetten schwarzen Linie sind die Formationsgrenzen dargestellt.

Nachdem die Temperaturverteilung mit dem 3D-Modell berechnet ist, können die Temperaturprofile aus dem regionalen Modell an den Bohrlochstandorten extrahiert und mit den gemessenen Profilen verglichen werden. Dieser Vergleich wird für alle im Untersuchungsgebiet verfügbaren Messdaten durchgeführt. Für

zwei, aufgrund ihrer guten Datenqualität ausgewählten Bohrlöcher, wird dieser Vergleich in Fig. 20 dargestellt. Die Ergebnisse zu den anderen Messstandorten finden sich im Anhang 2.

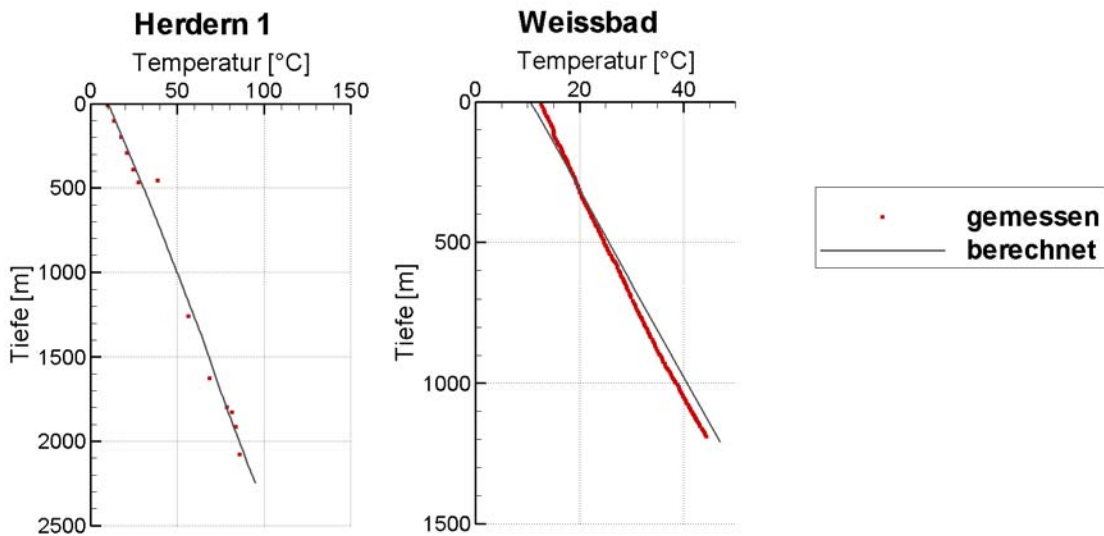


Fig. 20: Ergebnisse der Kalibrierung des thermischen Modells (Bohrungen Herdern 1 und Weissbad)

5.2 Temperatur und Tiefe der unterschiedlichen Aquifere

Die berechneten Temperaturdaten aus dem kalibrierten numerischen 3D Modell lassen sich auf unterschiedliche Profile, Schichthorizonte oder beliebig im Raum orientierte Schnitte interpolieren. Sie sind daher auch für viele Fragestellungen, die über das aktuellen Projekt hinausgehen, nutzbar. Auf den folgenden Figuren werden die interpolierten Temperaturen der Schichthorizonte zusammen mit Oberflächeninformation aus GIS für das Grundgebirge (Fig. 24), den Oberen Muschelkalk (Fig. 23), den Oberen Malm (Fig. 22) und für die Obere Meeresmolasse (Fig. 21) dargestellt. Die Fig. 25 fasst die Ergebnisse bezüglich der Aquifere in einer Tiefensektion zusammen.

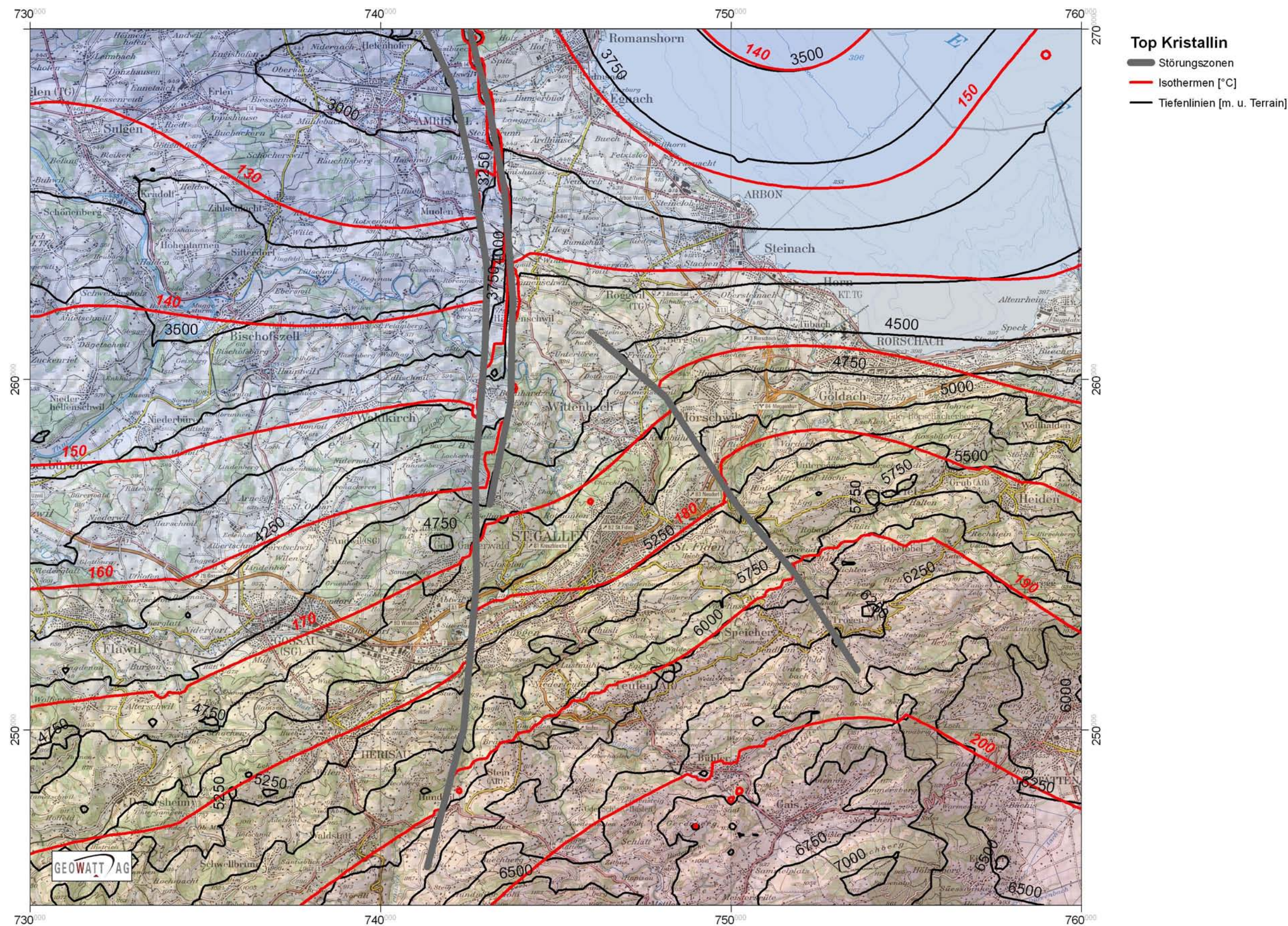
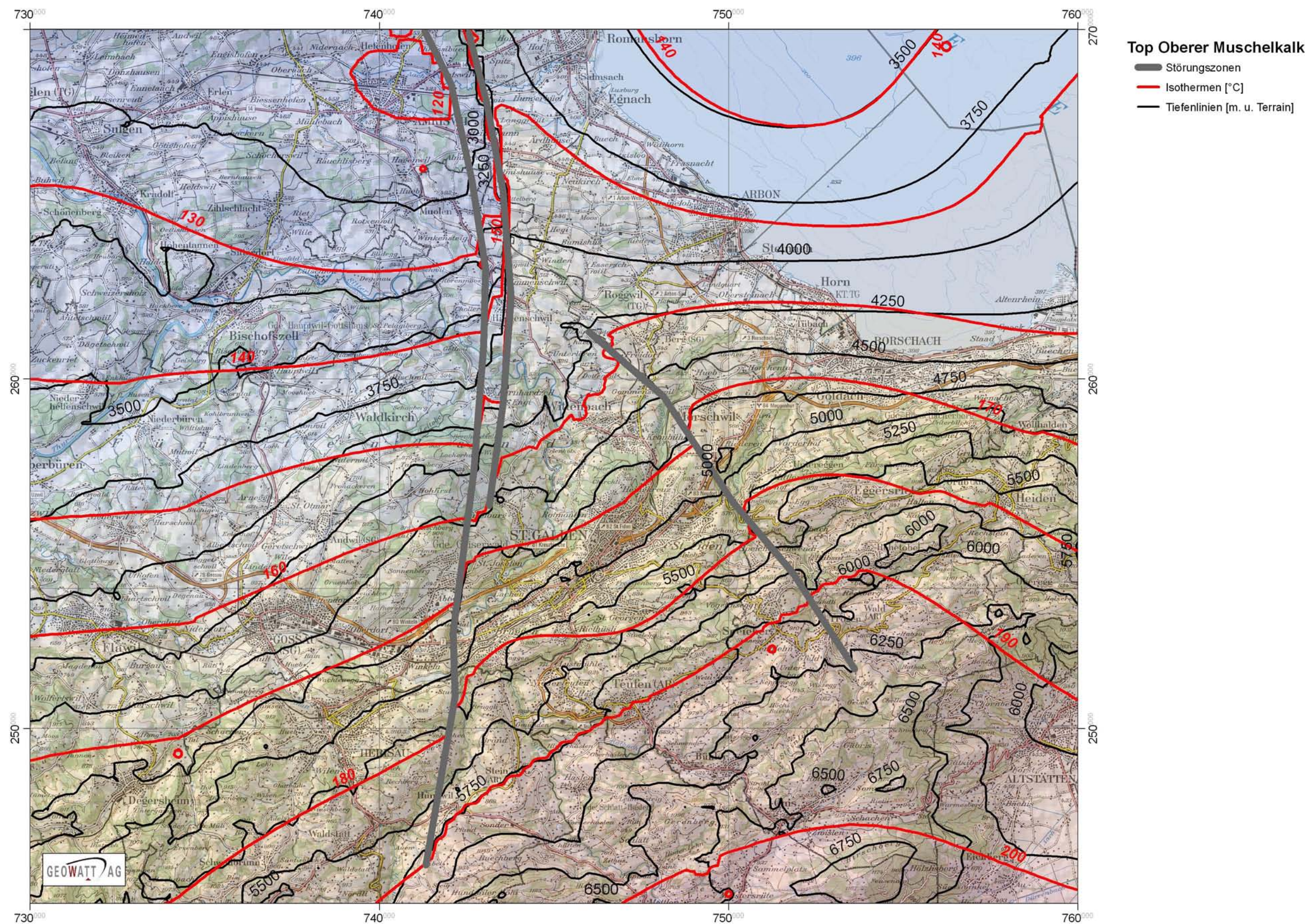


Fig. 21: Temperatur und Tiefe Top Kristallin



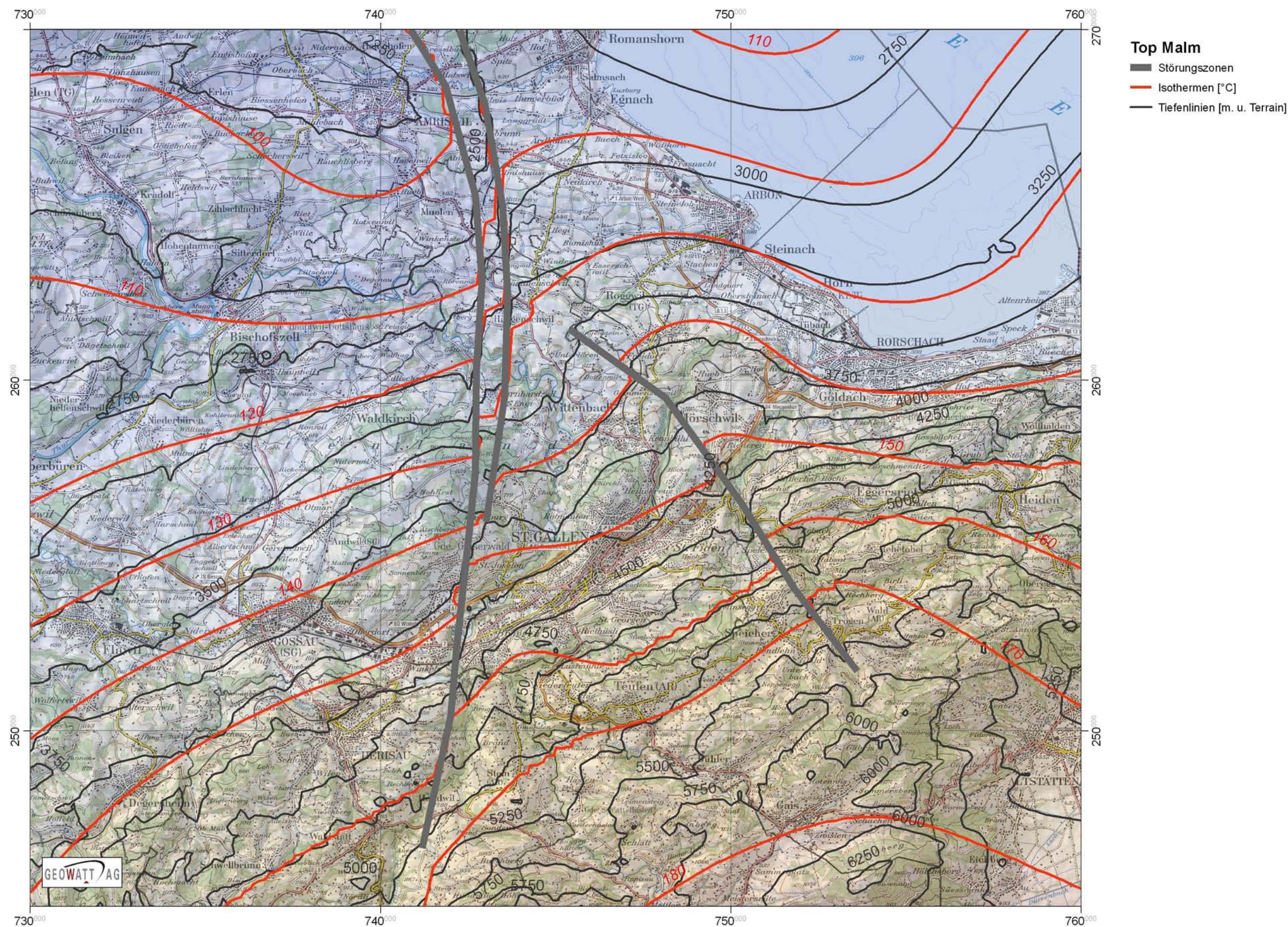


Fig. 23: Temperatur und Tiefe Top Malm

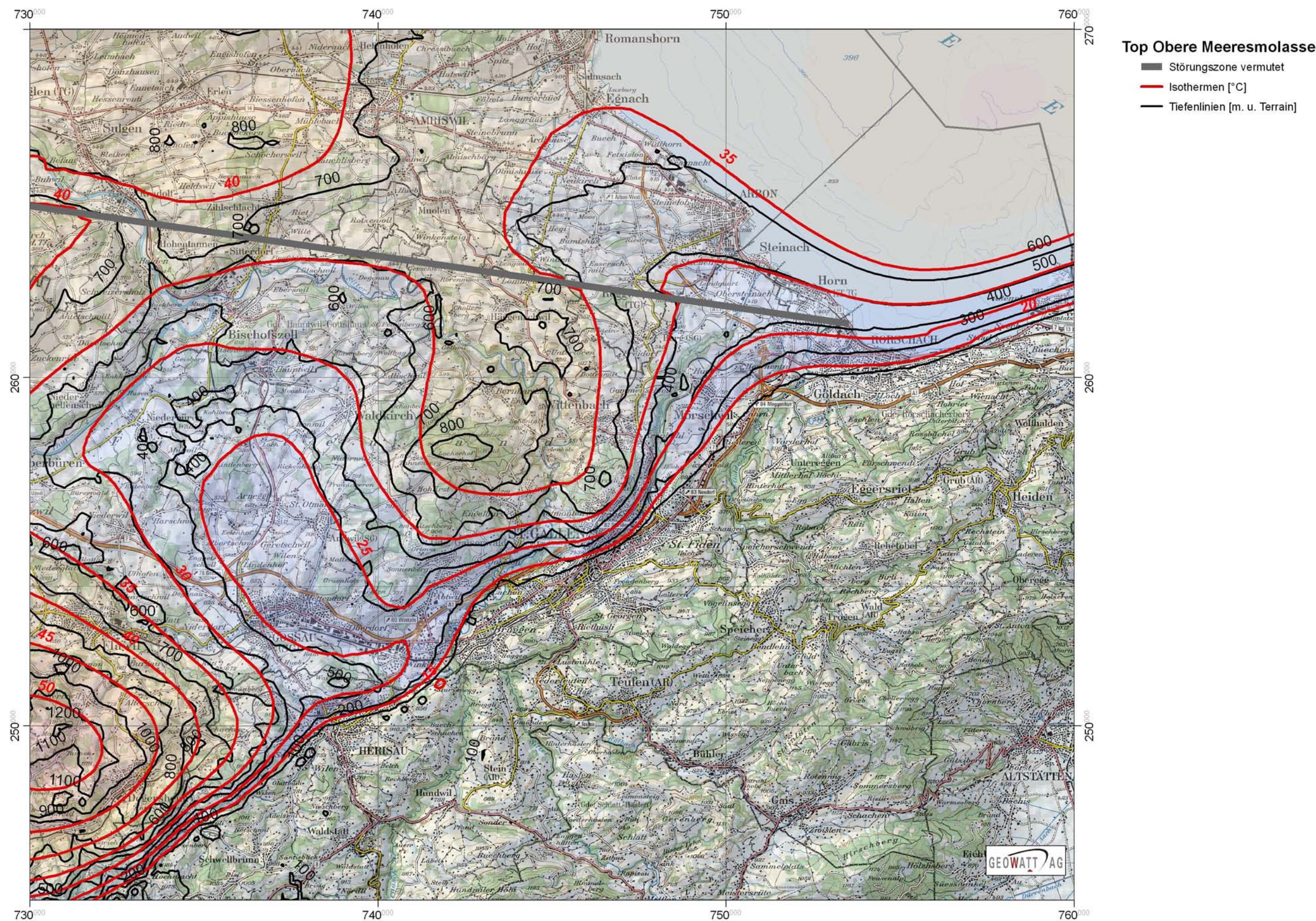


Fig. 24: Temperatur und Tiefe Top Obere Meeresmolasse

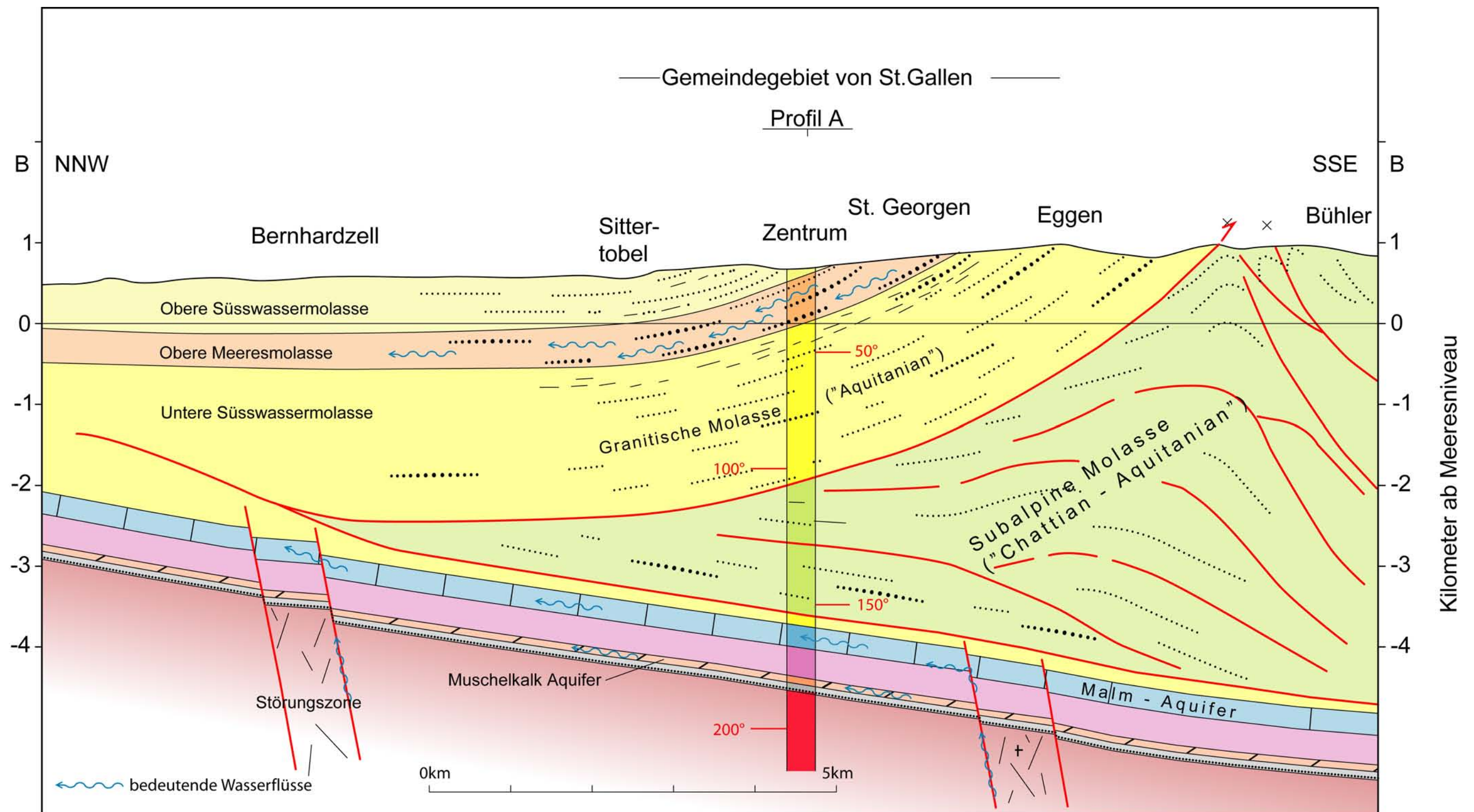


Fig. 25: Geologische Schnitt Naef BB' im Untersuchungsgebiet (Standort, siehe Fig. 13). Die Darstellung enthält Informationen über die vermutete Wasserführung und die berechnete Temperatur für die unterschiedlichen Aquifere.

6 BOHRPROGNOSE UND THERMISCHE LEISTUNG

6.1 Prognostizierte Bohrprofile

Aus den berechneten Temperaturdaten ergeben sich zwei potentielle Bohrstandorte für eine künftige geothermische Nutzung der mesozoischen Schichten: Ein Standort befindet sich westlich von St. Gallen, der andere östlich. Beide Standorte befinden sich im Bereich von prognostizierten Störungszonen, deren Position sich aus dem geologischen Profil (Fig. 13) und dem daraus abgeleiteten geologischen 3D-Modell ergibt. Die Standorte der beiden Bohrungen und die prognostizierten Bohrungsprofile (im Folgenden "St. Gallen West" und "St. Gallen Ost" genannt) sind in Fig. 26 eingetragen.

Die Temperaturprofile der beiden Bohrungen sind sehr ähnlich da sie beide etwa gleich weit vom Alpenrand entfernt sind. Kleine Unterschiede gibt es in der Tiefe: In 4500 m Tiefe weist St. Gallen West etwas höhere Temperaturen auf, was auf die vermutlich mächtigere Subalpine Molasse zurückgeführt werden kann.

6.2 Thermische Leistung

Die thermische Leistung für ein angenommenes Doubletten-System (bestehend aus einer Injektions- und einer Förderbohrung) hängt im Wesentlichen von der Transmissivität, das heisst von der Durchlässigkeit und der Mächtigkeit des Aquifers sowie der Fluid-Temperatur ab. Die maximale Fliessrate und der optimale Abstand zwischen den Bohrungen einer Doublette kann unter der Annahme von weiteren Parametern berechnet werden (Gringarten, 1978). Die Parameter sind in Tab. 9 angegeben.

Tab. 9: Parameter für die Berechnung der optimalen Fliessrate und des Bohrlochabstands

Parameter	Wert
Bohrlochradius [m]	0.1
Max. Druckabsenkung [m]	200
Wärmekapazität des Aquifers [$\text{J} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1}$]	$2.2 \cdot 10^6$
Wärmekapazität des Fluids [$\text{J} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1}$]	$4.2 \cdot 10^6$
Nutzungsdauer [Jahre]	30

Die Berechnungen zeigen, dass eine Aquifer-Transmissivität von mindestens $10^{-5} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ benötigt wird um eine ausreichende Fliessrate mit den vorgegebenen Parametern zu erzielen.

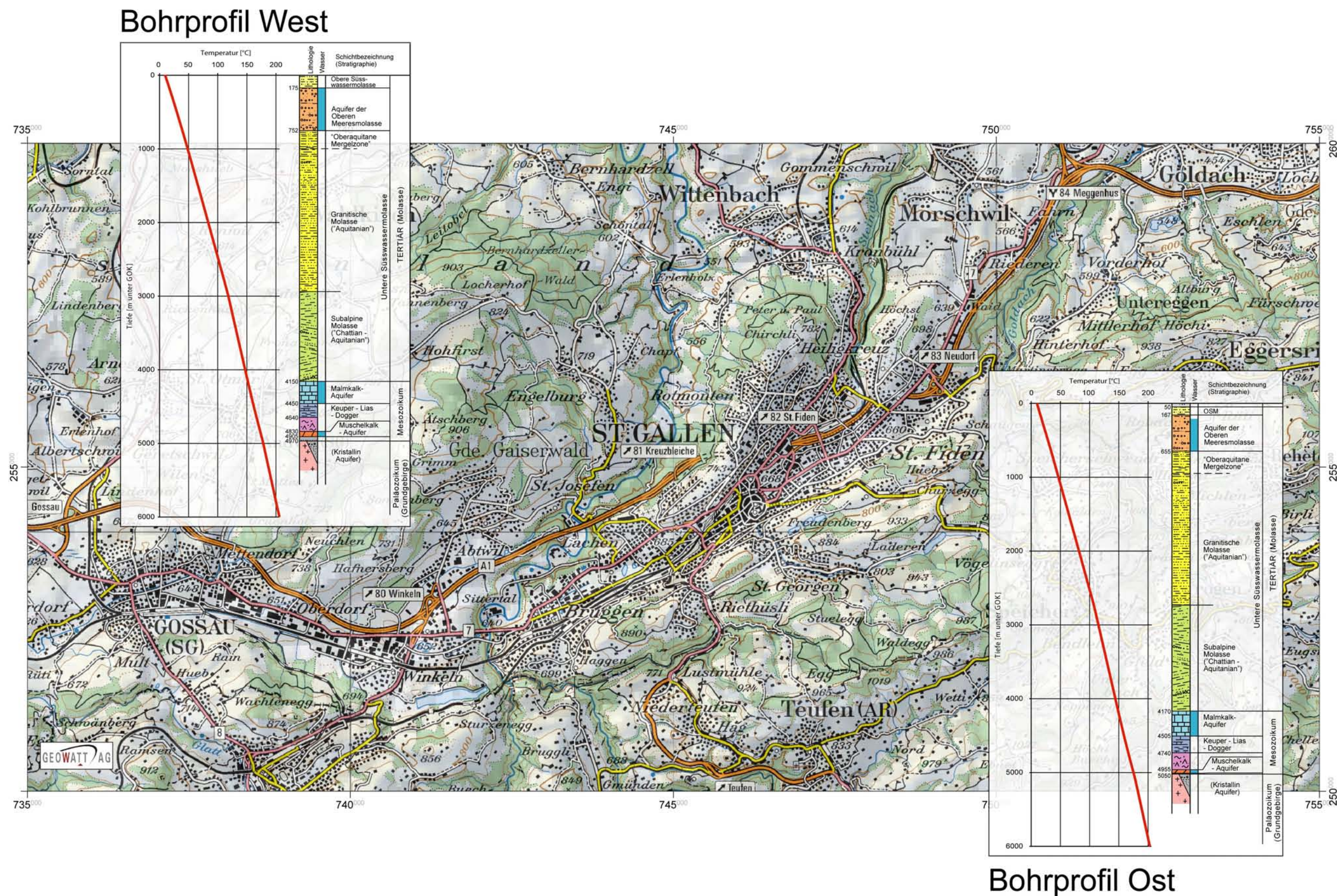


Fig. 26: Bohrprofile West und Ost mit zugehöriger Temperatur- und Geologieprognose.

Die thermische Leistung einer Doublette ist gegeben durch:

$$P = \rho_w c_w \cdot Q \cdot (T_{\text{prod}} - T_{\text{reinj}}),$$

wobei P die thermische Leistung [W], Q der Förderrate [$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$] T_{prod} die Temperatur des geförderten Fluids [K] und T_{reinj} die Temperatur des re-injizierten Fluids [K] ist. Die hier getroffene Annahme einer optimalen Kaskadennutzung der geförderten Thermalwässer bis zu $T=10^\circ\text{C}$ wird in den folgenden Arbeitspaketen den Gegebenheiten der Stadt St. Gallen angepasst.

Für eine angenommene typische Transmissivität des Oberen Malm mit Störungszonen von $3 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ und laminaren Strömungsverhältnissen ergibt sich eine Fliessrate von $50 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$. Bei dieser Fliessrate und einer Temperatur von 150°C , die den Verhältnissen an den beiden Bohrstandorten entspricht, ergibt sich eine thermische Leistung von $30 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Fig. 27). Bei turbulenten Strömungsverhältnissen, und entsprechend höheren Reynolds-Zahlen, sinkt die Fliessrate und damit die erzielbare thermische Leistung.

Die Prognosen für den Oberen Muschelkalk sind leicht optimistischer (Fig. 28). Allerdings ist auch hier nicht mit ausreichenden Fliessraten zu rechnen ohne das die Thermalwässer aus Störungszonen gefördert sind. Die Identifikation dieser Störungszonen ist deshalb die wichtigste Aufgabe für den Erfolg eines Tiefengeothermie-Projektes in St. Gallen.

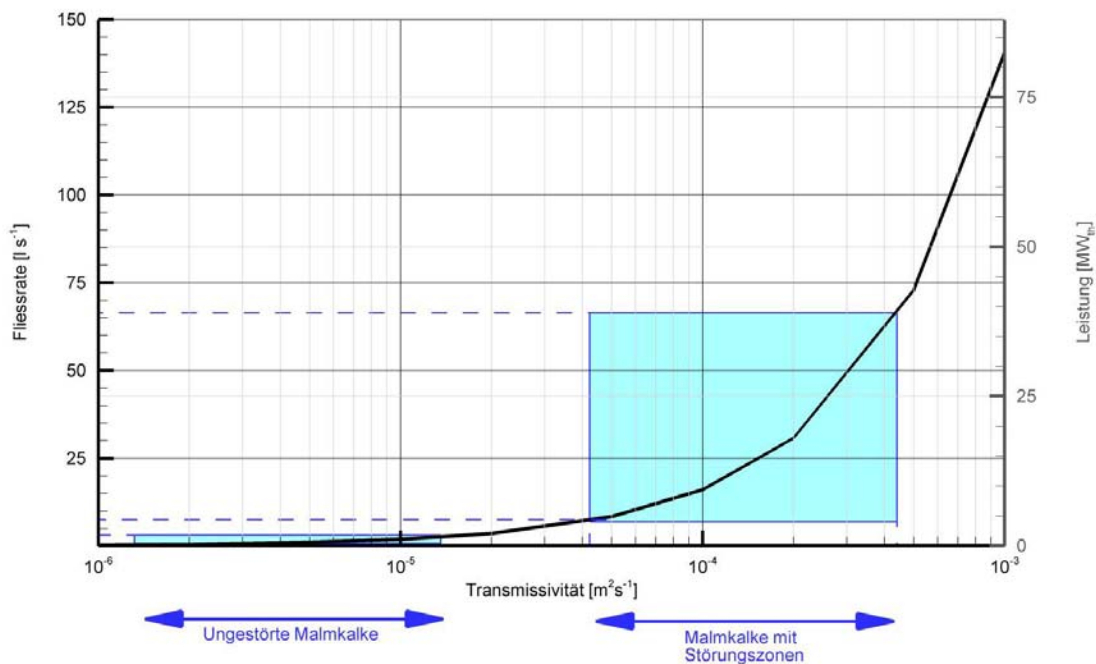


Fig. 27: Optimale Fliessrate und thermische Leistung für ein geothermisches Doubletten-System im Malmkalk. Farbig unterlegt sind die Bereiche, aus denen hydrogeologische Daten zur Verfügung stehen. Für den "Ungestörten Malmkalke" sind nur unwesentliche Fliessraten zu erwarten, für "Malmkalke mit Störungszonen" sind Fliessraten bis zu ca. 70 L/s zu erwarten.

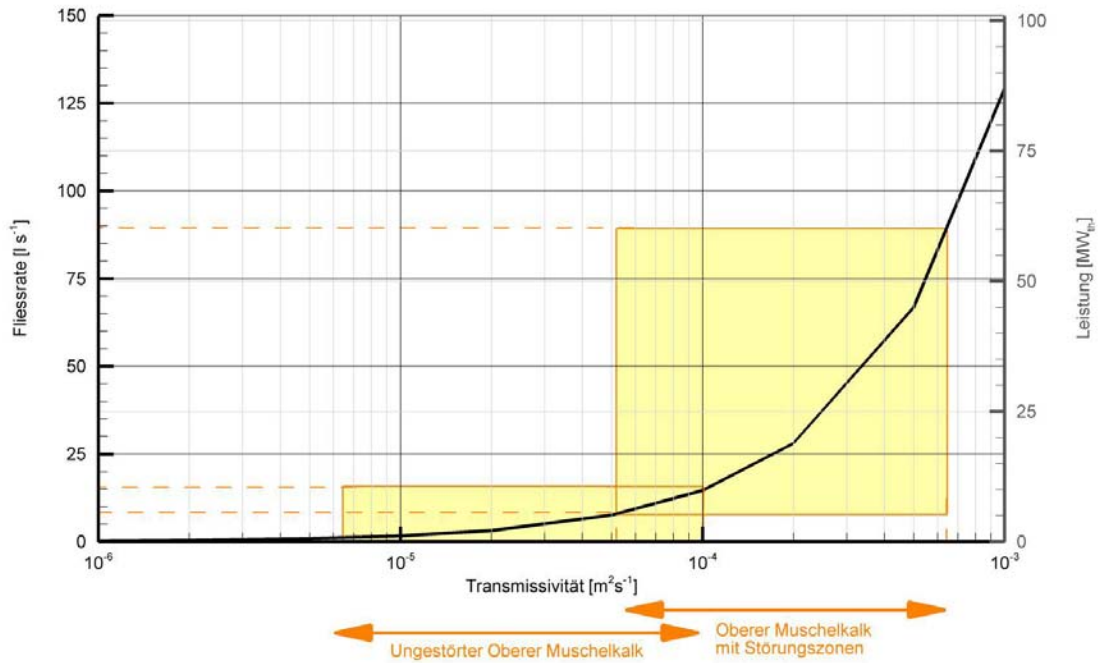


Fig. 28: Optimale Fließrate und thermische Leistung für ein geothermisches Doubletten-System im Oberen Muschelkalk. Farblich unterlegt sind die Bereiche, aus denen hydrogeologische Daten zur Verfügung stehen. Für den "Ungestörten Oberen Muschelkalk" sind Fließraten bis maximal 15 L/s zu erwarten, für "Oberen Muschelkalk mit Störungzonen" sind Fließraten bis maximal 90 L/s zu erwarten.

REFERENZEN AP1

- Bertleff, B. et al., 1988. Ergebnisse der Hydrogeothermiebohrungen in Baden-Württemberg. Jh. geol. Landesamt Baden-Württemberg, 30: 27-116.
- Bertleff, B., Ondreka, J., Plum, H., Storz, R., Schloz, W., Selg, M. und Trapp, C., 2005. Bereitstellung hydrogeologischer und geothermischer Grundlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie/Hydrogeothermie in der Region Bodensee - Oberschwaben.
- Büchi, U.P., 1955. Zur Geologie der Oberen Meeresmolasse von St. Gallen. Eclogae geol. Helv., 48(2): 257-321.
- Büchi, U.P., 1981. Geothermische Datensynthese der Schweiz. Schriftenreihe des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Benglen, Studie Nr. 26.
- Büchi, U.P., Lemcke, K., Wiener, G. und Zimdars, J., 1965. Geologische Ergebnisse der Erdölexploration auf das Mesozoikum im Untergrund des schweizerischen Molassebeckens. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., 32(82): 7-38.
- Diebold, P., 1988. Der Nordschweizer Permokarbon-Trog und die Steinkohlenfrage der Nordschweiz. Vjschr. natf. Ges. Zürich, 133(1): 143-174.
- Diem, B., 1986. Die Untere Meeresmolasse zwischen der Saane (Westschweiz) und der Ammer (Oberbayern). Eclogae geol. Helv, 79(2): 493-559.
- Eugster, H., Fröhlicher, H. und Saxer, F., 1960. Erläuterungen zum Blatt Nr. 23: St. Gallen - Appenzell des Geologischen Atlas der Schweiz 1:25'000. Schweiz. geol. Komm.
- Felber, P., 2007. Geologie und Grundwasservorkommen im Kanton Zug. Erläuterungen zur Grundwasserkarte 1:25'000. Baudirektion des Kantons Zug; UD-Print AG, Luzern.
- Frei, H.P., 1979. Stratigraphische Untersuchungen in der subalpinen Molasse der Nordschweiz, zwischen Wäggitale Aa und Urnäsch, Diss. Univ. Zürich. u. Mitt. geol. Inst. ETH-Zürich u. Univ. Zürich N.F. 233.
- Geoform, 1965. Thermalwassernutzung Kreuzlingen-2, Hydrogeologischer Kurzbericht.
- GEOWATT AG, 2007. Geothermische Energie im Kanton Zürich. Grundlagen und Potenzial. Baudirektion Kanton Zürich, AWEL, 125pp.

- Geyer, O. und Gwinner, M.P., 1991. Geologie von Baden-Württemberg (4. Aufl.) Schweizerbart'sche Verlagsbuchh., Stuttgart.
- Gringarten, A.C., 1978. Reservoir lifetime and heat recovery factor in geothermal aquifers used for urban heating. *Pageoph*, 117: 298-308.
- Habicht, K., 1945. Geologische Untersuchungen im südlichen sanktgallisch-appenzellischen Molassegebiet. *Beitr. geol. Karte Schweiz*, N.F. 83.
- Hantke, R., 2004. Blatt 1076 St. Margrethen und 1096 Diepoldsau. *Geol. Atlas Schweiz* 1:25 000, Erläut. 108.
- Herrmann, P., Draxler, I. und Müller, H., 1985. Erläuterungen zu Blatt Nr. 83: Sulzberg der Geologischen Karte der Republik Österreich 1:25'000. Geologische Bundesanstalt, Wien.
- Hofmann, F., 1951. Zur Stratigraphie und Tektonik des st. gallisch-thurgauischen Miozäns (Obere Süsswassermolasse) und zur Bodenseegeologie. *Jb. st. gall. natw. Ges.*, 74: 1-87.
- Jordan, P., 2007. Sammelprofile der Sediementgesteine der verschiedenen geologisch-tektonischen Einheiten der Schweiz. *Nagra Arbeitsbericht NAB 07-35*, Wettingen.
- Kanz, W., 1987. Grundwasserfliesswege und Hydrochemie in tieferen Graniten und Gneisen. *Geol. Rdsch.*, 76(1): 265-283.
- Keller, B., 1989. Fazies und Stratigraphie der Oberen Meeresmolasse (unteres Miozän) zwischen Napf und Bodensee., *Diss. pil.-natw. Fakultät Universität Bern*, 304 pp.
- Keller, B., 1992. Hydrogeologie des schweizerischen Molassebeckens: Aktueller Wissensstand und weiterführende Betrachtungen. *Eclogae geol. Helv.*, 85(3): 611-652.
- Keller, B., 2000. Fazies der Molasse anhand eines Querschnitts durch das zentrale Schweizer Mittelland. *Jber. Mitt. Oberrh. Geol. Ver.*, 82: 55-92.
- Keller, B., Bläsi, H.-R., Platt, N.H., Mozley, P.S. und Matter, A., 1990. Sedimentäre Architektur der distalen Unteren Süsswassermolasse und ihre Beziehung zur Diagenese und den petrophysikalischen Eigenschaften am Beispiel der Bohrungen Langenthal., *Nagra Tech. Ber. NTB 90-41*.
- Kempf, O., Matter, A., Burbank, D.W. und Mange, M., 1999. Depositional and structural evolution of a foreland basin margin in a magnetostratigraphic framework: the eastern Swiss Molasse Basin. *Int. Journ. Earth Sciences*, 88: 253-275.

- Kohl, T., Hopkirk, R.J., Evans, K.F. und Rybach, L., 1993. FRACTure - A new tool to simulate coupled processes in geosciences, Intern. Conference on Finite Elements in Fluids, Barcelona.
- Lemcke, K., 1975. Molasse und vortertiärer Untergrund im Westteil des süddeutschen Alpenvorlandes. Jber. Mitt. Oberrh. Geol. Ver. (N.F.), 57: 87-115.
- Lemcke, K. und Wagner, R., 1961. Zur Kenntnis des vortertiären Untergrundes im Bodenseegebiet. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., 27(73): 9-14.
- Leu, W., Keller, B., Matter, A., Schärli, U. und Rybach, L., 1999. Geothermische Eigenschaften Schweizer Molassebecken (Tiefenbereich 0-500 m) - Datenbank Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität, Gesteinsdichte und Porosität, Bericht Bundesamt für Energie, 80 p.
- Mazurek, M. und Peters, T., 1992. Petrographie des kristallinen Grundgebirges der Nordostschweiz und Systematik der herzynischen Granite. Schweiz. Mineral. Petrogr. Mitt., 72(1): 11-35.
- Müller, M., Nieberding, F. und Wanninger, A., 1988. Tectonic style and pressure distribution at the Northern margin of the Alps between Lake Constance and the river Inn. Geol. Rdsch., 77(3): 787-796.
- Müller, W.H., Naef, H. und Graf, H.R., 2002. Geologische Entwicklung der Nordschweiz, Neotektonik und Langzeitszenarien Zürcher Weinland. NTB 99-08, Nagra, Wettingen.
- Nagra, 1988. Sedimentstudie - Zwischenbericht 1988 / Möglichkeiten zur Endlagerung langlebiger radioaktiver Abfälle in den Sedimenten der Schweiz / Textband. NTB 88-25, Nagra, Baden.
- Nagra, 2008. Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA- und das HAA-Lager. Geologische Grundlagen. Nagra Technischer Bericht NTB 08-04, Wettingen.
- Schärli, U. und Kohl, T., 2002. Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete. ISSN 0253-1186, Swiss Geophysical Commission (Beiträge zur Geologie der Schweiz: Geophysik, Nr. 36).
- Schläfli, A., 1999. Geologie des Kantons Thurgau, mit einer Übersichtskarte 1:50'000. Mitt. thurg. naturf. Ges. 55.
- Schmassmann, H., 1990. Hydrochemische Synthese Nordschweiz: Tertiär und Malm-Aquifere. NTB 88-07. Nagra, Baden.
- Schneider, J., 1962. Der Jura in Erdölbohrungen des westlichen Molassetroges. In: Hermann-Aldinger-Festschr. (Editor), Schweizerbart, Stuttgart.

Schreiner, A., 1992. Erläuterungen zur geologischen Karte des Landkreises Konstanz 1:50'000 (3. Völlig überarbeitete Auflage). Geol. Landesamt Baden Württemberg, Freiburg.

Signorelli, S. und Kohl, T., 2006. Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz - Gebiet des nördlichen Schweizer Mittellandes, Schweizerische Geophysikalische Kommission.

Thury, M., Gautschi, A., Mazurek, M., Müller, W.H. und Naef, H., 1994. Geology and Hydrogeology of the Crystalline Basement of Northern Switzerland. Nagra Tech. Ber. NTB 93-01.

Vollmayr, T. und Wendt, A., 1987. Die Erdgasbohrung Entlebuch 1, ein Tiefenaufschluss am Alpennordrand. Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. U. -Ing., 53(125): 67-79.

Zaugg, A., Blass, A. und Wessels, M., 2008. Blatt 1055 Romanshorn. Geol. Atlas Schweiz 1:25'000.

AP2: Erschliessungstechnik und –kosten

Die Durchführung eines Geothermieprojektes erfolgt in mehreren Phasen. Nach dem Festlegen der geothermischen Zielsetzung und Ausführung der Machbarkeitsstudie konzentriert sich die Erschliessung eines geothermischen Reservoirs stark auf die Erstellung einer Bohrung. Die einzelnen notwendigen Schritte in der Erschliessungsphase sind in der Regel aufeinanderfolgend, wobei erst durch das Erreichen der Zielsetzung einer Massnahme der Startpunkt eines Folgeschrittes in Angriff genommen werden kann. Prinzipiell sollten mehrere Optionen, die die Unsicherheit in den Untergrundverhältnissen berücksichtigen, erarbeitet werden. Nach Festlegung des Bohrstandortes (AP1) müssen folgende Arbeitsschritte vorgenommen werden:

- Planung der Bohrung und Ausschreibung
- Bohrgenehmigung
- Installation des Bohrplatz mit Setzen eines Standrohres
- Anfahrt und Installation des Bohrgerätes
- Bohrphase für mehrere Bohrungen
- Logging / Testing
- Abbau des Bohrgerätes
- Weitere Tests und Entscheidung für Inbetriebnahme

In der Folge wird auf einzelne Themen eingegangen.

7 BOHRPLATZ UND BOHRTECHNIK

Die Bearbeitung dieser Kapitel erfolgte nach den Referenzbüchern von Nguyen, 1993 und Hatzsch, 1991.

7.1 Planung einer Tiefbohrung

Die Planung einer Tiefbohrung stellt ein sehr komplexes Unterfangen dar, bei der die Zusammenarbeit von Spezialisten unterschiedlicher Fachbereiche notwendig ist.

Bei der Planung einer Tiefbohrung sind mehrere Schritte notwendig, wie:

- Erfassen von Informationen aus Offset- Bohrungen, Geologiestudien, Seismik Messungen
- Erstellen eines überschlägigem Bohr-und Verrohrungsprogrammes. Hierbei ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Bohringenieurern, Geologen, Geophysiker und Produktionstechnikern besonders erforderlich (siehe 7.3)
- Auswahl einer geeigneten Bohranlage
- Berechnung der Futterrohr Touren, Erstellen des Spülungs- und Zementationsprogrammes
- Planung des Bohrstranges und der Bohrwerkzeuge
- Planung der Logging- und Testarbeiten

7.2 Bohrplatzinstallation

Die Fläche des Bohrplatzes ist abhängig vom Typ und Grösse der Tiefbohranlage und beinhaltet einen inneren Bereich (Kernbereich) für das Bohrgerät inkl. Gestängelager, Pumpen, Generatoren und die Tankanlage sowie einen äusseren Bereich für den Verkehr, den Lagerplätzen für die Container, Lagersilos und sonstigem Material. Der Bohrvorgang arbeitet mit einem geschlossenen Spülsystem. Für den Wasserbedarf reicht der Zugang zu einem Hydranten.

Im inneren Bereich befinden sich die Fundamente für die verschiedenen Maschinen sowie die Bohrkeller. Der gesamte Bohrplatz wird asphaltiert und weist eine Ringentwässerung mit Ölabscheider zur Kanalisation auf. Der Standort des Bohrturms wird betoniert und beinhaltet einen ca. 2,5 m tiefen, betonierten Bohrkeller.

Die Bohrplatzgrösse ist abhängig vom Bohrgerät, wobei die Bohrgerätauswahl u.a. vom Gewicht des schwersten einzubauenden Stranges oder der Ausbauart (siehe später Fig. 39) abhängt. Unter dem Standpunkt der Wirtschaftlichkeit und der notwendigen Sicherheit ist eine Anlage mit einer grossen Hakenlast nicht unbedingt besser als eine mit einer kleineren Hakenlast. Die Bohranlage sollte so preiswert wie möglich aber auch so sicher wie notwendig sein.

In den nachfolgenden Abbildungen sind 2 Anlagen unterschiedlicher Grösse dargestellt (Fig. 29 und Fig. 30).

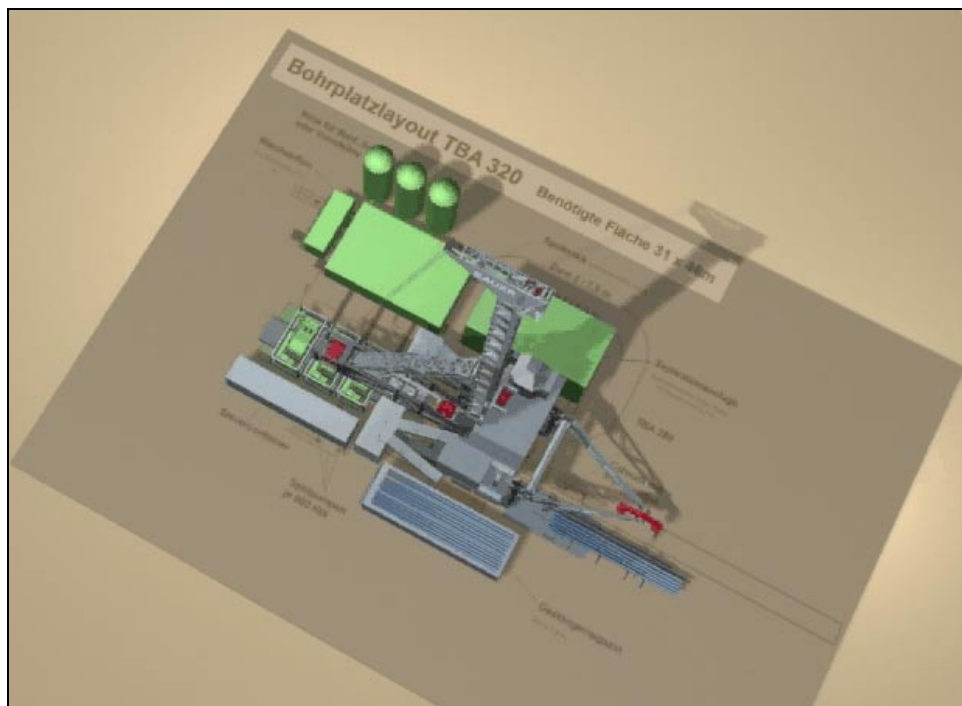


Fig. 29: Bohranlage Bauer TBA 300- Hakenausnahmelast 280 to



Fig. 30: Bohranlage der Firma ITAG – Rig 23- mit 460 to Lastaufnahme am Topdrive

Der Aufstellungsplan aus Fig. 31 verdeutlicht einen sicherlich grosszügig eingerichteten Bohrstandort der NAGRA aus dem Jahr 1984 mit einer Oberfläche von etwa 7'000 m². Aktuelle Bohranlagen insbesondere in städtischen Gebieten werden verstärkt auf eine Infrastruktur mit engeren Platzverhältnissen ausgelegt.

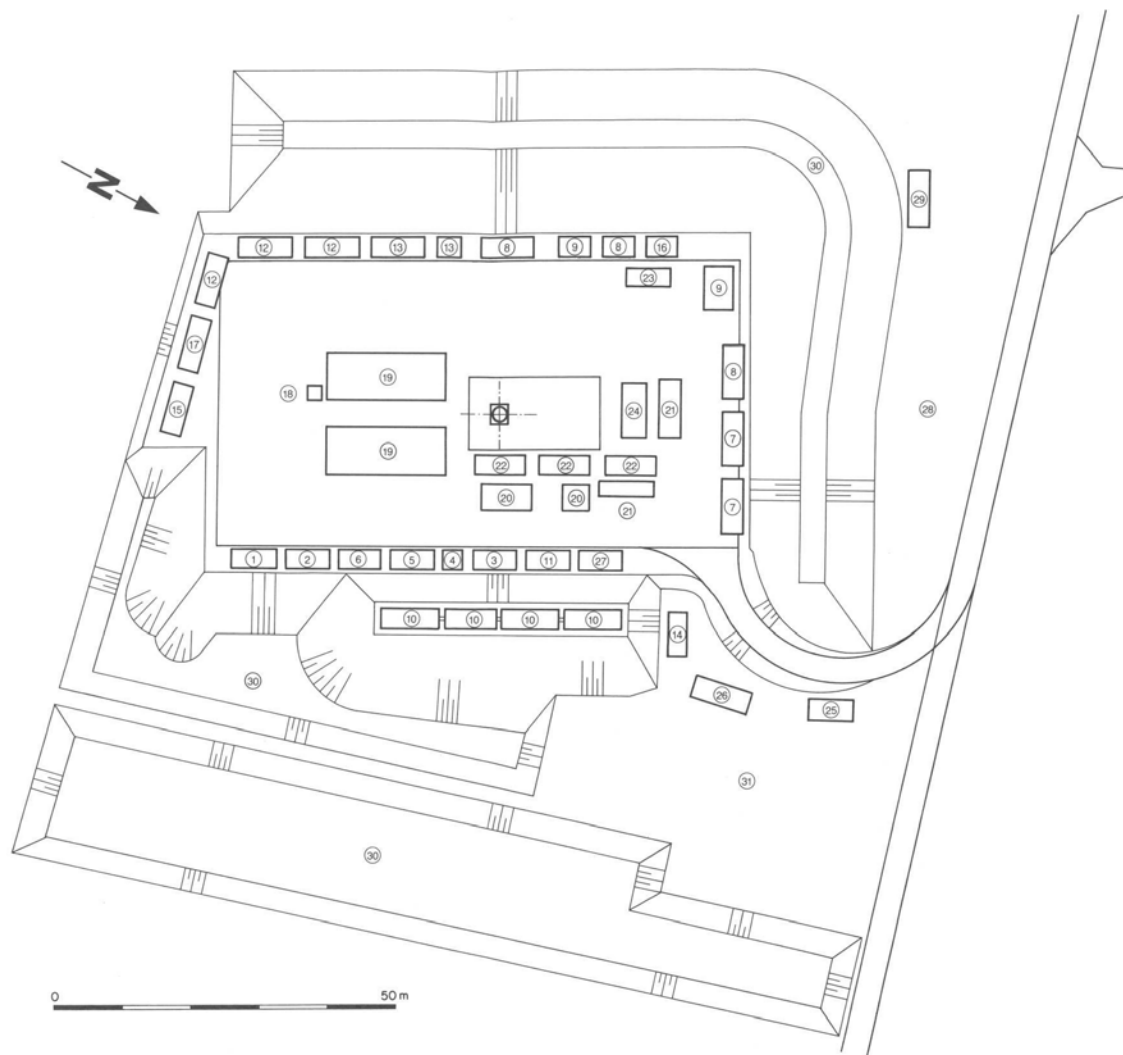


Fig. 31: Bohrung Schafisheim: Bohranlage National 80-B – Aufstellungsplan (Nagra, 1991); siehe Legende Tab. 10

Tab. 10: Legende der Fig. 31

<i>Num.</i>	<i>Funktion</i>	<i>Num.</i>	<i>Funktion</i>
1	Werkstatt für Testausrüstungen	17	Sitzungsraum
2	Büro mit Computeranlage	18	Preventer-Schliessanlage
3	Sampler-Dienst	19	Gestänge- und Rohrlager
4	Spülungslabor	20	Schlammgrube
5	Büro Bohrstellengeologie	21	Spülungssilo/Wasserreserve
6	Kernmagazin, -Verpackung, -fotos	22	Tankanlage für Spülung
7	Tanks für deionisiertes Wasser	23	Kompressor
8	Magazine und Werkstatt	24	Spülpumpen
9	Transformer, Elektroverteilung, Notstromanlage	25	Eingangskontrolle
10	Stapelbecken für Regen- und Platzwasser mit Ölabscheider	26	Informationscontainer
11	Hydrochemie Feldlabor	27	Labor mit Flüssigkeitschromatograph
12	Bohrmeister- und Mannschaftsräume	28	Wohnwagencamp
13	Sanitäre Anlagen	29	Sanitäre Anlagen
14	Schlafcontainer	30	Schutzwall
15	Nagra-Bohraufsicht	31	Parkplätze
16	Gasschutz- und Ersthilfecontainer		

Da die Grösse des Bohrplatzes in St. Gallen zur Zeit keinen Engpass darstellt und davon ausgegangen werden kann dass Bohrgesellschaften Bohranlagen bis zu 450 to Hakenlast anbieten werden, soll mit einer Fläche von bis zu 5000 m² gerechnet werden (60 m x 85 m).

Der An- bzw. Abtransport der notwendigen Maschinen und des Materials erfolgt mittels LKW-Zügen. Für den Antransport ist mit ca. 70 LKW zu rechnen. Die Anlieferungen werden in der Regel zu Tageszeiten erfolgen.

Von der Art des Kraftübertragungssystems können folgende Typen von Bohranlagen zum Einsatz kommen:

- Dieselelektrisch
- Vollelektrisch
- Dieselhydraulisch
- Elektrohydraulisch

Vom Standpunkt der Wirtschaftlichkeit und der Emissionen (Lärm bzw. Abgase) sind die elektrisch betriebenen Anlagen zu bevorzugen, allerdings mit der Voraussetzung dass die Distanz zwischen Netz und Bohranlage nicht zu gross ist (mindestens 20 kV Spannung). Für eine Bohranlage im Hakenlastbereich von 280-450 to ist mit einer gesamt installierten Leistung von 2500-3400 KW zu rechnen.

Für die Ausführung der Bohrarbeiten ist ein kontinuierlicher Bohrbetrieb d.h. 24 h/Tag und 7 Tage die Woche vorgesehen. Es wird mit einer Bohrdauer von ca. 4-5,5 Monate/Bohrung gerechnet, inklusive Aufbau der Anlage und Unterbrüche durch Logging und Kurzzeittests.

7.3 Tiefbohrtechnik

Generelle Verfahren

In der Bohrtechnik unterscheidet man Bohrverfahren mit obertägigem sowie untertägigem Antrieb. Zu der ersten Gruppe gehören das Rotary-Verfahren mit Antrieb des Bohrstranges über den Drehtisch sowie eine abgeleitete Variante hiervon, das Bohren mit Topdrive, mit Antrieb über einen im Mast verfahrbaren Kraftdrehkopf (siehe Rotary-Verfahren Prinzip Fig. 32). Zu der zweiten Gruppe zählt das Bohren mit Bohrmotor, Bohrturbine oder Imlochhammer. Die Entwicklung der Topdrives wurde insbesondere in den 90-er Jahren stark vorangetrieben und führte dazu, dass aktuell die Mehrheit der modernen Anlagen über diese Art von Antrieb verfügen. Die Notwendigkeit Kohlenwasserstoffvorkommen besser erschliessen zu können, führte dazu, dass lange Horizontalbohrungen - insbesondere im Offshorebereich - zum Standard wurden und dies hauptsächlich dank wesentlicher Verbesserung der Bohrmotoren und Turbinen.

Mitte der 90-er Jahre wurde ebenfalls versucht, die Entwicklung und den Einsatz der mit Spülung oder Wasser angetriebenen Imlochhämmer voranzutreiben, wobei es jedoch nicht gelang, dieses Verfahren für grössere Bohrteufen bis zur Reife zu verbessern. Luftangetriebene Imlochhämmer wie sie im Bergbau, Bauwirtschaft oder bei Flachbohrungen angewendet werden spielen in der Tiefbohrtechnik keine Rolle, da sie, bedingt durch die Kapazität der Kompressoren und der geologischen Rahmenbedingungen wie Notwendigkeit einer standfesten Formation, geringem Wasserzufluss, gut erschlossenem Einsatzgebiet etc., schnell an ihre Einsatzgrenzen gelangen.

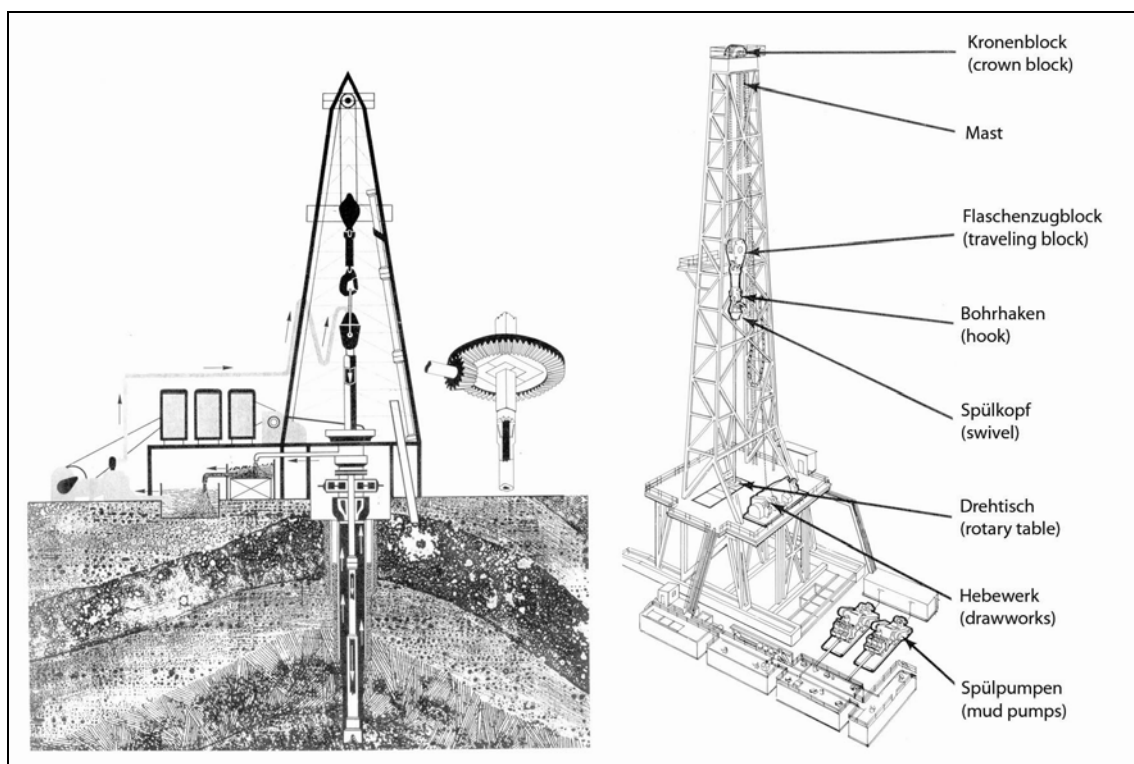


Fig. 32: Prinzip des Rotary-Verfahrens (Hatzsch, 1991; Nguyen, 1993)

Die Bohrarbeiten für Geothermiebohrungen werden im klassischen Rotary Verfahren bzw. mit Topdrive abgeteuft wobei für die Bohrlochsicherung mehrere teleskopartige Verrohrungen (Standrohr, Ankerrohrtour, mehrere technische Rohrtoeren und Produktionsrohrtour) eingebaut und im Ringraum zementiert werden. Die Verrohrungen reichen entweder bis zutage oder 50 – 100 m in die vorherige Rohrtoer (Liner) hinein. Rohrtoeren bei der die Zementation nicht bis zutage erfolgt, werden üblicherweise im nicht zementierten Bereich vorgespannt, um der thermischen Expansion, bedingt durch hohe Wassertemperaturen entgegenzuwirken.

Richtungskorrekturen sowie geplante Ablenkungen der Bohrung werden mittels Bohrmotor oder Bohrturbine ausgeführt; der Antrieb erfolgt durch die Bohrspülung (siehe Fig. 33).

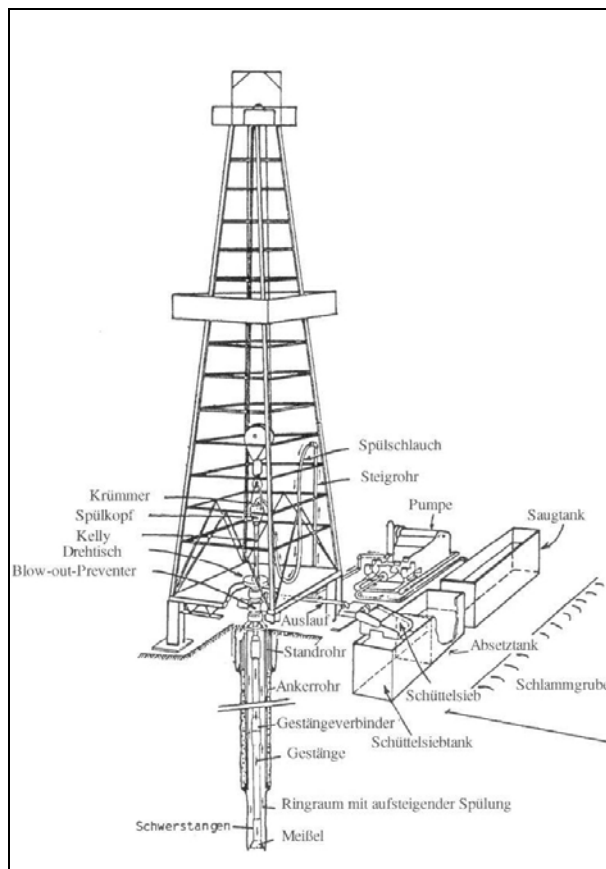


Fig. 33: Spülungskreislauf (Hatzsch, 1991; May, 1960)

Die Auslegung der Bohrspülung erfolgt ebenfalls auf die spezifischen Anforderungen. Hierbei hat die Bohrspülung mehrere Aufgaben zu erfüllen wie z.B.:

- Übertragung der hydraulischen Energie auf die Bohrlochsohle
- Reinigung der Bohrlochsohle
- Inschwebehalten von Bohrklein bei Spülungsunterbruch
- Kühlung und Schmierung des untertägigen Materials
- Bildung einer Stützsicht (Filterkuchen)
- Abstützung nicht standfester Formationen und Gegendruck zwecks Verhinderung von Eindringen unerwünschter Formationsinhalte (insbesondere KWST)

In den meisten Fällen werden unbeschwerte Spülungen wie wasserbasierte oder feststofffreie Spülungen und Polymerspülungen zum Einsatz kommen, während für das Durchteufen von Formationen mit hohen Formations-, bzw. Porendrücken Spülungen mit Beschwerungsstoffe, wie z.B. Schwespat oder Kreide Anwendung finden. Um die Produktivität von potenziellen Aquiferen nicht zu gefährden, werden diese mit einer trägerschonenden Spülung durchteuft. (z.B KCI-Kreide-Spülung)

Für die Bohrarbeiten ist ein geschlossenes Spülsystem vorgesehen. Die verwendete Spülung wird nach jeder Bohrphase - wenn möglich - für den nächsten Bohrabschnitt aufbereitet, ansonsten wird sie ersetzt. Da bei einer Temperatur von 150-160°C die Einsatzgrenze von Bohrmotoren und sonstiger Elektronik in den untertägigen Messeinrichtungen erreicht wird, werden für die Kühlung der Bohrspülung sogenannte

Mud Cooler eingesetzt. Die Entsorgung der Bohrspülung erfolgt in einer Deponie; aber es besteht auch die Möglichkeit (abhängig von der Spülungsart), mittels eines Dekanters die Feststoffe aus der Spülung zu entfernen, die flüssige Phase zu neutralisieren und in die Kanalisation abzuleiten. Das Bohrklein kann, sofern es stichfest konditioniert wird, in einer Bauschuttdeponie entsorgt werden.

Nach dem Durchteufen eines Bohrabschnittes muss dieses durch den Einbau und die Zementation einer Verrohrung gesichert werden.

Zementationen haben folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Kraftschlüssige Befestigung der Rohre im Bohrloch
- Produzierende Formationen gegeneinander abzudichten; Wasser, KWST(Kohlenwasserstoffe)
- Schutz von Frischwasserhorizonten
- Schutz der Verrohrung gegen aggressive Formationswässer

Die im Tiefbohrbereich verwendeten Zemente sind Spezialzemente, die je nach Bestandteilen und Einsatzteufen nach API(American Petroleum Institute) in mehreren Zementklassen genormt sind. Daneben gibt es insbesondere für Geothermiebohrungen temperaturbeständige Spezialzemente für extrem hohe Temperaturen (Thermalzemente).

Bezüglich dem untertägigem Equipment unterscheidet man: das Bohrgestänge, die Schwerstangen und das Bohrwerkzeug. Im weiteren werden im Bereich der Schwerstangen noch Stabilisatoren zwecks Zentrierung des unteren Teils des Bohrstranges, Räumer hinter dem Meissel zwecks kaliberhaltigem Nachschneiden insbesondere bei drückenden Formationen, Stossdämpfer über dem Meissel zwecks Dämpfung der axialen Schläge und Vibrationen im Bohrstrang sowie Schlagscheren zum Freischlagen des Bohrstranges beim Festfahren eingebaut.

Für das Bohren in verschiedenen Formationen steht eine breite Palette von Bohrwerkzeugen zur Verfügung. Das wohl am häufigsten eingesetzte Bohrwerkzeug ist der 3 Rollen-Meissel.



Fig. 34: Beispiel für diverse Meisseltypen (a): 3 Rollenmeissel (b): PDC-Meissel; (c): Diamantmeissel; PDC- Meissel

Je härter die zu bohrende Formation ist, desto kleiner und härter müssen die Zähne auf den gelagerten Rollen sein. Die Zähne der Rollenmeissel für Weichformationen arbeiten im grabenden Modus, Hartmetallstifte in Hartgesteinen eher im schlagenden Modus. Im Meissel befinden sich Düsen zur besseren Reinigung der Bohrlochsohle. In der Entwicklung der Meisseltechnologien werden höhere Standzeiten und eine wesentlich höhere Rotationen von 200-400 rot/min angestrebt. Ebenfalls sollte mit einer höheren hydraulischen Leistung die Reinigung der Bohrlochsohle verbessert werden.

Die Sicherung gegen Gasausbrüche und für ein gefahrloses Auszirkulieren von Gaskicks wird mittels eines auf dem Ankerrohr montierten Preventerstacks, sowie mit weiteren Armaturen und Einrichtungen gewährleistet. Der Preventerstack wird auf dem Bodenflansch, der kraftschlüssig mit der Ankerrohrtour verbunden ist, montiert und besteht aus einem Universalpreventer (Ringpreventer), sowie je einem

Preventer für Gestänge und Totalabschluss. Die Preventer können von einer Druckspeicher- und Steueranlage sowie ferngesteuert über ein BOP Panel bedient werden.



Fig. 35: Beispiel eines Preventerstacks

7.4 Bohrlochausbau

7.4.1 Explorationsbohrung

Während einer Planung und der Ausführung einer Explorationsbohrung (wildcat) stehen in der Regel nur unvollständige Informationen und Prognosen über die Beschaffenheit des Untergrundes zur Verfügung. Dies hat zur Folge, dass man bei der Planung einer Explorationsbohrung vorsichtiger angeht, was meistens zu einer höheren Kostenfolge führt. Um die Kosten einer Explorationsbohrung zu senken z.B bei der Erschliessung von KW-Vorkommen, werden diese meist mit besonderen Methoden abgeteuft. Da diese nicht risikolos sind, werden sie hauptsächlich von grossen Bohrgesellschaften durchgeführt.

Ein hohes Zukunftspotenzial kann dem Einsatz von erweiterbaren Futterrohren zugeschrieben werden. Die Grundidee dieser Technik liegt darin, eine eingebaute Verrohrung im Nachhinein mit Hilfe eines birnenförmigen Kalibers so aufzuweiten, dass durch die Verrohrung mit einem grösseren Bohrwerkzeug gebohrt werden kann, als es für eine Auslegung nach dem klassischen Verrohrungsschema möglich wäre. So könnten beispielsweise Problembereiche überbrückt werden, ohne eine zusätzliche Rohrtour einzubauen.

Der Vorteil dieser erweiterbaren Futterrohre in Problemzonen ist anhand dem Beispiel aus Fig. 36 gut verdeutlicht. Leider ist der Stand der Technik zurzeit noch nicht soweit fortgeschritten, dass die Nachteile dieses Verfahrens (Minderung der mechanischen Eigenschaften des Stahls infolge der Erweiterung) immer in Kauf genommen werden können.

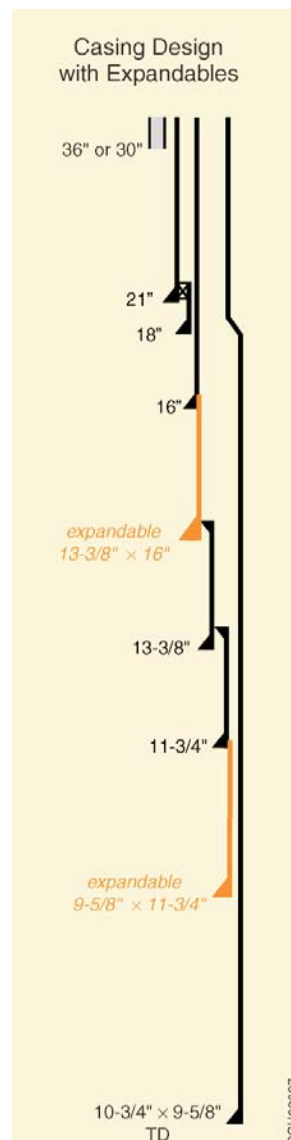


Fig. 36: Beispiel eines Verrohrungsschemas mit erweiterbaren Futterrohren (Halliburton Energy Services)

Die Ausführung von Bohrungen mit geringen Bohrdurchmessern (Slimhole) bietet ebenfalls die Möglichkeit die Explorationskosten zu senken. Unter dem Abteufen einer sogenannten Slimhole Bohrung versteht man allgemein eine Bohrung mit geringeren Bohrdurchmessern, die im Trägerbereich einen Durchmesser von 4 ¾" oder weniger aufweist. Obwohl günstiger, haben Slimhole Bohrungen den grossen Nachteil, dass bei Bohrschwierigkeiten, die fehlende Verrohrungsmöglichkeit infolge geringen Bohrdurchmessers schneller erreicht wird und auch Ablenkungen nur noch bedingt durchführbar sind.

Eine verbreitete Technik für das Bohren einer Slimhole ist das Coiled Tubing Verfahren. Bei diesem Verfahren wird der flexible Bohrstrang – ähnlich einem Wasserschlauch - der auf einer grossen Trommel aufgerollt ist, mit zunehmender Teufe nachgelassen und beim Ausbau wieder auf die Trommel gerollt. Am vorderen Ende des Bohrstranges ist ein über den Spülungsstrom hydraulisch angetriebener Motor befestigt, der das Bohrwerkzeug antreibt. Der Vorteil dieser Technik ist die kurze Roundtripzeit (Dauer für Aus- und Einbau des Bohrstranges zwecks Meisselwechsel) sowie die Möglichkeit mit kleineren Bohranlagen zu arbeiten. Ebenfalls können durch das Tubing chemische Stoffe (z.B. zur Säuerung) gepumpt werden.



Fig. 37: Beispiel einer Bohranlage mit Coiled Tubing der Firma Technicoil/Canada

Den o.g. Vorteilen stehen jedoch auch erhebliche Nachteile gegenüber, wie z.B. geringe Zugfestigkeit des Bohrstranges, fehlende Möglichkeit den Strang zu drehen, kleinere Bohrdurchmesser, geringere Einsatzdauer im Vergleich zu konventionellem Bohrgestänge, geringere Bohrteufen, etc.... Auch wenn Befürworter dieser Technik sehr optimistisch für zukünftige Einsätze sind, ist unter konservativer Betrachtung davon auszugehen, dass diese Technik nur unter bestimmten Voraussetzungen wie z.B. standfeste Formationen oder als Ergänzung zu konventionellen Bohrtechniken, zum Einsatz kommen wird.

7.4.2 Produktionsbohrung

Ziel einer Produktionsbohrung ist, die aus dem Reservoir austretenden Fluide, mit möglichst geringer Energie (Reibungsverluste an Bohrlochwand und in den Verrohrungen) nach oben fördern zu können. Für die Planung bedeutet dies möglichst grosse Enddurchmesser auf Reservoirniveau, wobei demgegenüber aber höhere Erstellungskosten stehen. Massgebend für die Auslegung des Bohr- und Verrohrungsschemas wird somit eine Wirtschaftlichkeitsrechnung letztendlich Antwort geben. Grundlage für die Auslegung der Bohr-, und Verrohrungsdurchmesser bildet das in Fig. 38 dargestellte Schema. Die durchgehenden Pfeile ermöglichen eine Auslegung mit ausreichendem (üblichem) Radialspiel, wobei bei den nicht durchgehenden Pfeilen, Rohrverbindungen mit reduziertem Aussendurchmesser, eine besondere Beachtung von Doglegs (Mass für Neigungs-, und Richtungsänderung), Spülungsdichte und Zementation erforderlich sind.

Um das Bohrloch zu sichern werden in gewissen Abständen Stahlrohre (Futterrohre) eingebaut und zementiert. Die Futterrohrtour besteht aus 8 - 12 m langen Einzelrohren, die mit Gewinde- oder geschweisster Verbindung zusammengefügt sind. An die von Übertage ausgehende Rohrtour kann sich auch eine "teleskopartig" den Rohrschuh überdeckende, aufgehängte Rohrtour (Liner) anschliessen. Die Futterrohre sind nahtlos oder auch längsgeschweisst, aus Stahlgüten von J55 bis Q125 und haben hydraulisch dichtende (z.B. API, BTC) oder gasdichte Schraubverbinder (z.B. BDS, VAM). Bei Geothermiebohrungen werden überwiegend Futterrohre mit BTC Verbindern (wegen der höheren

Zugfestigkeit des Verbinders) und in Stahlgüten K55 und L80 verwendet. Diese Stahlgüten sind gegenüber H₂S-haltigem Aquiferwasser unempfindlich. Für den sicheren Schutz der Bohrlochabschnitte bei gegebener Temperatur und Standfestigkeit der Speicherformation steht ein breites Futterrohrsortiment zur Verfügung. Diese sind meist nach API genormt.

Bei der Auslegung geht man vom erforderlichen Durchmesser im Aquifer aus der Pfeilrichtung nach unten vor. Der wohl am meisten angewendete Pfad ist: 20"-17 1/2"-13 3/8"-12 1/4"-9 5/8"-7"-5 7/8" - 4 1/2".

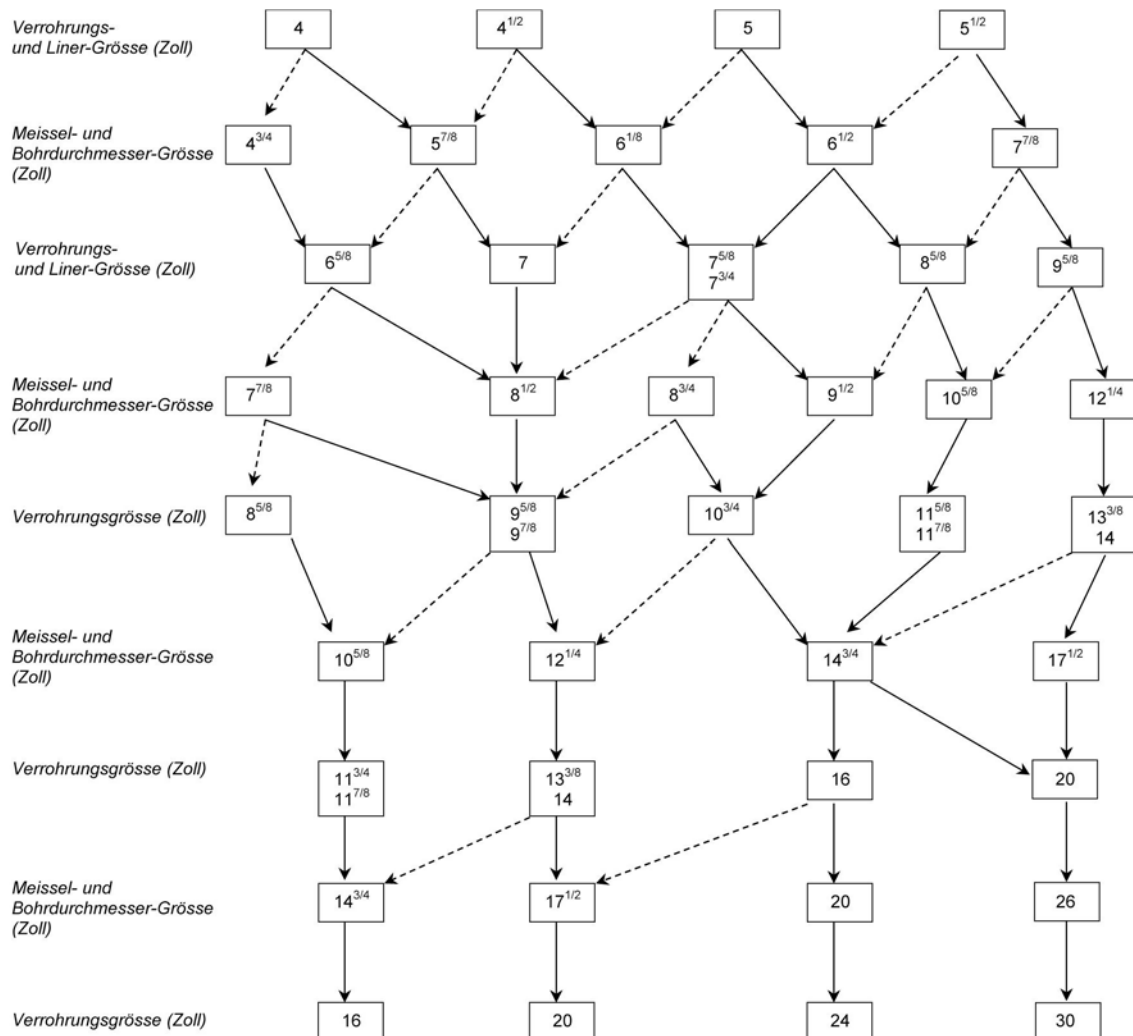


Fig. 38: Mögliche Verrohrungsschema und Bohrdurchmesser

Für tiefe Geothermiebohrungen müssen die Rohrtouren spezifische Anforderungen erfüllen, wie:

- Hohe Fliessraten bei möglichst geringem Fliesswiderstand
- Installationsmöglichkeit der Förderpumpe in der erforderlichen Tiefe
- Eignung für hohe Temperaturänderungen sowie für die chemische Zusammensetzung des gefördertten Wassers.

Entsprechende Vorkehrungen und Planungsabläufe müssen daher in der Ausschreibung einer Anlage berücksichtigt werden.

Die in einer Geothermiebohrung eingebauten Verrohrungen können jeweils einem Ausbauschema zugeordnet werden. In Fig. 39 sind mehrere Ausbauproduktionsvarianten von Geothermiebohrungen dargestellt, wobei die zweite Variante "b" zurzeit der Standard ist und auch in St.Gallen zur Anwendung kommen wird. Als Beispiel für Variante "a" seien die Förderbohrungen am Geothermiestandort in Soultz-sous-Forêts erwähnt. Wichtig für das entsprechende Ausbauschema sind die Temperaturunterschiede welche bei einer Förderbohrung auftreten können. In der Regel führt die Erwärmung der Verrohrung zu starken thermischen Spannungen sodass diese auf der gesamten Länge zu zementieren sind oder im nicht zementierten Bereich entsprechend vorgespannt werden müssen. Hierfür ist meist eine grosse Hakenlast notwendig (s. auch Kapitel 7.2), die unter Umständen grösser sein kann als die notwendige Hakenlast für den Einbau der schwersten Rohrtour und somit ausschlaggebend für die Wahl des Bohrgerätes sein.

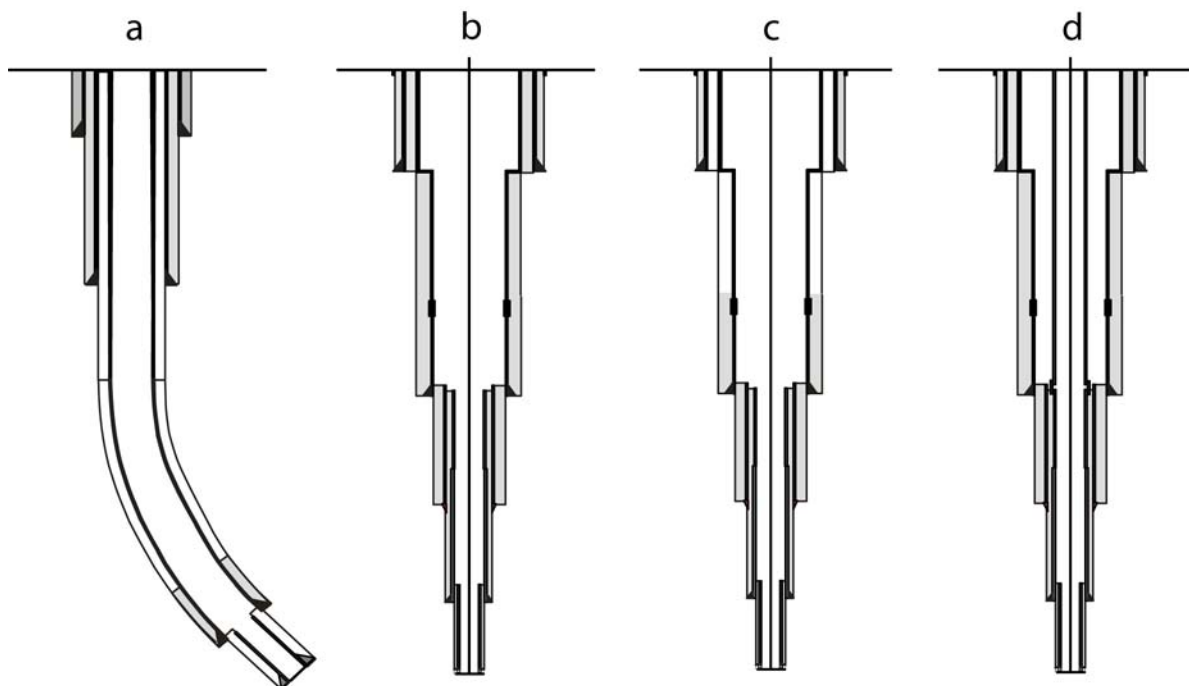


Fig. 39: Zementationsmöglichkeiten. "a" frei bewegliche Produktionsrohrtour; "b" voll zementierte Produktionsrohrtour; "c" Produktionsrohrtour teilweise zementiert, teilweise vorgespannt "d" abgesetzte Verrohrung frei beweglich innerhalb einer glatten Führung zulässig

Tab. 11: Vor- und Nachteile der verschiedenen Zementationsschemas

	Schema "a"	Schema "b"	Schema "c"
Vorteile	Keine thermisch induzierten Spannungen im Produktionsstrang Kostenersparnis Keine Vorspannung der Rohre am Bohrlochkopf	Keine Rohrbewegungen Kein Buckling Zirkulation hinter den Rohren wird verhindert	Niedrige Kosten
Nachteile	Buckling unvermeidbar Mögliche Undichtigkeit bei Rohrverbindern infolge temperaturbedingter Rohrlängenänderung Anwendbar nur in standfestem Gestein Zirkulation von Flüssigkeiten hinter den unzementierten Rohren muss ausgeschlossen sein.	Die Zementation der Rohre muss auf der gesamten Länge gewährleistet sein.	Ringraumzirkulation möglich Sehr grosse Vorspannkräfte

7.4.3 Injektionsbohrung

Grundsätzlich kann jede Bohrung einer Geothermieranlage auch als Injektionsbohrung dienen, letztendlich werden erst die Pumpversuche die hierfür notwendigen Entscheidungsgrundlagen liefern. Aufgrund der geringeren Temperatur der verpressten Fluide werden hier geringere thermische Spannungen am Bohrlochkopf auftreten. Bei einer mehrköpfigen Geothermieranlage (Doubletten, Tripletten, ...) sind die Bohrarbeiten für die zweite Bohrung, unter bohrtechnischem Aspekt, aufgrund der geringeren geologischen Unsicherheiten und den Erfahrungen auf der ersten Bohrung meist wirtschaftlicher, da man auf eine Reihe von Optimierungen im Bohrprozess vornehmen kann. Dies betrifft insbesondere die Spülung, Meissel etc...

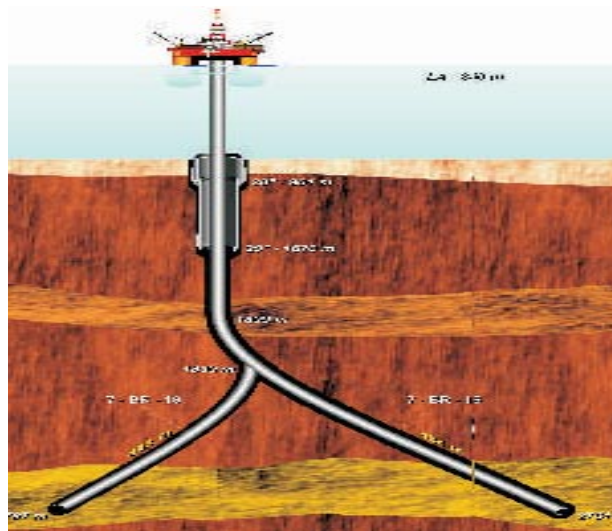
Bezüglich des Verrohrungsschemas existieren ähnliche Randbedingungen wie bei einer Produktionsbohrung. Prinzipiell zeigt sich, dass eine Injektionsbohrung eine geringere Ergiebigkeit besitzt als eine Förderbohrung. Die Gründe hierzu können in der Temperaturabhängigkeit der Viskosität der Thermalwässer, im mechanischen Verschliessen der Wasserwege durch Gesteinsbruchstücke oder in der chemischen Ausfällung um den Injektionsbereich liegen.

7.4.4 Sidetrack

Unter dem Begriff Sidetrack versteht man eine Ablenkung aus der Hauptbohrung um einen weiteren "Ast" zu bohren. Die Erfahrung zeigt, dass eine Hauptbohrung im potenziellen Aquifer einen nicht produktiven Bereich erschliessen kann. Daher sollte vor der definitiven Aufgabe einer Bohrung unbedingt die Möglichkeit geprüft werden, einen Teil der Bohrung zu zementieren und noch einen "Ast" in eine andere, möglichst hoffige Richtung zu bohren.

Eine weitere Möglichkeit für das Erstellen einer zweiten Ablenkung ergibt sich in dem Fall, dass die Hauptbohrung im produktiven Aquifer einen in Bezug auf die Ergiebigkeit zu kleinen Durchmesser besitzt (s.o.). Dies kann das Ergebnis der Auslegung auf die vermutete Produktivität des Aquifers sein, einer

bewussten Einsparung von Erschliessungskosten oder durch zusätzliche Rohrtouren erforderlich geworden sein. Diese Möglichkeit ist nur bei wenigen Geothermiebohrungen eingesetzt worden, insbesondere aus dem Grund, weil der zweite Ast nicht gut abgedichtet werden kann und nur unter gewissen geologischen Bedingungen ausführbar ist. Als Beispiel sei der Fall der Geothermiebohrung Pullach erwähnt, bei der die zweite Bohrung Pullach 2 ergiebiger als erwartet war, sodass in der Bohrung Pullach1 eine zusätzliche laterale Ablenkung erforderlich wurde, um das geförderte Thermalwasser wieder verpressen zu können.



Tab. 12: Beispiele tiefe Geothermiebohrungen (Doubletten)

Standort	Ausführung Bohrungen [Jahr]	Tiefe [m ab GOK]	Maximale Fliessrate [l/s]	Temperatur Sondenkopf [°C]	entnommene Leistung [MW]
Riehen	1989-1999	R1 – 1545 m R2 – 1200 m	20.8	62	3.1 MW Wärme
Braunau- Simbach	1999	BS1 – 1848 m BS2 – 1950 m	74	80	40 MW Wärme
Landau	2005-2006	L1 – 3300 m MD L2 – 3300 m MD	50-80	160	22 MWh/a Strom 9.2 MWh/a Wärme
Unterhaching	2004-2006	U1 – ca. 3500 m U2 – ca. 3500 m	150	130	3.36 MW Strom 40 MW Wärme.
Pullach	2004-2005	P1.1 – 3550 m MD P1.2 – 3930 m MD P2 – 4120 m MD	45	-	6.3 MW
Sauerlach	2007-	S1 – 4757 m MD ----- 4230 m S2 – ? S3 – zu erstellen S4 – zu erstellen	120	140	8 MW Strom geplant
Mauerstetten	2008-	M1 – 4545 m M2 – sistiert	-	153	-
Bruchsal	1983	B1 – ca. 1870 m B2 – ca. 2540 m	19	128	0.5 MW Strom 4 MW Wärme
Basel	2005	Basel 1 - sistiert	-	-	-
Soultz-sous- Forêts	1990-2005	GPK1 – 2000 m GPK2 – ca. 5000 m GPK3 – ca. 5000 m GPK4 – ca. 5000 m	50	190	1 MW Strom

Quelle: div. Publikationen Internet

8 EMISSIONEN UND WEITERE UMWELTEINFLÜSSE DURCH BOHRVORTRIEB

Während dem Bohrbetrieb ist mit bedeutenden Lärmemissionen zu rechnen. Die Lärmbelastung kann problematisch sein. Dabei müssen für den ausgewählten Bohrplatz Lärm-Stufen berücksichtigt werden. Diese werden entsprechend den lokalen Bedürfnissen festgelegt und variieren zwischen reiner Wohnbesiedlung und lärmvorbelasteten Gebieten (z.B. Strassen oder Industrie). So musste bei der Planung der Bohrung Sonnengarten (Triemli) in Zürich die Empfindlichkeitsstufe ES II beachtet werden, da sie das erhöhte Ruhebedürfnis für das Triemli Spital und der angrenzenden Wohngebiete berücksichtigt. Sonst gilt für öffentliche Zonen die ES III.

Für die Beurteilung von Baulärm gibt die Lärmschutzverordnung (LSV) keine Grenzwerte vor. Die Beurteilung ist anhand der Baulärm-Richtlinie des BAFU sowie anhand der kantonalen und städtischen Lärmverordnungen vorzunehmen. Für einen quantitativen Vergleich werden jedoch in der folgenden Tabelle die Grenzwerte für permanente Anlagen aufgeführt (gemäss Anhang 6 LSV für Industrie- und Gewerbelärm).

Tab. 13: Lärmemissionen und Empfindlichkeitsstufen

Empfindlichkeitsstufe	Neuanlagen Planungswerte (PW) [dBA]		Bestehende Anlagen: Immissionsgrenzw. (IGW) [dBA]	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht
ES II	55	45	60	50
ES III	60	50	65	55

Weil für das Erstellen der Tiefbohrung nur ein minimaler Spielraum für betriebliche Massnahmen zur Lärmreduktion besteht, müssen mit baulichen Massnahmen an der Lärmquelle die Schallschutzimmissionen reduziert werden (Abschirmung der Lärm verursachenden Anlageteile; Einhausung des Topdrives am Bohrmast; Elektro-Antriebe anstelle von Dieselaggregaten). Massnahmen am Mast sind verhältnismässig aufwändig.

Für die Ermittlung der Emissionen während dem Bohrbetrieb stehen nur wenige Grundlagen zur Verfügung. Ein abgeschätzter Mittelwert für die Lärmemissionen wäre knapp 100 dBA, für eine 350 to Anlage. Die Isolinie für 50 dBA liegt bei rund 250 m von der Anlage. Der Lärm kann durch verschiedene Massnahmen reduziert werden:

- Abschirmung des Bohrplatzes mit Lärmschutzwänden
- Bohrbetrieb mit direkter Stromversorgung

Bei der Auswahl des Bohrplatzes müssen ebenfalls Einrichtungen, welche eine besondere Erschütterungs-Empfindlichkeit aufweisen (z.B. High-Tech Geräte), berücksichtigt werden.

Die heutigen Bohranlagen werden i.d.R. elektrisch betrieben, daher sollte eine Versorgung der Bohranlage mit Strom sichergestellt sein. Die Abgasemissionen bei elektrisch betriebenen Anlagen sind minimal. Dem hingegen sind Abgasemissionen durch den Transport unvermeidbar.

Weitere mögliche Umwelteinflüsse sind in Kapitel 7.2 angesprochen worden:

- Um Gasaustritt aus der Bohrung zu verhindern muss ein Blowout-Preventer installiert werden
- Die Abwässer werden über eine Ringentwässerung mit Oelabscheider zur Kanalisation geleitet

9 BOHRKOSTEN

9.1 Beispiele

Die Kosten für das Abteufen von Bohrungen in wenig erschlossenen Gebieten lassen sich erfahrungsgemäss schlecht abschätzen. Wegen des hohen finanziellen Risikos sind die Bohrunternehmen auch nur bereit ihre Leistungen auf Basis eines Zeit-Charter Vertrages ("auf Regiebasis") anzubieten.

Als Beispiel für die schwierige Prognostizierbarkeit der Bohrdauer sollen die Bohrungen Pullach, Sauerlach und Entlebuch 1 dienen. Hierbei sind die Bohrungen in Pullach und in Sauerlach vom selben Bohrkonzern ausgeführt worden:

- die erste Bohrung Pullach ca. 3300 m Teufe wurde in 42 Tagen, die zweite Bohrung mit einer Länge von 4120 m in 62 Tagen ausgeführt (ohne Tests), also in relativ kurzer Zeit
- in der Bohrung Sauerlach 4757 m MD (Measured depth) traten einige Probleme vor allem im Bereich des Bändermergels bei einer Teufe von 3500 m MD auf (brüchiges Gestein, Auskesselungen etc), Schwierigkeiten, die die geplante Bohrzeit um 3 Monate verlängerten.
- die Bohrarbeiten für die Erdgasbohrung Entlebuch 1 (Teufe von 5289 m) dauerten über ein Jahr, von September 1979 - Oktober 1980, wobei davon ausgegangen werden kann, dass die Ausführungsdauer erheblich über der Planungsdauer lag

Die o.g. Beispiele stellen glücklicherweise nicht die Regel dar, verdeutlichen aber die Tatsache dass bei der Budgeterstellung genügend Finanzreserven vorgesehen werden, um nicht, wie bei der Bohrung Urach 4, die Bohrarbeiten frühzeitig abubrechen.

9.2 Zusammenstellung

Generell können in Bezug auf die Kosten für die Erstellung von Explorations-, Produktions- und Injektionsbohrungen folgende Aussagen gemacht werden:

- Explorationsbohrungen sind in der Regel etwa 5 – 15% teurer als Produktions- oder Injektionsbohrungen. Diese Tatsache wird damit begründet, dass für eine Explorationsbohrung erst Erkenntnisse gewonnen werden, welche dann für weitere Bohrarbeiten zu einer Kostendämpfung und Optimierung führt;
- Zusätzliche Lateralablenkung führen im jeweiligen Tiefenabschnitt etwa zu einem Kostenanstieg. Begründet wird dies durch die Kosten zusätzlicher Richtbohrarbeiten (15-20% Mehrkosten für Motor im Vergleich zum Bohren im vertikalen Abschnitt) für die Erstellung der Ablenkung. Ausgenommen hiervon sind Mehrkosten für grössere Länge der Bohrung infolge Bohrlochneigung;
- Die Kosten eines Sidetracks sind in erster Linie abhängig von dessen Länge und Teufenbereich (orientativ in einem Bereich von 500-1'500 TFr).

Die Kosten einer Bohranlage sind abhängig von deren Grösse, die wiederum über die Hakenlast definiert wird.

Tab. 14: Typische Kosten einer Bohranlage (Tagessätze)

Bohranlage	Arbeitsbereich	Tageskosten inkl. Personal in TFr. (geschätzt +/- 15%)
Bohranlage Hakenlast 280-350 to	3000 – 5000 m	38 TFr
Bohranlage Hakenlast 350-450 to	4000 – 6000 m	46 TFr

Die Kosten für zwei typische Tiefbohrungen mit Option Kristallin (ca. 5'300 m) und Oberer Malm (ca. 4'500 m) werden in der Folge abgeschätzt.

9.2.1 Tiefbohrungen ca. 5'000 m – erste Bohrung vertikal

Für das Abteufen der Bohrung wird eine Dauer von 132 Tage veranschlagt (die Bohrarbeiten in Basel wurden in ca. 150 Tagen bewältigt wobei grösstenteils im Kristallin gebohrt wurde und in der Molasse erhebliche Schwierigkeiten aufgetreten sind).

Tab. 15: Kosten- und Zeitabschätzung für zwei Bohrungen ins Muschelkalk (Variante 3)

Bauphase	Zeit	Kosten Explorations- bohrung	Kosten weitere Bohrung
Planung/Engineering/Bohraufsicht Genehmigungsverfahren etc.		675 TFr	675 TFr
Herrichten Bohrplatz An und Abtransport Bohranlage Auf-/Abbau Bohranlage		2'800 TFr	-
Rekultivierung Bohrplatz bei Nichtfündigkeit		(200) TFr	
Standby Bohranlage bis Start (Zeit für Datenauswertung)		-	(700) TFr
Dislokation Bohranlage			200 TFr
Kosten Bohranlage	46 TFr pro Tag / geschätzt 132 Tg.	6'072 TFr	6'072 TFr
Sonstige Kosten (Werkzeuge, Spülung, Futterrohre Logging, Verrohrung, Zementation Stimulation)		4'800 TFr	4'800 TFr
Pumpversuche		520 TFr	150 TFr
Ablenkung zweite Bohrung	Faktor 0.15 von Kosten (Bohranlage + Sonstige)	-	1'600 TFr
Total		14'867 TFr	13'497 TFr

Sollte nach weiteren Erkenntnissen eine der div. Varianten 2 ausgeführt werden ist mit höheren Kosten zu rechnen, wobei eine +/- Proportionalität zwischen Kosten und Bohrlochvolumen angenommen wird.

9.2.2 Tiefbohrungen ca. 4'500 m – erste Bohrung vertikal

Für die Kostenschätzung wird der Obere Malm als Zielaquifer angenommen. Für das Abteufen der Bohrung wird eine Dauer von 120 Tage veranschlagt

Tab. 16: Kosten- und Zeitabschätzung für zwei Bohrungen in den Oberen Malm (Variante 3)

Bauphase	Zeit	Kosten Explorations- bohrung	Kosten weitere Bohrung
Planung/Engineering/Bohraufsicht Genehmigungsverfahren etc.		600 TFr	600 TFr
Herrichten Bohrplatz An und Abtransport Bohranlage Auf-/Abbau Bohranlage		2'600 TFr	-
Rekultivierung Bohrplatz bei Nichtfündigkeit		(200) TFr	
Standby Bohranlage bis Start (Zeit für Datenauswertung)		-	(700) TFr
Dislokation Bohranlage		-	200 TFr
Kosten Bohranlage	46 TFr pro Tag / geschätzt 120 Tg.	5'520 TFr	5'520 TFr
Sonstige Kosten (Werkzeuge, Spülung, Futterrohre Logging, Verrohrung, Zementation Stimulation)		4'080 TFr	4'080 TFr
Ausbau Bohrung (Pumpe, Steigleitungen etc.)		400 TFr	150 TFr
Ablenkung zweite Bohrung	Faktor 0.15 von Kosten (Bohranlage + Sonstige)	-	1'440 TFr
Total		13'200 TFr	11'990 TFr

Sollte nach weiteren Erkenntnissen eine der div. Varianten 2 ausgeführt werden ist mit höheren Kosten zu rechnen, wobei eine +/- Proportionalität zwischen Kosten und Bohrlochvolumen angenommen wird.

10 NICHT-NUTZBARE TIEFBOHRUNGEN

Die tiefe Koaxial-Erdwärmesonde ist eine Option für eine geothermische Nutzung einer nicht-fündigen Thermalwasserbohrung. In der Schweiz gibt es 2 Beispiele für diesen Nutzungstyp: die 1200 m tiefe Bohrung in Weissbad und die 2300 m tiefe Bohrung in Weggis (siehe Fig. 41). Der Wärmeentzug ist um ein Vielfaches geringer, das Temperaturniveau tief. Eine Stromproduktion kommt dann nicht mehr in Frage. Die Wärmenutzung erfolgt daher normalerweise gekoppelt mit einer Wärmepumpe. Bei einer nicht-fündigen Bohrung kann in erster Näherung mit einer Wärmeleistung von ca. 80 W/m (total 400 kW) gerechnet werden. Jedoch bestehen hier starke Unterschiede, welche auf die Qualität der thermischen Isolation des Innenrohrs, welche den kühleren absteigenden vom wärmeren aufsteigenden Ast der Wasserbewegung voneinander trennt.

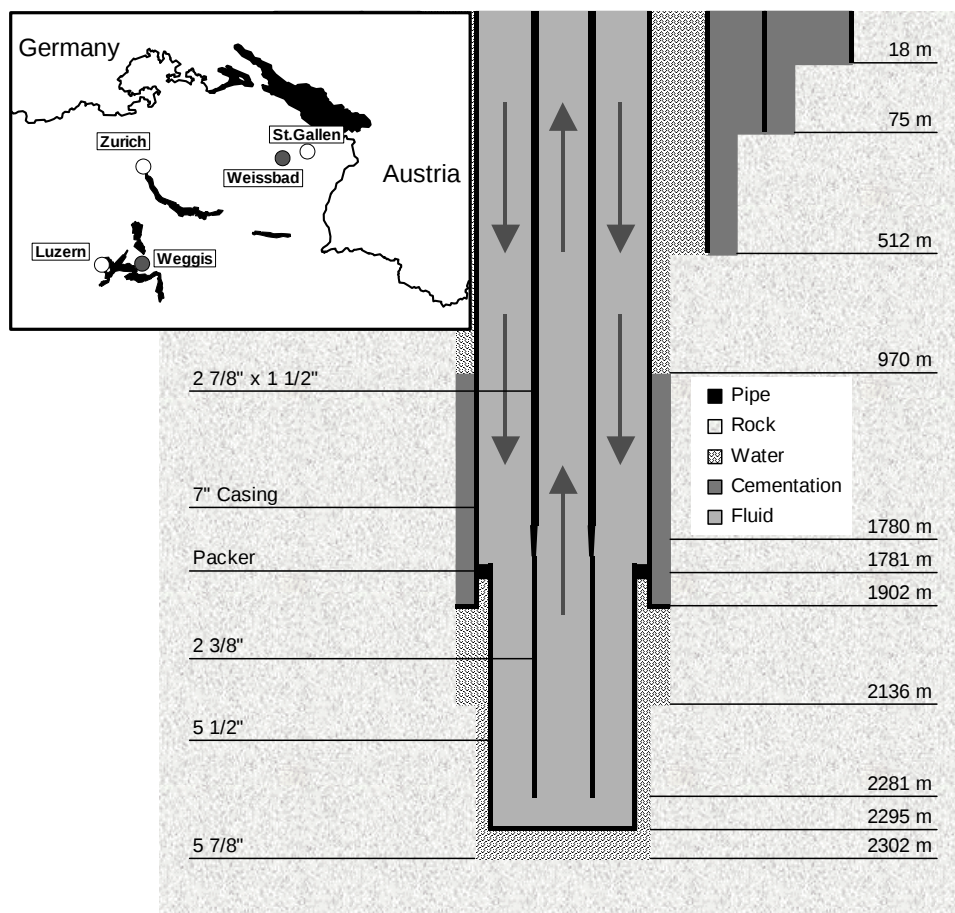


Fig. 41: Beispiel der Tiefen EWS Weggis (Kohl et al., 2002)

Eine andere Option stellt die Hybridnutzung von Thermalwasser mit einer tiefen EWS dar (siehe 15): Vermutlich weist eine der tertiären Molasseschichten (evtl. Obere Meeresmolasse) eine gute Durchlässigkeit auf. Unter Umständen ist es sinnvoll eine Dublettennutzung dort zu installieren, und die nicht-fündige Tiefbohrung als zweites geothermisches System zur Erhöhung des Temperaturniveaus des aus der OMM geförderten Wassers zu verwenden. Die optimale Lösung muss dann im Kontext des Gesamtenergiekonzepts ausgearbeitet werden.

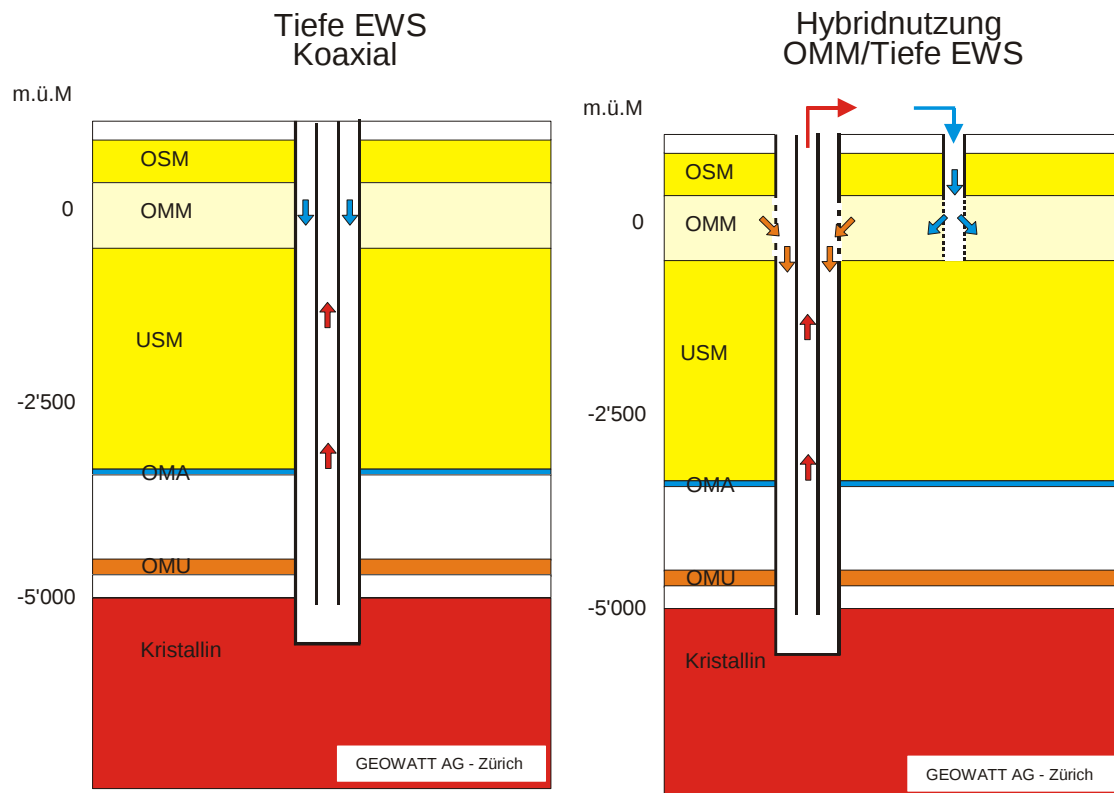


Fig. 42: Prinzipskizze: Vergleich einer koaxialen Erdwärmesonde (geschlossener Kreislauf) mit einer Hybrid-Erdwärmesonde zur Nutzung des Thermalwassers aus der OMM.

REFERENZEN AP2

Halliburton Energy Services, Expandable Tubular Solutions-SPE 56500.

Hatzsch, P., 1991. TiefBohrtechnik, Ferdinand Enke Verlag Stuttgart.

Kohl, T., Brenni, R. und Eugster, W.J., 2002. System performance of a deep borehole heat exchanger. Geothermics, 31: 687–708.

May, W., 1960. Tiefbohrkunde (Lehrbriefreihe). - Freiberg (Bergakademie).

NAGRA, 1991. Sondierbohrung Schafisheim: Bau- und Umweltaspekte, Bohrtechnik, NTB 86-08.

Nguyen, J.P., 1993. Techniques d'exploitation pétrolière: le forage, Editions Technip.

AP3: Genehmigungsverfahren und Infrastruktur

11 GENEHMIGUNGSVERFAHREN

11.1 Seismische Untersuchungen

Sollten für die weitere Erkundung der Störungszonen (s. AP5) weitere Massnahmen getroffen werden, so ist sicherlich eine seismische Erkundung sehr wichtig. Aus heutiger Sicht über den Stand der Planungsarbeiten ist für solche Untersuchungen keine Bewilligung des Kantons erforderlich.

11.2 Relevante Verfahren im Rahmen der Baubewilligung: Vorgehensweise und Fristenabschätzung

11.2.1 Konzessionspflicht

Wasserrechtliche Konzession

Gemäss dem kantonalen Gesetz über die Gewässernutzung (sGS 751.1) Art. 13 bedarf die Errichtung einer Wärmepumpe einer Wasserrechtsverleihung durch das zuständige Departement. Für die geplante Tiefengeothermieranlage besteht also eine kantonale Gewässernutzungskonzessionspflicht.

Bergbaurechtliche Konzession

Der Antrag auf bergbaurechtliche Konzession ist nicht vonnöten respektive möglich. Dem kantonalen Bergbaugesetz (sGS 852.1) entsprechend unterstehen nur mineralische Rohstoffe einer Bergbaukonzession. Die Ressource Wärme an sich ist bergbaurechtlich nicht geregelt, sie wird über die Wasserrechtskonzession verwaltet.

Alleinige Rechte an tiefengeothermischer Nutzung können nicht zugesprochen werden. Ein allfälliger Konflikt mit anderen Interessenten würde gemäss dem kantonalen Gesetz über die Gewässernutzung (sGS 751.1) Art. 20 gelöst werden.

11.2.2 Umweltschutzgesetz USG

Gemäss dem Anhang der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV, Nr. 21.4) unterstehen Anlagen zur Nutzung der Erdwärme (einschliesslich der Wärme von Grundwasser) mit einer thermischen Leistung von mehr als 5 MW_{th} der UVP-Pflicht. Mit einer projektierten thermischen Leistung von 30 MW_{th} ist die geplante Tiefengeothermie-Anlage also UVP-pflichtig.

Im Rahmen der UVP wird folgenden Themenbereichen speziell Geltung getragen werden müssen (nicht abschliessend)

Störfallverordnung

Ein Projekt untersteht der Störfallverordnung wenn die in der Betriebsphase verwendete Menge toxischer Stoffe, wie zum Beispiel Ammoniak im Kalina-Prozess, die dem Stoff entsprechende Mengenschwelle überschreitet. Anhand des Anhangs 1 der Störfallverordnung (StFV) kann die Mengenschwelle für verschiedene Stoffe ermittelt werden, für reinen Ammoniak wäre sie bei 2'000 Litern anzusetzen.

Unterliegt ein Projekt der Störfallverordnung, muss in Zusammenarbeit mit dem AFU eine Risikoermittlung erstellt werden. Der Entscheid über die Tragbarkeit des Risikos obliegt dem Kanton.

Eventuell ebenfalls beachtet werden müsste der Umgang mit Sonderabfällen.

Lärmschutzverordnung

Die während der Betriebsphase einzuhaltenden Belastungsgrenzwerte sind in Anhang 6 der Lärmschutzverordnung (LSV) festgehalten. Im 24-Stundenbetrieb gelten die Planungswerte für die Nacht. Zudem gilt das Vorsorgeprinzip. Für Nutzungszonen der Empfindlichkeitsstufen II und III, in welchen die Anlage zustande kommen könnte, gelten Werte von 45 respektive 50 dB(A). Da die Bohr- und Bauphase längere Zeit in Anspruch werden nehmen, könnten auch sie als stationäre Projekte gelten und ebenfalls diesen Grenzwerten unterliegen. Es müssten Lärmschutzmassnahmen, z.B. eine Einhausung, getroffen werden.

Gewässerschutz

Für die Ausführung einer Bohrung ist eine Bewilligung nach Art. 19 Abs. 2 des eidg. Gewässerschutzgesetzes bzw. Art. 28bis des Vollzugsgesetzes zur eidgenössischen Gewässerschutzgesetzgebung (GSchVG, SGS 752.2) erforderlich.

11.2.3 Vorgehen

Allfälliges Umzonungsverfahren:

Wird der Standort aufgrund seismischer Untersuchungen und anderer Gegebenheiten in einer Landwirtschafts- oder Wohnzone projektiert, muss ein Umzonungsverfahren eingeleitet werden. Federführend ist das Stadtplanungsamt. Eine abschliessende Genehmigung wird vom Amt für Raumentwicklung und Geoinformation (AREG) des Kantons erteilt. Der positive Abschluss des Umzonungsverfahrens ist Voraussetzung für das Baugesuch und muss vor der öffentlichen Auflage erfolgt sein.

Nicht auszuschliessen ist, dass zudem ein Sondernutzungsplan (Überbauungs- oder Gestaltungsplan) zu erlassen ist.

Konzessionsverfahren, Umweltverträglichkeitsprüfung, Baubewilligung:

Die UVP ist kein eigenständiges Verfahren; sie ist dem kantonalen Konzessionsverfahren angegliedert.

Im Rahmen der Projektierungsphase wird in Zusammenarbeit mit einem Ingenieurbüro ein Umweltverträglichkeitsbericht (UVB) erarbeitet. Für ein komplexes Projekt dieser Grösse sollte eine Voruntersuchung durchgeführt werden.

Nach der Erarbeitung des UVB werden der Bericht, das Konzessionsgesuch und voraussichtlich auch das Baugesuch gleichzeitig öffentlich aufgelegt. Anschliessend werden sämtliche Unterlagen, inklusive allfälliger Einsprachen zur Beurteilung an die federführende Stelle des Kantons (AFU) weitergeleitet. Das AFU führt in Absprache mit weiteren Verwaltungsstellen eine Prüfung der eingereichten Unterlagen und des Konzessionsgesuchs durch. Die weitere Koordination des Baugesuchs sowie die Fristen richtet sich nach dem Gesetz über die Verfahrenskoordination in Bausachen (sGS 731.2) und der dazugehörigen Verordnung (sGS 731.21).

Das ABB empfiehlt, frühzeitig eine Planungsgruppe mit Vertretern der verschiedenen Behörden zur Verfahrensplanungsausarbeitung einzusetzen, um die Koordination zu erleichtern und durch fortlaufenden Informationsaustausch ein speditives Bewilligungsverfahren sicherzustellen.

Im Weiteren sollten auch Vereine, Umweltverbände und Anwohner betroffener Gebiete schon früh in diese Prozesse miteinbezogen werden. Einsprachen, welche eine beträchtliche Unsicherheit auf der Verfahrensdauer-Skala darstellen, könnten möglicherweise durch intensive Kommunikation begrenzt werden.

11.2.4 Fristenabschätzung

Die nachfolgend angegebenen Fristen sind Erfahrungswerte der verschiedenen Kontaktpersonen.

Ein vorgängiges Umzonierungsverfahren würde etwa ein halbes Jahr dauern. Die Dauer der gemeinsamen öffentlichen Auflage von Konzessionsgesuch mit UVB und voraussichtlich des Baugesuchs beträgt 30 Tage.

Die anschliessende Stellungnahme des AFU zu UVB und Konzessionsgesuch wird etwa sechs Monate in Anspruch nehmen. Allfällige Einsprachen werden können eine starke Verlängerung des Verfahrens nach sich ziehen. Die Bereinigung sollte möglichst einvernehmlich erfolgen, um langwierige Rechtsmittelverfahren zu vermeiden. Bleiben Einsprachen bestehen, ist auf dem Rechtsweg mit mindestens drei Jahren zu rechnen, weswegen eine gut durchdachte Informationspolitik hohe Priorität haben sollte.

Die Prüfung des Baugesuchs durch das ABB findet voraussichtlich parallel zur Prüfung des UVB und des Konzessionsgesuchs durch das AFU statt. Der abschliessende Entscheid unter Miteinbezug der kantonalen UVB-Beurteilung sollte innerhalb von drei Monaten eröffnet werden.

Informationsübergaben und Koordination zwischen den Amtsstellen dürften zusätzlichen Zeitaufwand mit sich bringen.

11.2.5 Zusammenfassung

- Das Projekt ist UVP- und konzessionspflichtig, die UVP findet im Rahmen des Konzessionsgesuchs statt.
- Der UVB wird durch ein Ingenieurbüro erarbeitet.
- Dem AFU obliegen die Prüfung des UVB und der Entscheid bezüglich Konzession und div. umwelt- und gewässerschutzrechtlicher Belange. Zudem sind weitere kantonale Stellen am Verfahren beteiligt.
- Dem ABB obliegen die Prüfung des Baugesuchs unter Miteinbezug der UVB-Beurteilung des AFU und der Entscheid über die Baubewilligung.
- Dem Stadtplanungsamt und dem AREG obliegt ein allfälliges Umzonungsverfahren (und Sondernutzungsplanverfahren), welches vor der öffentlichen Auflage der Konzessions- und Bewilligungsverfahren abgeschlossen sein muss.
- Der theoretische Zeitplan aufgrund von Schätzwerten (ohne Einsprachen) ist im Tab. 17 dargestellt.

Tab. 17: Theoretischer Zeitplan für Umweltverträglichkeitsbericht (UVB) und –prüfung (UVP)

<i>Phase</i>	<i>Dauer</i>
Vollständigkeitsprüfung UVB	3 Monate
Öffentliche Auflage	1 Monat
Gesuchsprüfung und Entscheid Kanton (inkl. UVP)	6 Monate
Entscheid	2-3 Monate

12 FÖRDERMASSNAHMEN DES BUNDES

Die Stromversorgungsverordnung (Strom VV) vom 14. März 2008 definiert für die Zeit nach der Strommarktöffnung unter anderen verschiedene Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien. Für die Geothermie sind dabei zwei Massnahmen von Bedeutung: Die Risikoabsicherung und die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Ausserhalb der Strom VV gibt es in bescheidenem Rahmen auch Möglichkeiten zur Erlangung von Beiträgen aus dem Bereich Forschung.

12.1 Risikoabsicherung

Für eine Risikoabsicherung des Bundes muss eine Geothermieranlage bestimmte Grundbedingungen erfüllen:

- Geothermieranlagen müssen den minimalen Gesamtnutzungsgrad aufweisen (Fig. 43). Dieser bezieht sich auf die jährliche Energie am Bohrlochkopf.
- Geothermieranlagen müssen im Jahresmittel einen Stromnutzungsgrad von mindestens 1.5 % aufweisen. Der Stromnutzungsgrad bezieht sich auf die Energie am Bohrlochkopf.
- Geothermieranlagen dürfen keine fossilen Energieträger gemeinsam mit geothermischer Energie in der gleichen Anlage nutzen.

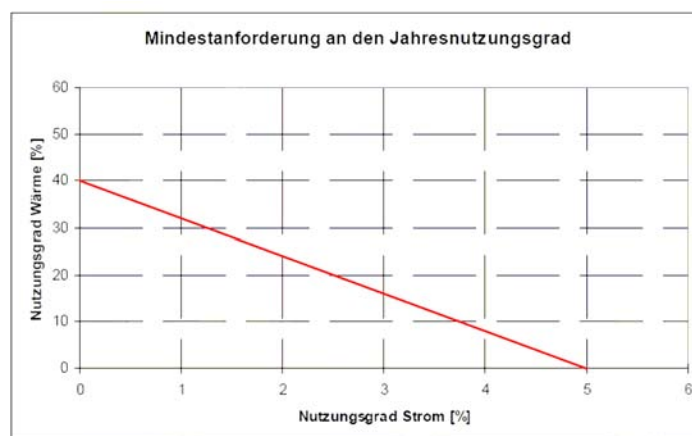


Fig. 43: Mindestanforderung an den Jahresnutzungsgrad

Eine Bürgschaft zur Risikoabsicherung von Geothermieranlagen deckt höchstens 50 % der Bohr- und Testkosten eines Geothermieprojekts. Dazu gehören:

- Bohrplatzvorbereitung und Bohrplatzabbau;
- Bohrkosten inklusive Verrohrung und Zementation für alle geplanten Produktions-, Injektions- und Horschbohrungen;
- Bohrlochmessungen inklusive Instrumentierung;
- Pumpversuche;
- Reservoirstimulation;
- Zirkulationstests;
- chemische Analysen;
- geologische Begleitung.

Details zum Verfahren der Risikoabsicherung sind in Anhang 1.6 der Strom VV geregelt.

Für die Risikoabsicherung von Geothermieprojekten stehen insgesamt SFr. 150 Mio. zur Verfügung. Dieser Betrag ist nicht von der Plafonierung der KEV betroffen.

12.2 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Zusätzlich zu den unter 12.1 genannten Anforderungen gelten für die Erlangung der kostendeckenden Einspeisevergütung weitere Rahmenbedingungen:

- Wird der geforderte Gesamtnutzungsgrad im Normalbetrieb während einem Kalenderjahr um mehr als 20 % oder während 2 aufeinander folgenden Kalenderjahren unterschritten, besteht kein Anspruch mehr auf die kostendeckende Vergütung, bis der minimale Gesamtenergienutzungsgrad während einem Kalenderjahr wieder erreicht wird.
- Es muss eine minimale Stromproduktion von durchschnittlich 1.5 % pro Jahr erreicht werden.

Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der elektrischen Nennleistung (P_{el}) der Anlage:

≤ 5 MW	30.0 Rp./kWh
≤ 10 MW	27.0 Rp./kWh
≤ 20 MW	21.0 Rp./kWh
> 20 MW	17.0 Rp./kWh

Für Anlagen mit Nennleistung >5 MW wird die Vergütung anteilmässig über die Leistungsklassen berechnet.

Die Vergütungssätze für Neuanlagen sinken ab 2018 um 0,5 % pro Jahr. Die Amortisations- und Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre. Die Vergütungsdauer beginnt nach Inbetriebnahme der Anlage und endet am 31. Dezember nach Ablauf der Amortisationsdauer. Spätestens drei Jahre nach der Anmeldung hat eine Projektsfortschrittsmeldung zu erfolgen. In dieser muss u.a. eine Baubewilligung enthalten sein. Weitere Details zum Verfahren der KEV sind in Anhang 1.4 der Strom VV geregelt.

Für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) stehen für sämtliche erneuerbaren Energien derzeit 320 Mio. SFr. pro Jahr zur Verfügung. Die Finanzierung erfolgt aus einem Zuschlag von 0.45 Rp./kWh Strom für 2009.

Aufgrund der grossen Nachfrage sind die Mittel bei der jetzigen Regelung für die kommen zwei bis drei Jahre jedoch ausgeschöpft. Es bedarf besonderer (politischer) Anstrengungen um die Ausgestaltung des KEV so zu beeinflussen, dass Geothermieprojekte, die verglichen mit anderen Projekten eine relativ lange Entwicklungszeit beanspruchen und auch kapitalintensiv sind, eine realistische Chance haben, in den Genuss der kostendeckenden Einspeisevergütung zu kommen.

12.3 Forschungsbeiträge

Die Forschungsmittel des Bundes für die Geothermie sind vergleichsweise bescheiden. Die Motion Theiler (2007) versuchte, diesen Umstand zu ändern. Eine entsprechende Budgetierung wurde jedoch im Parlament nicht vorgenommen. Nach Angaben des BFE stehen für das Jahr 2009 ca. 2.5 Mio. SFr. für Forschung und Entwicklung *und* für Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Verfügung. Eine Erhöhung dieses Betrags steht in naher und mittlerer Zukunft nicht in Aussicht.

Die zur Verfügung stehenden Forschungsmittel sind in Anbetracht der Grösse des Potenzials der Geothermie und der erforderlichen Bedarfs zur Abklärung der technischen Nutzbarkeit dieser Energiequellen ungenügend.

13 STROMPRODUKTION: BINÄRSYSTEM

13.1.1 Grundlagen

Ein Binärsystem besteht aus zwei Kreisläufen vom ersten, primären Kreislauf wird die Wärme mit Hilfe eines Wärmetauschers auf einen zweiten, sekundären Kreislauf übertragen der eine Arbeitsflüssigkeit mit relativ niedriger Verdampfungstemperatur enthält (siehe Schema Fig. 44 und im Anhang). Die Arbeitsflüssigkeit im sekundären Kreislauf verdunstet im Verdampfer aufgrund der Wärmezufuhr durch den Primärkreislauf. Der Dampf dehnt sich aus während er die Turbine durchströmt und damit die Turbine und den gekoppelten Generator antreibt. Der entspannte Dampf kondensiert danach in einem wasser- oder luftgekühlten Kondensator und wird mittels Pumpe wieder dem Verdampfer zugeführt. Binär-Kraftwerke benötigen heisses Wasser aus Niedrig- bis Mittel-Enthalpie Ressourcen ($85^{\circ}\text{C} - 150^{\circ}\text{C}$). Die gekühlte Sole kann entsorgt oder in das Reservoir reinjeziert werden, wodurch Skalierungsprobleme vermieden werden. Typische Einheiten besitzen bislang eine Leistung von $1 \text{ MW}_e - 3 \text{ MW}_e$. Geothermische Binär-Kraftwerke haben sich mittlerweile als die kostengünstigste und robusteste Kraftwerksvariante entwickelt und es ist bekannt, dass nahezu überall auf der Welt grosse Niedrigenthalpie Reservoirs in gut erreichbaren Tiefen vorhanden sind. Die Leistungsklassen der Turbine/Generator-Einheiten sind bei diesem Kraftwerkstyp in der Regel kleiner als in konventionellen geothermischen Kraftwerken.

Für die Stromproduktion stehen unter den zu erwartenden Rahmenbedingungen, im Wesentlichen Temperatur und Fließrate des Geothermiewassers, zwei Umwandlungsprozesse zur Verfügung. In unmittelbarer Nähe der beiden Standortbereiche ist die Nutzung von Grund- oder Oberflächenwasser-Kühlung eher unwahrscheinlich. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Aussenluft zur Rückkühlung verwendet wird. Hierbei ist der Lärmschutz speziell zu beachten.

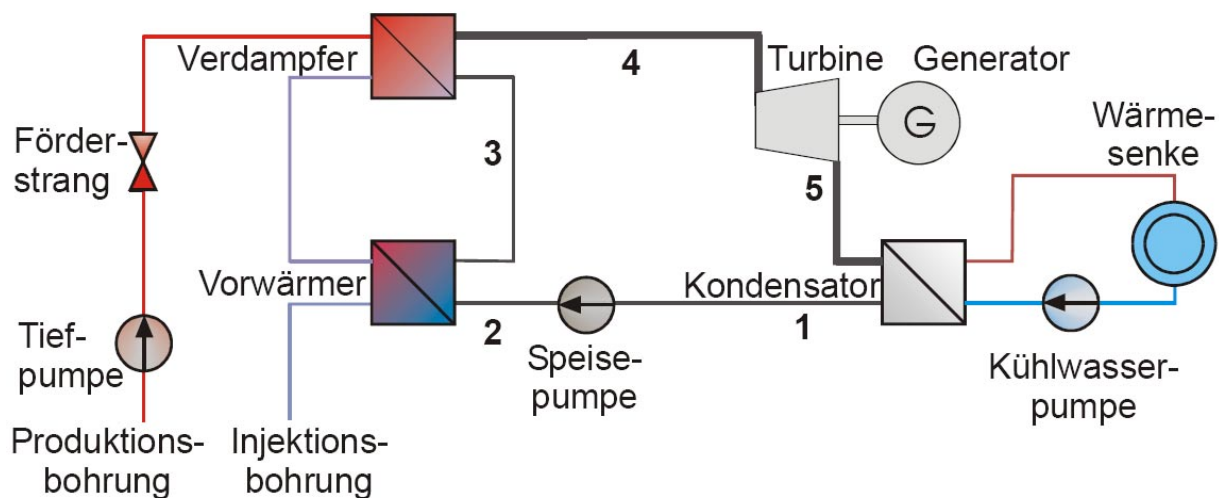


Fig. 44: Schema des einfachen Clausius-Rankine-Prozess mit organischem Arbeitsmittel (Köhler, 2005)

Tab. 18: Hauptkomponenten eines Binär-Kraftwerks

Primärkreislauf	Sekundärkreislauf	Kühlkreislauf
Mind. 2 Bohrungen	Turbine + Generator	Kühlturm
Pumpen	Kondensator	
Wärmetauscher		

13.2 Kraftwerksprozesse

ORC-Prozesse

Als ORC-Prozesse (Organic-Rankine-Cycle) werden Kreisprozesse mit einem organischen Wärmeträger verstanden. Als Arbeitsflüssigkeit werden hierbei beispielsweise halogenisierte Kohlenwasserstoffe (Freon, Frigen), Propan, Isobutan oder Pentan verwendet. Diese Wärmeträger zeichnen sich aus durch eine niedrige Verdampfungstemperatur und, im Vergleich zu Wasser, niedrige Verdampfungsenthalpie. Die ORC-Prozesse können bereits bei Temperaturen einer Wärmequelle von $< 140^{\circ}\text{C}$ mit einem respektablen Wirkungsgrad betrieben werden. Bei Mediumtemperaturen bis ca. 280°C können Wirkungsgrade bis 21% erreicht werden. Das Einsatzspektrum von ORC-Prozessen ist begrenzt durch die chemische Stabilität des Wärmeträgermediums. In den letzten 30 Jahren wurde eine erhebliche Anzahl von ORC-Anlagen installiert da binäre Geothermie-Kraftwerke die Energie aus Niedrigenthalpe-Reservoirs effizienter als andere Kraftwerkstypen nutzen können. Durch diese Entwicklung erweitert sich das Spektrum geeigneter Standorte wesentlich. U.a. wird eine dezentrale geothermische Energienutzung mit Kraftwerksleistungen zwischen 0.1 MW_e und 100 MW_e machbar.

Die ORC-Technologie wird bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter anderem bei Abwärmeprozessen, Biomasse, Holz und auch Geothermie. Weltweit gibt es viele Anlagen mit unterschiedlichen Arbeitsmedien, umgesetzten Technologien mit und ohne Wärmenutzung. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.

Kalina-Prozess

Wird als Arbeitsfluid im Sekundärkreislauf ein Zweistoffgemisch wie beispielsweise Ammoniak-Wasser verwendet, dann kann das Gemisch in einem bestimmten Temperaturbereich verdunsten bzw. kondensieren und es können dadurch höhere Wirkungsgrade realisiert werden. Dieses binäre Medium siedet und kondensiert bei vorgegebenem Druck unter variablen Temperaturen. Diese Eigenschaft des "binären Mediums" ermöglicht eine bessere Wärmeübertragung über einen grösseren Temperaturbereich wie bei einem reinen Stoff (Wasser oder organische Wärmeträger). Durch die Wahl der Gemischzusammensetzung kann der Prozess spezifisch für die Temperaturen an der Wärmequelle und Wärmesenke angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermieprojekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Falle stromoptimierter Varianten, die Wärme aus der Geothermiequelle besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in der Kalina Anlage hohe Wirkungsgrade erreicht werden.

In einem Kraftwerk, das nach dem Kalina-Prinzip aufgebaut ist, sind in der Regel grössere Mengen Ammoniak enthalten. Bei Anlagen mit mehr als $2'000 \text{ kg}$ Ammoniak sind entsprechende Störfallvorschriften zu beachten.

Die Kalina-Technologie ist von den einzelnen Komponenten durchaus erprobt. Es bestehen jedoch sehr wenige Anlagen, sodass diese Technologie noch nicht "ausgereift" ist.

14 MÖGLICHE BOHRSTANDORTE

Als mögliche Standorte für eine Geothermiezentrale sind Anlagen im Westen oder im Osten der Stadt möglich. Die geologischen Rahmenbedingungen sprechen eher für einen Bohrstandort im Westen der Stadt (siehe AP1). An dieser Stelle soll die Einbindung einer Geothermieranlage in die vorhandene Infrastruktur dargelegt werden.

Elektrizität

Die Versorgung des Bohrplatzes während der Bohrphase und die Abgabe der produzierten elektrischen Energie erfolgt über das vorhandene Mittelspannungsnetz. Zum jeweiligen Standort ist eine neue Zuleitung zu verlegen. Am Geothermiestandort, sowohl am Bohrplatz und auch später für den Kraftwerksbetrieb ist eine Mittelspannungsanlage mit Trafostation, Mess- und Schaltanlage aufzubauen. Für die beiden Standorte sind keine wesentlichen Differenzen in der Bauweise und den Baukosten zu erwarten.

Infrastruktur

Zur Einrichtung eines Bohrplatzes dieser Grösse muss die verkehrstechnische Erschliessung des Platzes gut möglich sein, da grosse LKW für die Zu- und Ablieferung von Bauteilen und Rohren anfahren müssen. Desweiteren muss teilweise sehr "schweres Gerät" zum Bohrplatz transportiert werden und ist dort im Einsatz. Der Bohrplatz muss an der Oberfläche abgedichtet werden und das anfallende Wasser (Regen, Spülung, Gebrauchswasser,...) ist zu reinigen und abzuleiten, oder der ARA zuzuführen.

Der Bohrplatz ist mit den entsprechenden Medien (Strom, Wasser, Abwasser, etc...) zu versorgen.

Wärmeeinbindung

Die Geothermieranlage soll im Wesentlichen zur Wärmenutzung eingesetzt werden. Dazu wird die Wärme aus der Geothermieranlage in das Fernwärmenetz abgegeben und zu den Endverbrauchern transportiert.

An keinem der möglichen Standorte ist bisher die Möglichkeit gegeben, dass die Wärme direkt, ohne Zusatzmassnahmen, an ein System abgegeben werden kann. Es muss auf jeden Fall eine Verbindung an das bestehende Fernwärmenetz, oder ein neues Fernwärme (Teil-)netz gebaut werden.

Für die Westvariante bedeutet das, dass einerseits eine Anschlussleitung zum FW-Netz gebaut werden muss und zusätzlich eine "Transportleitung", welche die Wärme aus der Geothermieranlage durch das Fernwärmegebiet hindurch an die noch nicht erschlossenen Gebiete im Osten der Stadt liefert.

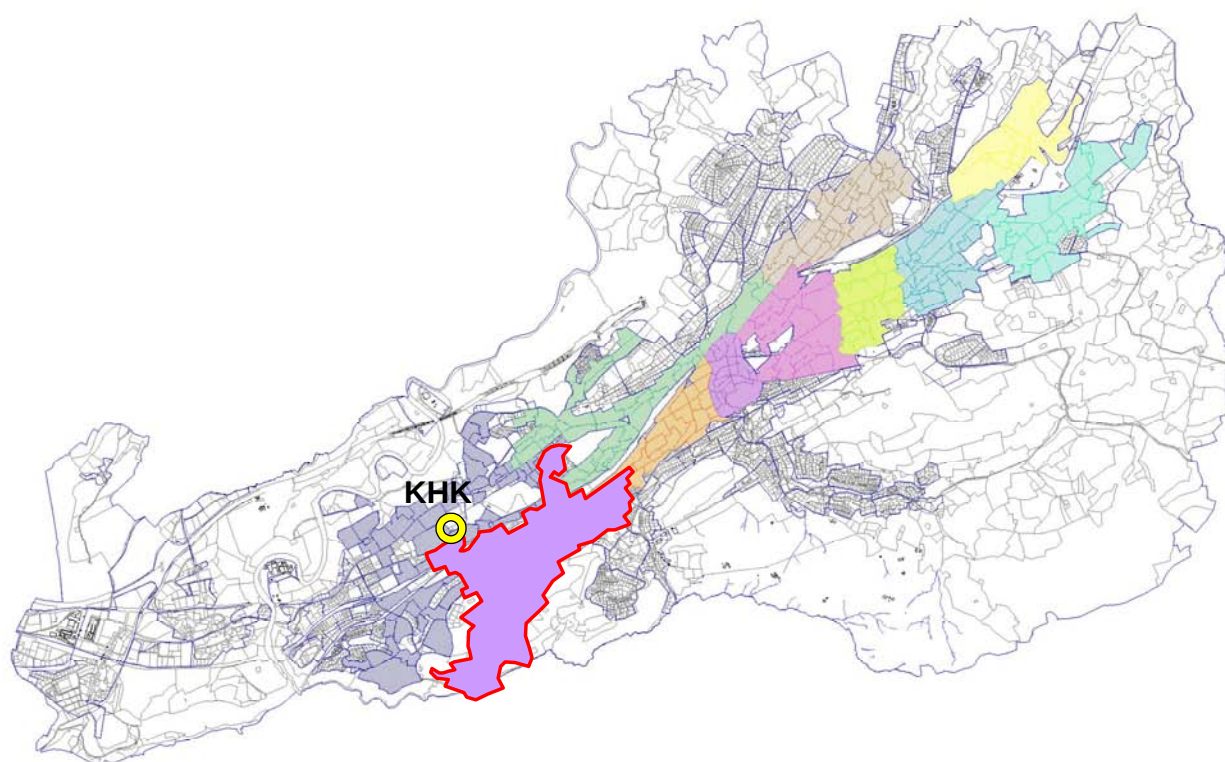


Fig. 45: Erd- und Fernwärme St.Gallen, heute

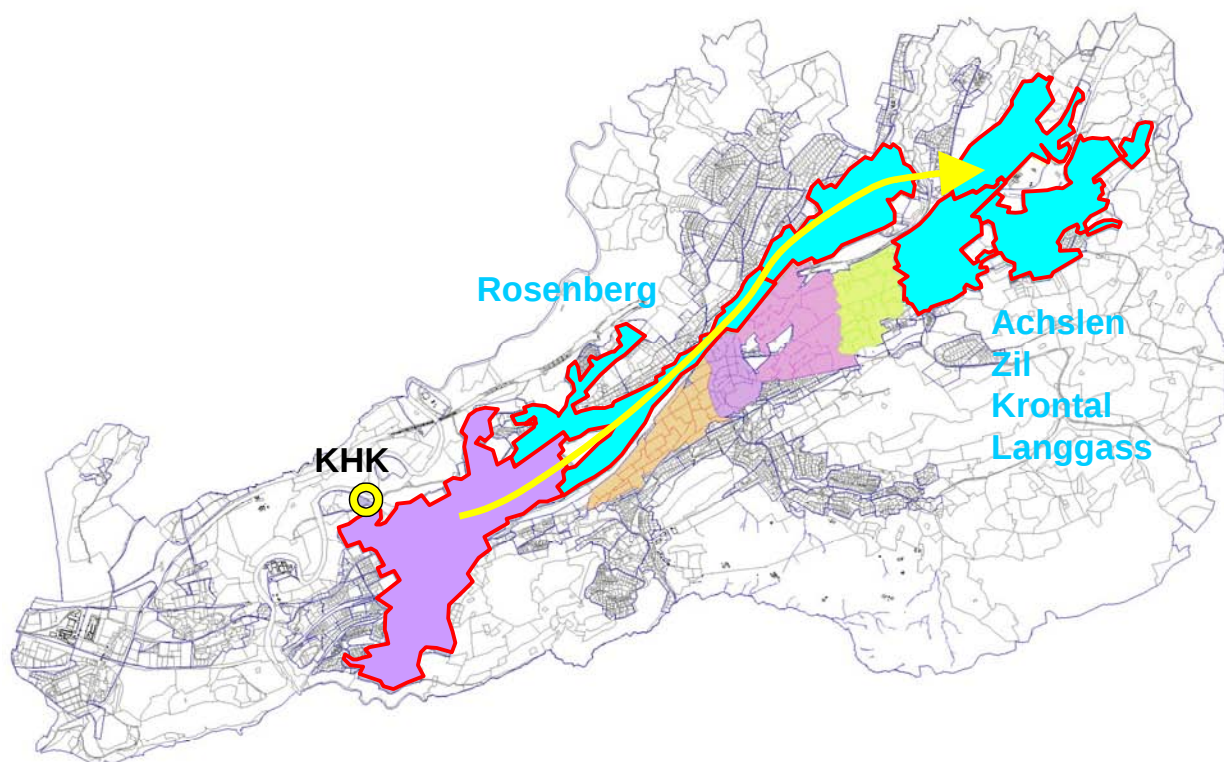


Fig. 46: Erd- und Fernwärme St.Gallen, 2010 – 2015

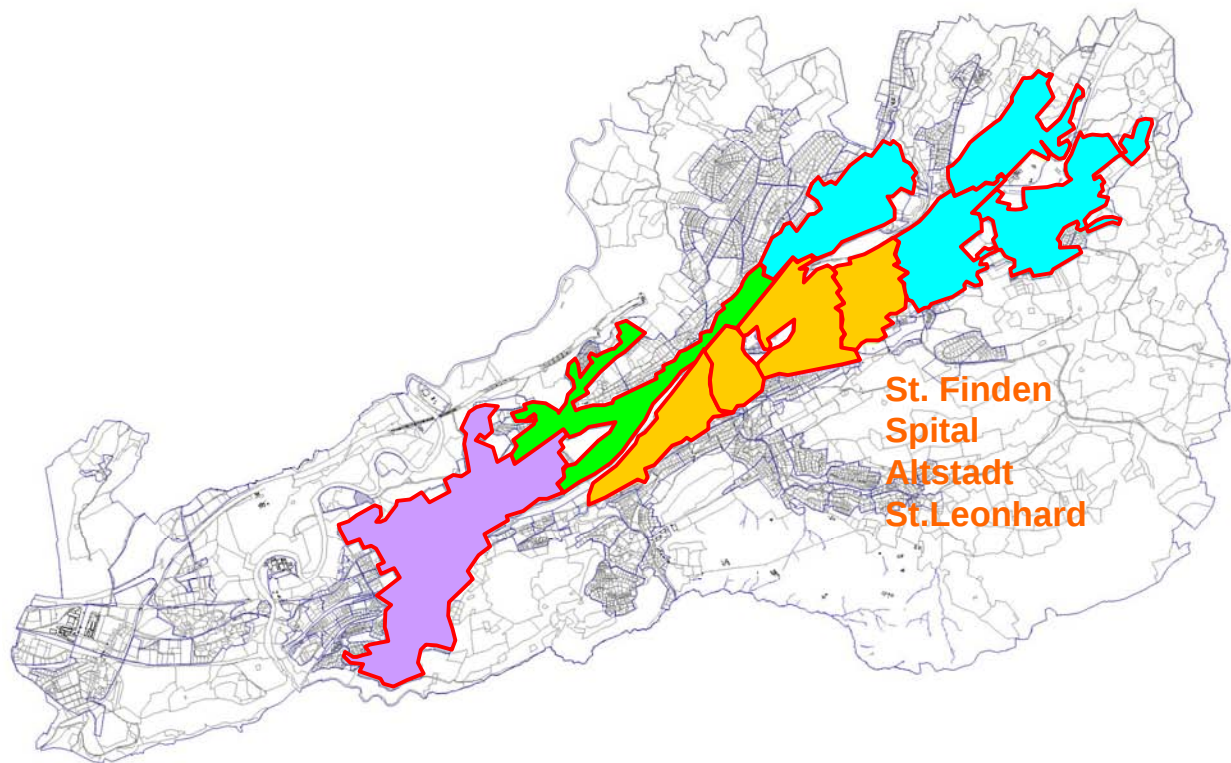


Fig. 47: Erd- und Fernwärme St.Gallen, 2015 – 2020

REFERENZEN AP3

Köhler, S., 2005. *Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse - Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke*, T.U. Berlin, Berlin, 192 pp.

AP4: Produktions- und Kostenszenarien

15 KOSTEN BOHRUNG

15.1 Rahmenbedingungen für Geothermiebohrung St.Gallen

Für die Erstellung der Geothermiebohrungen in St. Gallen sind folgende Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Im Kristallin können Wassertemperaturen von bis zu 175°C angetroffen werden
- Die potenziellen Aquifere sind subartesisch gespannt
- Der Enddurchmesser der Bohrung, muss im tiefsten Aquifer so dimensioniert sein, dass bei einer minimalen Fliessrate von 50 l/s ein möglichst kleiner Fliesswiderstand auftritt
- Der Hauptaquifer liegt im Malm, bei genügender Ergiebigkeit des Trägers wird auf die Erkundung tieferliegender Aquifere verzichtet
- Die Bohrungen sollen vom selben Bohrplatz abgeteuft werden
- Die Erkundungsbohrung soll als Produktions- bzw. Injektionsbohrung ausgebaut werden können

Die Anforderungen an eine Geothermiebohrungen St.Gallen führt aus bohrtechnischer Sicht zu bestimmten Rahmenbedingungen. Eine Förderrate von 50 l·s⁻¹ bedingt einen Förderdurchmesser von mindestens 6 " im Aquifer (Förderbereich unverbohrt – Open Hole). Obwohl der Malm als Hauptaquifer erwartet wird, muss das Bohrschema so ausgelegt werden, dass im Falle eines unproduktiven Malms die unteren Aquifere erschlossen werden können. Da eine Auslegung der Bohrdurchmesser mit Standard Meisseln und Rohre gemäss Pfad: 30"(Rollenmeissel)→24,5"(Casing) →23"(RM) →18 5/8"(C)→16"(RM) →13 3/8"(C) →12 1/4"(RM)→9 5/8"(C) →8,5"(RM) →7"(C) ein zu grosses zu erbohrendes Volumen ergeben würde und somit sehr teuer wäre, muss man bei den vorgestellten Varianten gewisse Kompromisse bzw. Risiken eingehen.

So ergeben sich bei der verschiedenen Varianten:

- Varianten 1 – sicheres Abteufen jedoch relevant nur wenn der Malm als einziger Aquifer in Frage kommt und bei Fliessraten bis 50 l/s (Variante 1C).
- Varianten 2 – sicheres Abteufen jedoch grössere Bohranlage bedingt durch enge Ringräume und somit ev. grössere Schleiflasten für den Einbau der 1. plus 2. Technischen Rohrtour bzw. für 2B und 2C unkonventionelle Bohrwerkzeuge (zumindest in Europa).
- Variante 3 – grosse Bohrstrecken und somit ev. grössere Bohrrisiken

Für den Pumpversuch im Malm müssten die unzementierten Rohre vorgespannt werden um einer Expansion, bedingt durch die Erwärmung vom geförderten Wasser, entgegenzuwirken. Je kleiner die Länge der unzementierten Rohrtour und je grösser und dickwandiger die Rohre sind, so grösser die notwendige Vorspannkraft ist.

Die vorgestellten Varianten erlauben nicht die Erkundung des Kristallin da hierfür eine zusätzliche Rohrtour wahrscheinlich notwendig wäre.

15.2 Kosten für Bohr- und Verrohrungsschema

Die erste Bohrung gilt als Erkundungsbohrung und soll Aufschluss über die Geologie sowie die verschiedenen Aquifere geben, gleichzeitig soll sie aber auch die Möglichkeit bieten, als Produktionsbohrung ausgebaut zu werden.

Für die Auslegung des Bohr- und Verrohrungsschemas liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Wassertemperatur im Malm 145-150°C, im Muschelkalk ca. 170°C
- Realistische Förderrate 50 l/s
- Die Bohrungen sollen vom selben Bohrplatz abgeteuft werden
- Der Hauptaquifer liegt im Malm, bei genügender Ergiebigkeit des Trägers wird auf die Erkundung tieferliegender Aquifere verzichtet

Für das Abteufen der Bohrungen wurden mehrere Varianten mit deren Vor- und Nachteilen untersucht. Die Varianten in den einzelnen Gruppen unterscheiden sich geringfügig. Als Referenzbohrung mit ähnlicher Geologie gilt die Bohrung Entlebuch 1. Im Folgenden werden die Bohr- und Verrohrungsschemas für die einzelnen Varianten dargestellt (siehe Tabelle Tab. 19 bis Tab. 26, und Anhang 4).

Tab. 19: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 1 A

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Übermass	Volumen			Top	Zementvol.
		[inches]	[m]		Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	23.000	0.58	1.25	251.30	18.625	0.47	0	119.47
2	1900	16.000	0.41	1.20	179.01	13.375	0.34	650	81.27
3	2900	12.250	0.31	1.15	87.44	9.625	0.24	1'850	42.53
4	4200	8.500	0.22	1.10	52.35	7.000	0.18	2'850	20.85
5	5000	6.000	0.15	1.10	16.05	5.000	0.13	4'150	6.29
6	5300	4.125	0.10	1.05	2.72	0.000	0.00	0	0.00
Total					588.87				270.40

Tab. 20: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 1 B – mit Erweiterung im Malm

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Übermass	Volumen			Top	Zementvol.
		[inches]	[m]		Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	23	0.58	1.25	251.30	18.63	0.47	0	119.47
2	1900	16	0.41	1.2	179.01	13.38	0.34	650	81.27
3	2900	12.25	0.31	1.15	87.44	9.63	0.24	1850	42.53
4	4200	8.5	0.22	1.1	52.35	7.00	0.18	2850	20.85
5	5000	7	0.18	1.1	21.85	5.50	0.14	4150	10.19
6	5300	4.75	0.12	1.05	3.60	0.00	0.00	0.00	0.00
Total					595.55				274.29

Tab. 21: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 1 C

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Übermass	Volumen			Top	Zementvol.
		[inches]	[m]		Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	23	0.58	1.25	251.30	18.63	0.47	0	119.47
2	1900	16	0.41	1.2	179.01	13.38	0.34	650	81.27
3	2900	12.25	0.31	1.15	87.44	9.63	0.24	1850	42.53
4	4200	8.5	0.22	1.1	52.35	7.63	0.19	2850	14.59
5	5000	6.5	0.17	1.1	18.84	5.50	0.14	4150	6.99
6	5300	4.75	0.12	1.05	3.60	0.00	0.00	0.00	0.00
Total					592.54	13.38	0.34	650	264.84

Tab. 22: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 2 A – Slimline-gross

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Übermass	Volumen			Top	Zementvol.
		[inches]	[m]		Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	24	0.61	1.25	273.62	20.00	0.51	0	121.61
2	1900	17.5	0.44	1.25	223.07	16.00	0.41	650	80.32
3	2900	14.75	0.37	1.15	126.78	13.38	0.34	1850	37.87
4	4200	12.25	0.31	1.1	108.73	9.63	0.24	2850	49.54
5	5000	8.5	0.22	1.1	32.22	7.00	0.18	4150	13.13
6	5300	6	0.15	1.05	5.75	0.00	0.00	0.00	0.00
Total					770.16				302.14

Tab. 23: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 2 B – gross

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Übermass	Volumen			Top	Zementvol.
		[inches]	[m]		Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	24	0.61	1.25	273.62	20.00	0.51	0	121.61
2	1900	18.75	0.48	1.25	256.08	16.00	0.41	650	116.20
3	2900	14.75	0.37	1.15	126.78	13.38	0.34	1850	37.87
4	4200	12.25	0.31	1.1	108.73	9.62	0.24	2850	49.61
5	5000	8.5	0.22	1.1	32.22	7.00	0.18	4150	13.13
6	5300	6	0.15	1.05	5.75	0.00	0.00	0.00	0.00
Total					803.17				338.41

Tab. 24: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 2 C – gross

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Uebersmass	Volumen Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Top	Zementvol.
		[inches]	[m]					Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	24	0.61	1.25	273.62	20.00	0.51	0	121.61
2	1900	18.75	0.48	1.25	256.08	16.00	0.41	650	116.20
3	2900	14.75	0.37	1.15	126.78	11.75	0.30	1850	59.66
4	4200	10.62	0.27	1.1	81.72	8.62	0.22	2850	34.04
5	5000	7.75	0.20	1.1	26.78	6.62	0.17	4150	9.58
6	5300	5	0.13	1.05	3.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Total					768.97				341.08

Tab. 25: Bohr- und Verrohrungsschema, Variante 3

Abschnitt Nr.	Teufe [m]	Bohr Durchmesser	Bohr Durchmesser	Faktor Uebersmass	Volumen Bohrloch [cbm]	Casing [inches]	Casing [m]	Top	Zementvol.
		[inches]	[m]					Zementkopf [m]	Ringraum [cbm]
1	750	23	0.58	1.25	251.30	18.63	0.47	0	119.47
2	2400	16	0.41	1.2	256.84	13.38	0.34	650	113.78
3	4200	12.25	0.31	1.15	157.40	9.63	0.24	2350	74.93
4	5000	8.5	0.22	1.1	32.22	7.00	0.18	4150	13.13
5	5300	6.25	0.16	1.1	6.53	0.00	0.00	0	0.00
Total					704.28				321.30

Tab. 26: Vor- und Nachteile der verschiedenen Varianten. Die Druckverluste sind berechnet mit einer Länge der Bohrung von 5'000 m.

Variante	Tabelle	Vorteile	Nachteile	Bewertung (1=schlecht; 4=sehr gut)
1 A	Tab. 19	Grössere Sicherheit beim Bohren bis Malm	Variante ist relevant wenn nur der Malm zu erkunden ist, bei $Q \leq 50$ l/s und im Malm keine Rohre eingebaut werden müssen, für diesen Fall Fliessdruckverlust $\Delta p = 9$ bar(50 l/s) Malm verrohrt $\Delta p = 12$ bar(50 l/s)	1.5
1 B	Tab. 20	Grössere Sicherheit beim Bohren bis Malm	Idem 1A	1.5
1 C	Tab. 21	Grössere Sicherheit beim Bohren bis Malm;	Idem 1A Fliessdruckverlust $\Delta p = 6$ bar (50 l/s) $\Delta p = 12$ bar (75 l/s) Malm verrohrt $\Delta p = 9$ bar (50 l/s)	2.5
2 A	Tab. 22	Größere Sicherheit beim Bohren bis Malm; ausreichend für Muschelkalk $\Delta p = 4$ bar(50 l/s) $\Delta p = 9$ bar(75 l/s)	Enge Ringraum (Clearance) für 16" und 13 3/8" Casing; ev. Nachbohren für Einbau Casings spezielle Casingverbinder Abschnitte mit engen Clearances müssen vertikal sein Zusätzliche Hilfsverrohrung	2.5
2 B	Tab. 23	Bohren bis Malm; ausreichend für Muschelkalk $\Delta p = 4$ bar(50 l/s) $\Delta p = 9$ bar(75 l/s)	18 3/4" unkonv. Meissel Enge Ringraum (Clearance) bei 13 3/8" Casings, Spezielle Casingverbinder, Abschnitte mit engen Clearances müssen vertikal sein Zusätzliche Hilfsverrohrung	2.5
2 C	Tab. 24	$\Delta p = 9$ bar(50 l/s) $\Delta p = 13$ bar(75 l/s)	18 5/8" unkonv. Meissel; 8 5/8" und 6 5/8" Casing schwerer zu beschaffen	2
3	Tab. 25	Geringeres Bohrvolum $\Delta p = 4.4$ bar(50 l/s) $\Delta p = 9.8$ bar(75 l/s)	Grosse Bohrstrecken Höheres Bohrrisiko	2.5

Anmerkung Berechnungen Fliessdruckverluste:

- für die Berechnungen der div. Varianten 1 wurde ein 400 m-7" Pumpenstrang angenommen, die Fliessdruckverluste entsprechen einer Fliessrate von 50 l/s für die Optionen: Malm verrohrt bzw. unverrohrt;
- für die Berechnung der Fliessdruckverluste der Varianten 2 und 3 wurde kein Pumpenstrang berücksichtigt, Annahme von Wasserzutritt im Muschelkalk bei 5000 m;
- die Druckverlustberechnungen berücksichtigen nicht den Fliessdruckverlust in den Rohrverbindern

Auftretende Fliessdruckverluste bedeuten, dass für jedes bar Druckverlust die Pumpe eine zusätzliche Förderhöhe von 10m bewältigen muss. In den Varianten 1A und 1B sind diese schon bei einer

Fördermenge von 50 l/s hoch, sodass diese beiden Varianten weniger in Betracht kommen. Variante 1C wäre für Fliessraten bis 50 l/s relevant wenn der Malm verrohrt bzw. bei höheren Fliessraten wenn er nicht verrohrt werden müsste.

Vom technischen als auch vom wirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet, ist das vertikale Abteufen der ersten Explorationsbohrung einfacher und günstiger. Bei einer Zuflussmenge von 50 l·s⁻¹ und mehr, würde dies eine starke Ablenkung der zweiten Bohrung eventuell notwendig machen. Es ist also überlegenswert, je nach Ergebnis aus der Seismik, schon die Explorationsbohrung abzulenken obgleich dies technisch anspruchsvoller ist.

Ein erster Vergleich über die Bohrkosten lässt sich gemäss den Angaben aus den Tabellen der jeweiligen Varianten über das erbohrte Bohrvolumen erstellen. Für die Varianten 1 und 2 kämen noch zusätzliche Kosten für die Hilfsverrohrung hinzu.

Anhand der zur Zeit zur Verfügung stehenden Informationen kommt die Variante 3 in die engere Wahl. Das Bohr- und Verrohrungsschema ist jenem von Entlebuch 1 ähnlich. Die 9 5/8" Verrohrung ist aus Sicherheitsgründen gegen ev.Gaskick, ein paar hundert Meter oberhalb Top Malm abzusetzen. Für den Pumpversuch im Malm müsste somit eine provisorische Verrohrung im unverrohrten unteren Teil der Bohrung eingebaut werden. In der Annahme, dass nur der Malm erkundet wird ist die Variante 1C zu empfehlen; für grössere Fliessraten kann ein zusätzlicher Sidetrack für die Injektion erstellt werden (analog Geothermiebohrungen Pullach).

Die Dimensionierung der Bohranlage erfolgt gemäss der schwersten einzubauenden Rohrtour bzw. der notwendigen aufzubringenden Vorspannkraft für den unzementierten Teil der Rohrtour zwecks Kompensation der durch Temperaturveränderung bedingten Laständerung während den Pumpversuchen. Da die hierfür erforderlichen Hakenlasten sehr hoch sind ist eher eine Zementation der Rohrtour bis zutage oder deren Ausbau vor Pumpversuch in Betracht zu nehmen.

Für die Ausführung der Bohrarbeiten ist eine grosse Anlage notwendig.

Gemäss Berechnungen ist für den Spülpumpenbetrieb eine hydraulische Dauerleistung von ca 2700 KW vorzusehen. Die grössten hydraulischen Leistungen werden für das Abteufen der Bohrabschnitte Ankerrohr- bzw. 1 technischen Rohrtour notwendig.

Wenn die erste Bohrung nicht fündig sein sollte, ist es sicher überlegenswert, ob vor Aufgabe der Bohrarbeiten, im Malmbereich nicht doch noch ein Sidetracking aus der Hauptbohrung erstellt werden soll, um somit die Erfolgchancen zu erhöhen.

Es sei noch erwähnt, dass der zusätzliche Aufwand für die Erkundung des Muschelkalkes infolge der Bohrtiefe hoch ist weil hierfür höhere Stahlgüten bzw grössere Rohrwandstärken, ev. Hilfsverrohrungen, Aus- und Wiedereinbau Hilfsverrohrungen für den Pumpversuch, für Variante 3 Einbau Hilfsverrohrung für Pumpversuch im Malm, Einbau und Zementation Verrohrung Top Muschelkalk etc. notwendig sind.

16 ENERGIEMENGEN UND KOSTEN FÜR VERSCHIEDENE ANLAGEN

16.1 Grundlagen

Drei verschiedene Szenarien wurden im Laufe der Machbarkeitsstudie untersucht (Berater in Fragen der Geothermienutzung mit Kraftwerkstechnik, Wärmeauskopplung und Fernwärmeversorgung: GRUNeko):

- Szenario 1: Reine Wärmeproduktion mit einer angenommenen jährlichen Produktionsdauer von 4'000 Stunden (Abkühltemperatur: 80°C).
- Szenario 2: Reine Stromproduktion mit einer angenommenen jährlichen Produktionsdauer von 8'000 Stunden (Abkühltemperatur: 80°C).
- Szenario 3: Hybridproduktion mit 3 verschiedenen Nutzungsperioden:
 - o Im Winter (2'000 Stunden Produktionsdauer) wird Wärme prioritär für das Fernwärmenetz produziert (Abkühltemperatur: 80°C). Im Falle einer Fördertemperatur >130°C kann jedoch auch in dieser Periode Strom produziert. Das Szenario 3 sieht dann die Verstromung der Wärme aus der Abkühlung von der Fördertemperatur auf 130°C vor.
 - o Im Sommer (4'000 Stunden Produktionsdauer) wird nur Strom produziert (Abkühltemperatur: 80°C).

Während die Übergangsphase (2'000 Stunden) ist eine Verstromung der Wärme vorgesehen, die aus der Abkühlung zwischen der Fördertemperatur und 100°C gewonnen werden kann. Generell erlaubt die Verstromung auf höheren Temperaturniveaus einen besseren Konversionsfaktor zwischen Wärme und Strom. Wärme für das Fernwärmenetz wird dann zwischen 100°C und 80°C produziert.

Die für die Abschätzung des technischen Potenzials und der Wirtschaftlichkeit sind die relevantenkonstanten Betriebsparametern in Tab. 27 zusammengestellt. Dabei wurden eine Betriebszeit von 8'000 Stunden (dies entspricht ca. 11 Monaten) pro Jahr und eine Nutzungsdauer einer Doublettenanlage von 30 Jahren angenommen. Diese Werte gehen zusammen mit den hydraulischen Kennwerten und der erwarteten Aquifertransmissivität in die Berechnung der optimalen Fließrate der Doublette ein. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Laufe der Betriebszeit von 30 Jahren kein thermischer Durchbruch stattfindet. Aus diesen Berechnungen kann dann unter Einbezug der thermischen Parameter die Abschätzung der verschiedenen Leistungen des Kraftwerkes erfolgen. Diese wurden in Verbindung mit den wirtschaftlichen Parametern wurden zur Kostenabschätzung des Betriebs genutzt. In der vorliegenden Studie wurden zwei mögliche Förderszenarien und damit -temperaturen angenommen: (1) Produktion aus dem Malmhorizont mit einer Fördertemperatur von 150°C und (2) Produktion aus dem Muschelkalk/Kristallin mit einer Fördertemperatur von 170°C. Diese verschiedenen Fördertemperaturen erfordern unterschiedliche Investitionskosten. Abschätzungen dazu sind in Tab. 28 und Tab. 29 zusammengestellt.

Die Annuität der Anlage wurde unter Annahme einer Finanzierungsdauer von 25 Jahr ermittelt. Diese Werte wurden anschliessend mit der Abschreibungsdauer verglichen (Tab. 30). Die mittlere Abschreibungsdauer von 28.5 Jahren wurde auf der Basis der Kostenabschätzungen des Szenario 3 mit einer Finanzierungsdauer von 25 Jahre berechnet.

Tab. 27: Konstante Betriebsparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnungen

	Parameter	Werte	Einheit
Zeitlich	Total jährliche Betriebszeit	8'000	Stunden
	Nutzungsdauer	30	Jahren
Thermisch	Temperatur Austritt Geo-Wasser	150/170	°C
	Temperatur Verpressung Geo-Wasser	60	°C
	FW-Vorlauf Winter	130	°C
	FW-Vorlauf Sommer	80	°C
	FW Rücklauf	55	°C
	Spezifische Wärmekapazität des Fluids	$4.715 \cdot 10^6$	$\text{J m}^{-3} \text{K}^{-1}$
Hydraulisch	Maximale Druckabsenkung in Bohrloch	200	m
	Bohrlochradius	0.1	m
Wirtschaftlich	Stromkosten für Pumpenbetrieb	0.15	CHF kWh_e^{-1}
	Einnahmen für Wärmeverkauf (Szen. 3)	0.1	CHF kWh_t^{-1}
	Zinssatz	4%	
	Finanzierungsdauer	25	Jahre

Tab. 28: Kostenannahmen zur Berechnung der Investitionskosten für eine Fördertemperatur von 150°C für verschiedene Fliessraten

Parameter		Werte			Einheit
	Fliessrate	75	50	25	l·s ⁻¹
Infrastruktur	Elektroerschliessung	300'000	250'000	220'000	CHF
	(Bohrung)				
	Infrastruktur Bohrplatz	2'500'000	2'200'000	2'000'000	CHF
	Bohrungen (Doublet)	22'300'000	22'300'000	22'300'000	CHF
Geokreislauf	Entnahme- und Verpresspumpe	2'300'000	1'750'000	950'000	CHF
	WT / Rohrleitung / Filter	700'000	650'000	600'000	CHF
Kraftwerk	Turbine / Generator	7'300'000	5'700'000	3'200'000	CHF
	Gebäude	2'925'000	2'475'000	2'250'000	CHF
	Kühlturm	1'050'000	950'000	850'000	CHF
Infrastruktur	Wärmeteil / Verrohrung	1'000'000	800'000	700'000	CHF
	(Netz)				
	Elektroverteilung	200'000	150'000	100'000	CHF
	MSR	300'000	300'000	300'000	CHF
	Netzeinbindung elektr.	100'000	75'000	75'000	CHF
	Netzeinbindung FW	450'000	400'000	400'000	CHF
Sonstiges	Honorar / Nebenkosten	12%	12%	12%	
	Unvorhergesehenes	15%	15%	15%	

Tab. 29: Kostenannahmen zur Berechnung der Investitionskosten für eine Fördertemperatur von 170°C für verschiedene Fliessraten

Parameter		Werte			Einheit
	Fliessrate	75	50	25	l·s ⁻¹
Infrastruktur	Elektroerschliessung	300'000	250'000	220'000	CHF
	(Bohrung)				
	Infrastruktur Bohrplatz	2'500'000	2'200'000	2'000'000	CHF
	Bohrungen (Doublet)	25'800'000	25'800'000	25'800'000	CHF
Geokreislauf	Entnahme- und Verpresspumpe	2'300'000	1'750'000	950'000	CHF
	WT / Rohrleitung / Filter	750'000	700'000	650'000	CHF
Kraftwerk	Turbine / Generator	9'000'000	7'800'000	4'750'000	CHF
	Gebäude	3'150'000	2'925'000	2'700'000	CHF
	Kühlturm	1'200'000	1'050'000	950'000	CHF
Infrastruktur	Wärmeteil / Verrohrung	1'200'000	1'000'000	800'000	CHF
	(Netz)				
	Elektroverteilung	750'000	700'000	650'000	CHF
	MSR	500'000	500'000	500'000	CHF
	Netzeinbindung elektr.	300'000	250'000	200'000	CHF
	Netzeinbindung FW	500'000	450'000	400'000	CHF
Sonstiges	Honorar / Nebenkosten	12%	12%	12%	
	Unvorhergesehenes	15%	15%	15%	

Tab. 30: Berechnung der mittleren Abschreibungsdauer (Szenario 3, 170°, 50 l·s⁻¹)

	Parameter	Kosten	Abschreibungsdauer [Jahre]
Infrastruktur (Bohrung)	Elektroerschliessung	250'000	30
	Infrastruktur Bohrplatz	2'200'000	30
	Bohrungen (Doublet)	25'800'000	30
Geokreislauf	Entnahme- und Verpresspumpe	1'750'000	5
	WT / Rohrleitung / Filter	700'000	25
Kraftwerk	Turbine / Generator	7'800'000	30
	Gebäude	2'925'000	30
	Kühlturm	1'050'000	30
Infrastruktur (Netz)	Wärmeteil / Verrohrung	1'000'000	25
	Elektroverteilung	700'000	20
	MSR	500'000	10
	Netzeinbindung elektr.	250'000	30
	Netzeinbindung FW	450'000	30
mittlere Abschreibungsdauer			28.5 Jahre

16.2 Szenario 1: Reine Wärmeproduktion

16.2.1 Leistung und Energiemenge

Die thermische Leistung und zu gewinnende Energiemenge einer Geothermie Anlage variiert proportional zur Fliessrate und Fördertemperatur (Tab. 31 und Tab. 32) für das Szenario 1 der reinen Wärmeproduktion. Hierbei ist zu beachten, dass die Fliessrate und damit auch die thermische Leistung von der Transmissivität des produzierenden Aquifers abhängig ist. Das Verhältnis zwischen Transmissivität und thermischer Leistung ist für typische Transmissivitäten des Oberen Muschelkalkes und für Produktionstemperaturen von 150 und 170°C in Fig. 48 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Einfluss des Temperaturunterschieds auf die thermische Leistung mit zunehmender Transmissivität grösser wird bis zu einem Unterschied von 10 MW_t für Transmissivitäten von 10⁻³ m² s⁻¹. Dominant für die Bestimmung der thermischen Leistung ist jedoch der Parameter Transmissivität. Je nach angestrebter thermischer Leistung ist im Oberen Muschelkalk auf jeden Fall eine Bohrung in vorhandene Störungszonen anzustreben, wo thermische Leistung im Bereich von ca. 5-35 MW_t zu erreichen sind.

Unter den oben genannten Bedingungen liegt diese Variation in der Leistung zwischen 8.25 und 24.7 MW_t für eine Produktionstemperatur von 150°C und Fliessraten zwischen 75 und 25 l·s⁻¹ (Tab. 31). Dies ergibt eine Erhöhung bzw. Reduzierung in der zu gewinnenden thermischen Energie um 1/3 gegenüber der angestrebten Fliessrate von 50 l·s⁻¹ auf 99 bzw. 33 GWh bei einer Produktionstemperatur von 150°C. Die

berechnete thermische Leistung bei Produktionstemperaturen von 170°C ist für alle Flie SSRaten erwartungsgemäss höher (Tab. 32). Ihre Variation ist mit ca. 10 bis 11 MW, Abweichung von der mittleren thermischen Leistung bei einer Flie SSRate von 50 l·s⁻¹ ebenfalls höher. Die zu gewinnende thermische Energie ist bei einer Flie SSRate von 50 l·s⁻¹ um 18 GWh höher als bei einer Produktionstemperatur von 150°C. Bei einer Flie SSRate von 75 l·s⁻¹ erhöht sich die zu gewinnende Energie sogar um 28 GWh. Bei einer geringeren Flie SSRate von 25 l·s⁻¹ liegt die förderbare Energie bei einer Fördertemperatur von 170°C unter der, die mit 50 l·s⁻¹ Flie SSRate bei einer Produktionstemperatur von 150°C gefördert werden könnte.

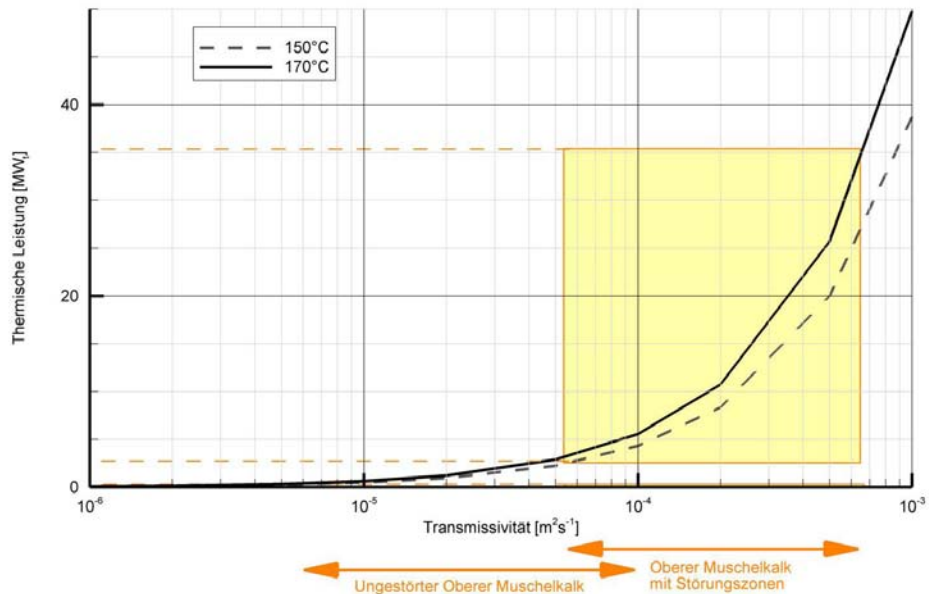


Fig. 48: Prognostizierte thermische Leistung einer Anlage mit reiner Wärmeproduktion in Abhängigkeit der möglichen Transmissivitäten im Oberen Muschelkalk für die möglichen Fördertemperaturen von 150°C (gestrichelte Linie) bzw. 170°C (durchgezogene Linie).

Tab. 31: Erwartete thermische Leistung und Energiemenge für das Szenario 1 (reine Wärmenutzung, 150°C)

Periode	Flie SSRate [l·s ⁻¹]	75		50		25	
	Jährliche Betriebszeit [Stunden]	Thermische Leistung [MW]	Energie Menge [GWh]	Thermische Leistung [MW]	Energie Menge [GWh]	Thermische Leistung [MW]	Energie Menge [GWh]
Winter	4'000	24.7	99	16.5	66	8.25	33

Tab. 32: Erwartete thermische Leistung und Energiemenge für das Szenario 1 (reine Wärmenutzung, 170°C)

Periode	Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
	Jährliche	Thermische	Energie	Thermische	Energie	Thermische	Energie
	Betriebszeit	Leistung	Menge	Leistung	Menge	Leistung	Menge
	[Stunden]	[MW _t]	[GWh]	[MW _t]	[GWh]	[MW _t]	[GWh]
Winter	4'000	32	127	21	84	10.6	42

16.2.2 Investitionskosten

Während thermische Leistung und Energiemenge stark von der Fließrate bzw. der Aquifer-Transmissivität abhängig sind, variieren die Investitionskosten primär mit der angestrebten Temperatur bzw. der Bohrtiefe (Tab. 33). Die globalen Investitionskosten für eine Anlage zur reinen Wärmeproduktion unter den oben genannten Bedingungen variieren zwischen 35 Millionen Franken (150°C, geringe Fließrate) und 43.6 Millionen Franken (170°C, hohe Fließrate)

Tab. 33: Gesamte Investitionskosten für Szenario 1. Diese Kosten schliessen die Infrastruktur (Bohrung), mit Verrohrung, Pumpe und Bohrkosten ein.

Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
Temperatur [°C]	150	170	150	170	150	170
Investitionskosten	38.6	43.6	37	42	35	40.2
[M CHF]						

16.2.3 Kosten pro kWh Wärme

Die Energiegestehungskosten unter der Annahme der reinen Wärmeproduktion wurden auf der Basis der Angaben in Tab. 27 und Tab. 28 ermittelt. Der generelle Trend zeigt eine signifikante Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Transmissivität, wobei der Wärmepreisgewinn durch eine Fördertemperaturerhöhung von 150°C bis 170°C etwa 10% beträgt. Die Gestehungskosten liegen für den Oberen Muschelkalk mit Störungszonen bei ca. 0.05-0.30 CHF pro kWh_t. Ein Wärmegestehungspreis unter 0.1 CHF/kWh_t kann für Aquifere mit einer Transmissivität $>2\cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ erreicht werden. Dieser Wert wurde in verschiedene Bohrungen im Oberen Muschelkalk in der Schweiz überschritten (z.B. Riehen, Böttstein).

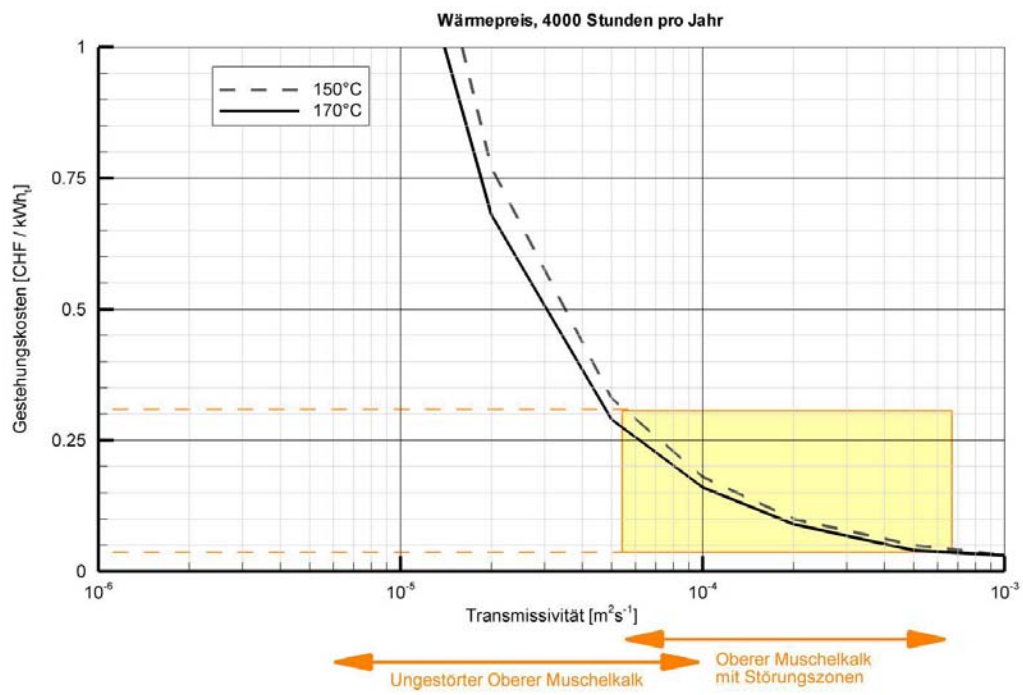


Fig. 49: Wärmegestehungskosten unter Annahme der reinen Wärmeproduktion und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28.

16.3 Szenario 2: Reine Stromproduktion

16.3.1 Leistung und Energiemenge

Die elektrische Leistung einer Geothermie Anlage ist direkt abhängig von der thermischen Leistung und variiert somit mit der Flieβrate und Fördertemperatur (Tab. 34 und Tab. 35). Im Falle der reinen Stromproduktion hat das Temperaturniveau aufgrund der besseren Konversion bei höheren Temperaturen jedoch einen grösseren Einfluss als bei der reinen Wärmeproduktion. Wie für die thermische Leistung bei reiner Wärmeproduktion zeigt sich auch hier, dass der Einfluss der Temperatur auf die elektrische Leistung mit zunehmender Flieβrate steigt. Der Temperaturunterschied von 20°C im gegebenen Temperaturniveau führt zu einem maximalen Unterschied von ca. 1.8 MW_e bei maximaler Transmissivität im Oberen Muschelkalk mit Störungszonen (Fig. 50). Generell können unter der Voraussetzung der Transmissivitäten des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen elektrische Leistungen im Bereich zwischen ca. 0.2 und 3.0 MW_e für Fördertemperaturen von 150°C und ca. 0.3 und 4.8 MW_e für Fördertemperaturen von 170°C erreicht werden (Fig. 50). Trotz der gestiegenen Bedeutung der Temperatur im Falle der reinen Stromproduktion, bleibt der bestimmende Parameter der elektrischen Leistung die Flieβrate bzw. die Transmissivität. Somit ist auch in diesem Falle für den Oberen Muschelkalk eine Bohrung in die Bereich der durch Störungszonen erhöhten Transmissivität anzustreben.

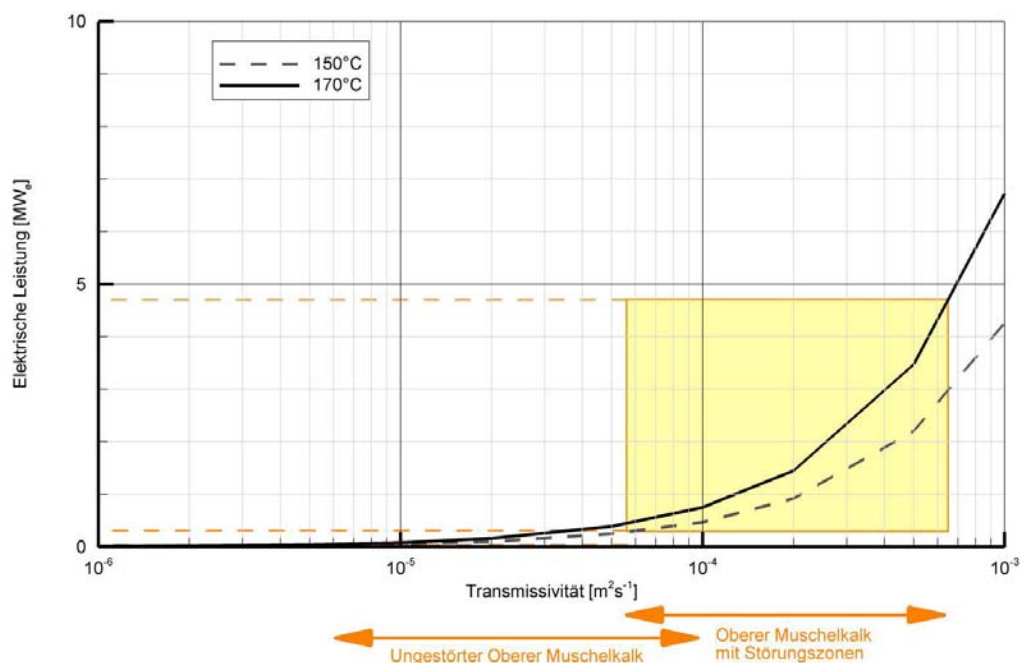


Fig. 50: Prognostizierte thermische Leistung einer Anlage mit reiner Stromproduktion in Abhängigkeit der möglichen Transmissivitäten im Oberen Muschelkalk für die möglichen Fördertemperaturen von 150 bzw. 170°C

Tab. 34: Erwartete elektrische Leistung und elektrische Energiemenge für das Szenario 1 (Reine Stromproduktion, 150°C)

Periode	Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
	Jährliche	Elektrische	Energie	Elektrische	Energie	Elektrische	Energie
	Betriebszeit	Leistung	Menge	Leistung	Menge	Leistung	Menge
	[Stunden]	[MW _e]	[GWh]	[MW _e]	[GWh]	[MW _e]	[GWh]
Ganzes							
Jahr	8'000	2.7	21.7	1.8	14.5	0.9	3.8

Tab. 35: Erwartete elektrische Leistung und elektrische Energiemenge für das Szenario 1 (Reine Stromproduktion, 170°C)

Periode	Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
	Jährliche	Elektrische	Energie	Elektrische	Energie	Elektrische	Energie
	Betriebszeit	Leistung	Menge	Leistung	Menge	Leistung	Menge
	[Stunden]	[MW _e]	[GWh]	[MW _e]	[GWh]	[MW _e]	[GWh]
Ganzes							
Jahr	8'000	4.3	34.3	2.8	22.9	1.4	11.4

Zusammenfassend variieren die elektrischen Leistungen für die oben genannten Annahmen zwischen 4.3 und 0.9 MW_e für die Produktionstemperaturen zwischen 150 und 170°C und Fliessraten zwischen 25 und 75 l·s⁻¹ (Tab. 34 und Tab. 35). Diese Werte sind vergleichbar mit den Möglichkeiten der vorhandenen Geothermieranlagen in Soultz-sous-Forêts, Frankreich, (reine Stromproduktion) mit 1.5 MW_e installierter Leistung und Landau, Deutschland, (Hybrid-Anlage) mit 3 MW_e installierter Leistung. Die Änderungen durch Erhöhung bzw. Reduktion der Fliessrate um 25 l·s⁻¹ in der Leistung liegen bei 0.9 MW_e im Vergleich zu den angestrebten 50 l·s⁻¹. Die resultierende Erhöhung bzw. Reduzierung in der zu gewinnenden elektrischen Energie liegt bei 9.2 GWh bzw. 10.7 GWh auf 21.7 GWh bzw. 3.8 GWh für eine Produktionstemperatur von 150°C (Tab. 34). Für Produktionstemperaturen von 170°C erhöht und verringert sich die elektrische Leistung um ca. 1.5 MW_e bei einer Fliessrate von 75 l·s⁻¹ bzw. 25 l·s⁻¹ von 2.8 auf 4.3 bzw. 1.4 MW_e (Tab. 35). Die zu gewinnende elektrische Energiemenge bei 8'000 Stunden Betriebszeit pro Jahr erhöht sich dann von 22.9 GWh um 11.5 GWh auf 34.3 GWh, bzw. erniedrigt sich um den selben Wert auf 11.4 GWh. Im Falle der reinen Stromproduktion liegt die förderbare Energie bei einer geringeren Fliessrate von 25 l·s⁻¹ und einer höheren Temperatur von 170°C ebenfalls unter der, die mit 50 l·s⁻¹ Fliessrate bei einer Produktionstemperatur von 150°C gefördert werden könnte.

16.3.2 Investitionskosten

In diesem Fall ist, wie auch schon für die Abschätzung der Leistung und elektrischen Energie beobachtet, die Abhängigkeit der Investitionskosten mit der Temperatur ist höher als für das erste Szenario (Tab. 36). Die globalen Investitionskosten für eine solche Anlage variieren zwischen 42.5 Millionen Franken (150°C, geringe Fliessrate) und fast 60 Millionen Franken (170°C, hohe Fliessrate). Im Vergleich zu Szenario 1 steigen die Investitionskosten um ca. 20% bei einer Produktionstemperatur von 150°C und ca. 30% bei einer Produktionstemperatur von 170°C.

Tab. 36: Gesamte Investitionskosten für Szenario 2. Diese Kosten schliessen die Infrastruktur (Bohrung), Kraftwerk, Verrohrung, Pumpe und Bohrungskosten ein.

Flussrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]	150	170	150	170	150	170
Investitionskosten [M CHF]	51.7	59.6	47.6	56.2	42.5	50.4

16.3.3 Kosten pro kWh Strom

Die Energiegestehungskosten unter der Annahme der reinen Stromproduktion wurden auf der Basis der Angaben in Tab. 27 und Tab. 28 ermittelt. Der generelle Trend zeigt wie auch im Szenario 1 eine signifikante Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Transmissivität, wobei der Strompreisgewinn durch eine Fördertemperaturerhöhung von 150°C bis 170°C hier höher ist und etwa 30% beträgt. Dies kann auf die Effizienzsteigerung im Konversionsprozess zurückgeführt werden, wo diese zwischen 150°C und 170°C von 11 auf 13% steigt. Die Stromgestehungskosten liegen für den Oberen Muschelkalk mit Störungszonen bei ca. $0.20^{-1.50}$ CHF pro kWh_e . Diese steigen mit abnehmender Transmissivität exponentiell an und sind im Bereich des ungestörten Muschelkalks meist unrentabel. Ein nach dem neuen Schweizerischen Einspeisetarifgesetz aus dem Jahr 2008 rentabler Stromgestehungspreis von <0.3 CHF/ kWh_e kann für Aquifere mit einer Transmissivität $>3\cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ bei einer Produktionstemperatur von 170°C und $>5\cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ bei einer Produktionstemperatur von 150°C erreicht werden.

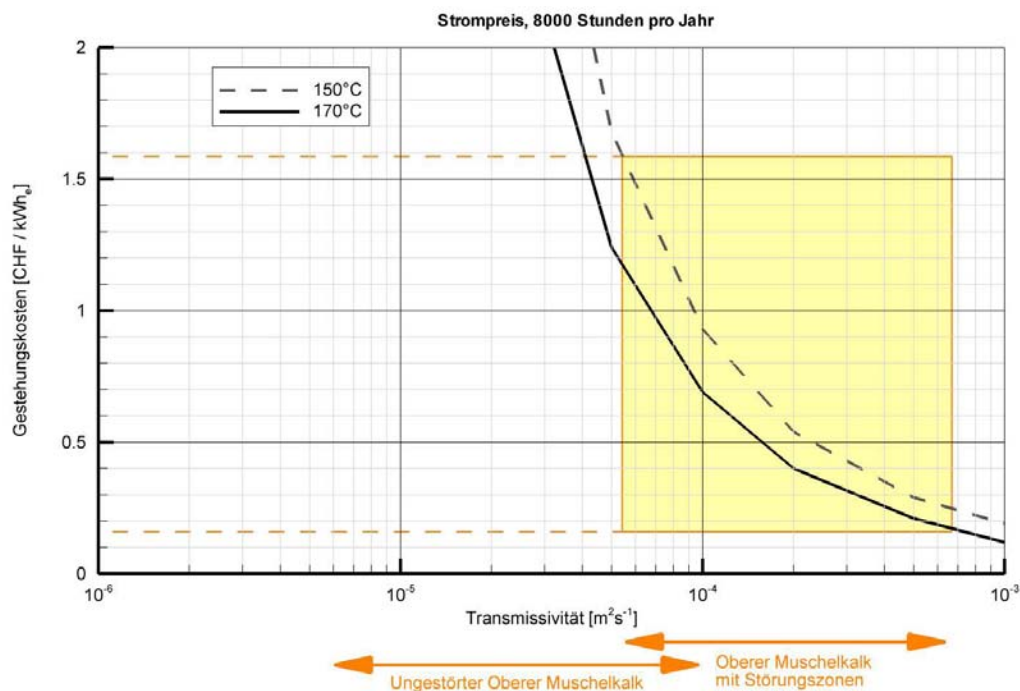


Fig. 51: Wärmegegestehungskosten unter Annahme der reinen Stromproduktion und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28.

16.4 Szenario 3: Hybridproduktion

16.4.1 Leistung und Energiemenge

Im Falle einer Hybridanlage wird die Energie, die durch Abkühlung von der Fördertemperatur auf 130°C im Winter, 100°C in der Übergangszeit und 80°C im Sommer gewonnen wird, ganzjährig zur Stromproduktion genutzt. Dies bedingt, dass die thermische Leistung einer Hybrid-Anlage unabhängig von der Fördertemperatur ist. Es wird darauf hingewiesen, dass die Abkühltemperaturen im technischen Rahmen frei wählbar sind und dem Bedarf an thermischer Energie angepasst werden können. Die verschiedenen Abkühltemperaturen führen jedoch zu einer jahreszeitlichen Variation der thermischen Leistung (Fig. 52). Wie in den beiden vorhergehenden Szenarien variiert die Leistung generell mit der Transmissivität, wobei im vorliegenden Fall thermische Leistungen von ca. 2-20 MW_t für den Winter und ca. 1-8 MW_t für die Übergangszeit erwartet werden können.

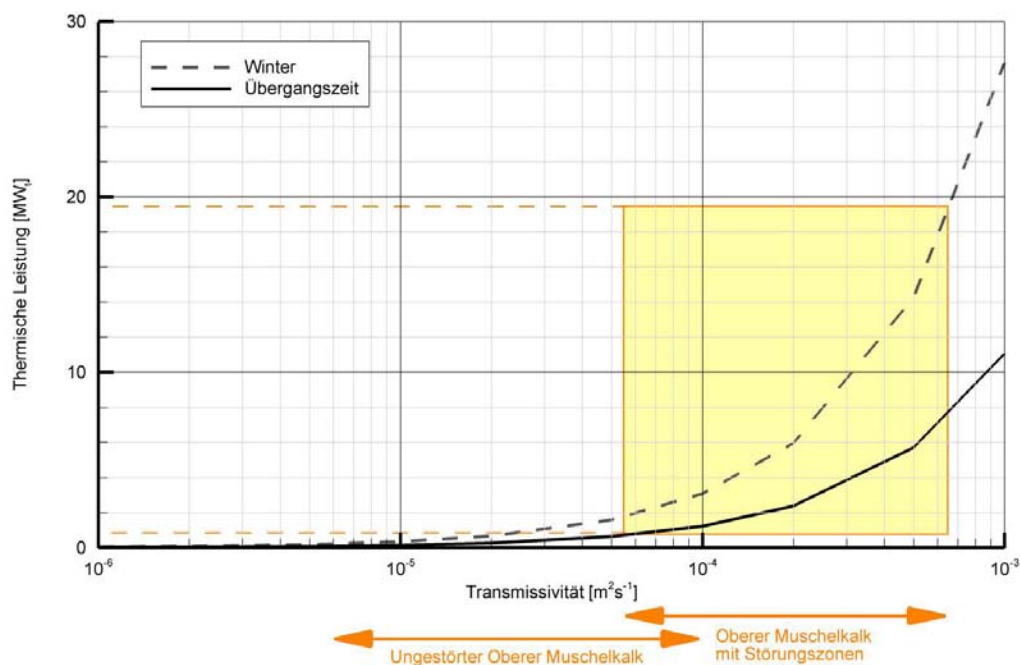


Fig. 52: Prognostizierte thermische Leistung einer Hybridanlage für die Perioden Winter (Abkühltemperatur 130°C) und Übergangszeit (Abkühltemperatur 100°C)

Die thermische Energiemenge einer Hybrid-Anlage variiert für die angenommenen Fliessraten von 25-75 l·s⁻¹ somit annähernd linear zur Fliessrate zwischen 11.8 und 35.3 GWh im Winter und 4.7 und 14.4 GWh in der Übergangszeit (Tab. 37). Im Winter kann bei einer Erhöhung der Fliessrate von 25 auf 50 l·s⁻¹ ein annähernde Verdoppelung der thermischen Leistung auf 23.5 GWh erreicht werden. In der Übergangszeit erhöht sich die thermische Energie je 25 l·s⁻¹ um 4.7 GWh.

Tab. 37: Erwartete thermische Leistung und thermische Energiemenge für das Szenario 3 (Hybridanlage, 150°C und 170°C)

Periode	Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]		75		50		25	
	Jährliche Betriebszeit [Stunden]		Thermische Leistung	Energie Menge	Thermische Leistung	Energie Menge	Thermische Leistung	Energie Menge
			[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]
Winter	2'000		17.6	35.3	11.8	23.5	5.9	11.8
Übergangszeit	2'000		7	14.4	4.7	9.4	2.3	4.7

Generell ist die elektrische Leistung einer Geothermieranlage nicht nur von der Produktionstemperatur abhängig, sondern insbesondere auch von der sogenannten kalten Seite, d.h. der Temperatur, auf die das Fluid abgekühlt wird. Die elektrische Leistung einer Hybrid-Anlage ist somit wiederum abhängig von der Fliessrate und der Fördertemperatur und wie die thermische Leistung saisonal unterschiedlich aufgrund der unterschiedlichen Abkühltemperatur (Fig. 53). Eine maximale elektrische Leistung von ca. 4.8 MW_e kann im Beispiel des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen bei Transmissivitäten von $6.5\cdot 10^{-4} \text{ m}^2\cdot\text{s}^{-1}$ mit einer Temperaturdifferenz von 90°C bei einer Produktionstemperatur von 170°C im Sommer erreicht werden. Diese sinkt bei gleicher Transmissivität im Winter auf ca. 1.5 MWe bzw. 0.75 MWe für eine Produktionstemperatur von 150°C. Dies zeigt eine signifikante Abhängigkeit der elektrischen Leistung von der Produktions- und Abkühltemperatur im Falle einer Hybrid-Anlage.

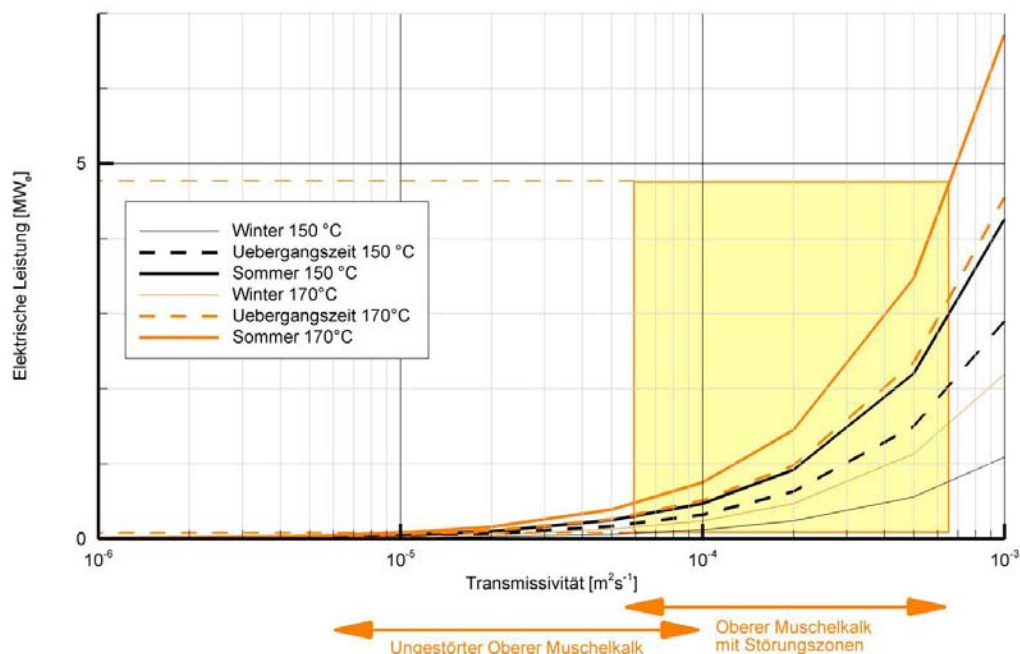


Fig. 53: Prognostizierte elektrische Leistung einer Hybridanlage für Fördertemperaturen von 150 und 170°C und die Perioden Winter (Abkühltemperatur 130°C) und Übergangszeit (Abkühltemperatur 100°C) und Sommer (Abkühltemperatur 80°C).

Zusammenfassend variieren die elektrischen Leistungen für die oben genannten Annahmen zwischen 0.2 MW_e für eine Produktionstemperatur von 150°C und eine Fliessrate von 25 l·s⁻¹ in der Winterperiode

und 4.3 MW_e für eine Produktionstemperatur von 170°C und eine Fliessrate von 75 l·s⁻¹ in der Sommerperiode (Tab. 38 und Tab. 39). Der Maximalwert entspricht dem bei reiner Stromproduktion und ist wiederum vergleichbar mit der vorhandenen Geothermieranlage in Landau, Deutschland, (Hybrid-Anlage) mit 3 MW_e installierter Leistung. Generell steigt die Zunahme der elektrischen Leistung mit höherer Fliessrate stärker für Produktionstemperaturen von 170°C, wie schon in Szenario 2 angedeutet. Im Falle der Hybrid-Anlage treten unterschiedliche Bedingungen auf, unter denen die gleiche elektrische Energiemenge erzeugt werden kann. Während z.B. bei einer Produktionstemperatur von 150°C im Winter zur Erzeugung von 0.9 GWh elektrischer Energie eine Fliessrate von 50 l·s⁻¹ erforderlich ist, genügt bei einer Produktionstemperatur von 170°C eine Fliessrate von 25 l·s⁻¹. Dies erlaubt eine gewisse Flexibilität bei der Bewertung der Fündigkeit einer Bohrung.

Tab. 38: Erwartete elektrische Leistung und elektrische Energiemenge für das Szenario 3 (Hybrid-Anlage mit Abkühltemperaturen von 130°C im Winter, 100°C in der Übergangszeit, 80°C im Sommer und einer Produktionstemperatur von 150°C)

Periode	Fliessrate [l·s ⁻¹]	75		50		25	
	Jährliche Betriebszeit [Stunden]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]
Winter	2'000	0.7	1.4	0.5	0.9	0.2	0.4
Übergangszeit	2'000	1.8	3.7	1.2	2.4	0.6	1.2
Sommer	4'000	2.7	10.8	1.8	7.2	0.9	3.6

Tab. 39: Erwartete elektrische Leistung und elektrische Energiemenge für das Szenario 3 (Hybrid-Anlage mit Abkühltemperaturen von 130°C im Winter, 100°C in der Übergangszeit, 80°C im Sommer und einer Produktionstemperatur von 170°C)

Periode	Fliessrate [l·s ⁻¹]	75		50		25	
	Jährliche Betriebszeit [Stunden]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]	Elektrische Leistung [MW _e]	Energie Menge [GWh]
Winter	2'000	1.4	2.8	0.9	1.8	0.4	0.9
Übergangszeit	2'000	2.9	5.8	1.9	3.9	0.9	1.9
Sommer	4'000	4.3	17.2	2.8	11.5	1.4	5.7

16.4.2 Investitionskosten

Die globalen Investitionskosten für eine solche Hybrid-Anlage variieren zwischen 44.6 Millionen Franken (150°C, geringe Fliessrate) und 62 Millionen Franken (170°C, Hoch Fliessrate) (Tab. 40). Im Vergleich zur reinen Stromproduktion sind die Investitionskosten nur geringfügig höher. Sie steigen im Mittel für beide Produktionstemperaturen um ca. 0.5%.

Tab. 40: Gesamte Investitionskosten für Szenario 3 (Hybrid Anlage). Diese Kosten schliessen die Infrastruktur (Bohrung), Kraftwerk, Verrohrung, Pumpe und Bohrungskosten ein.

Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]	150	170	150	170	150	170
Investitionskosten [M CHF]	54.3	62	49.8	58.3	44.6	52.1

16.4.3 Kosten pro kWh Wärme / Strom

Die Energiegestehungskosten unter der Annahme einer Hybrid-Anlage wurden auf der Basis der Angaben in Tab. 27 und Tab. 28 ermittelt. Der generelle Trend zeigt wie auch im Szenario 1 eine signifikante Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Transmissivität, wobei der Strompreisgewinn durch eine Fördertemperaturerhöhung von 150°C bis 170°C hier höher ist und etwa 25% beträgt. Mit zunehmender Transmissivität nimmt der Einfluss der Fördertemperatur auf die Stromgestehungskosten jedoch ab und ist ab Transmissivitäten von $5\cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ gleich Null. Die Effizienzsteigerung im Konversionsprozess zwischen 150°C und 170°C von 11 auf 13% wird hier bei hohen Förderraten aufgehoben. Die Stromgestehungskosten liegen für den Oberen Muschelkalk mit Störungzonen bei ca. 0.05 CHF pro kWh_e . Diese steigen mit abnehmender Transmissivität exponentiell an und sind im Bereich des ungestörten Muschelkalks meist unrentabel. Ein nach dem neuen Schweizerischen Einspeisetarifgesetz aus dem Jahr 2008 rentabler Stromgestehungspreis von $<0.3 \text{ CHF pro kWh}_e$ kann für Aquifere mit einer Transmissivität $>2.5\cdot 10^{-4} \text{ m}^2\cdot\text{s}^{-1}$ bei einer Produktionstemperatur von 170°C und $>3\cdot 10^{-4} \text{ m}^2\cdot\text{s}^{-1}$ bei einer Produktionstemperatur von 150°C erreicht werden. Diese Transmissivitäten sind etwas geringer verglichen mit denen, die für einen Stromgestehungspreis $<0.3 \text{ CHF pro kWh}_e$ bei reiner Stromproduktion erforderlich sind.

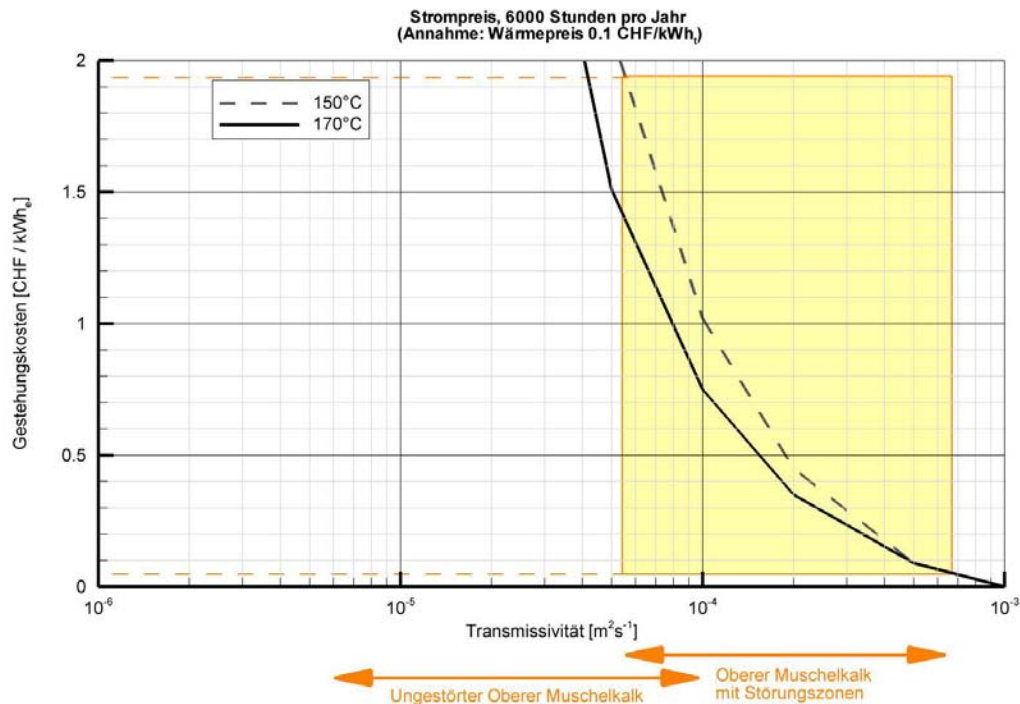


Fig. 54: Stromgestehungskosten unter Annahme einer Hybrid-Anlage für die im Text beschriebenen Bedingungen und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28 und einem Wärmeverkaufspreis von 0.1 CHF pro kWh_t.

Diese Beobachtung impliziert für das Beispiel des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen, dass bei gleicher Produktionstemperatur von 150°C, aber unterschiedlicher Transmissivität im Falle von relativ hohen Transmissivitäten bis ca. $1.5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ die Stromgestehungskosten für das Szenario 2 (reine Stromproduktion) um bis zu 0.3 CHF pro kWh_e billiger sind als für das Szenario 3 (Hybrid-Anlage) (Fig. 55). Bei Produktionstemperaturen von 170°C liegt der Unterschied bei ca. 0.2 CHF pro kWh_e (Fig. 56). Mit Überschreitung der kritischen Transmissivität von $1.5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ zeigen sich im Bereich der Transmissivitäten des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen Unterschiede im Stromgestehungspreis von bis zu 0.2 CHF pro kWh_e für eine Produktionstemperatur von 150°C (Fig. 55) und bis zu 0.1 CHF pro kWh_e für eine Produktionstemperatur von 170°C (Fig. 56). Die Ursache für diese Beobachtung liegt im Einfluss des Wärmeverkaufs auf die Stromgestehungskosten. Die wurde im folgenden Kapitel im Rahmen der Sensitivitätsstudien näher untersucht.

Generell ist zu beobachten, dass durch den Wärmeverkauf bei Hybrid-Anlagen die Stromgestehungskosten bei hoher Transmissivität auf eine sehr niedriges Niveau gebracht werden können. Der im Schweizerischen Einspeisetarifgesetz festgelegte Preis von 0.3 CHF pro kWh_e kann unter der Bedingung eines Wärmeverkaufspreises von 0.1 CHF pro kWh_t bei Transmissivitäten von $2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ und einer Produktionstemperatur von 150°C bzw. $1.5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ und einer Produktionstemperatur von 170°C erreicht werden und bei optimalen Transmissivitäten im Bereich des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen kann ein Stromgestehungspreis von ca. 0.05 CHF pro kWh_e erreicht werden.

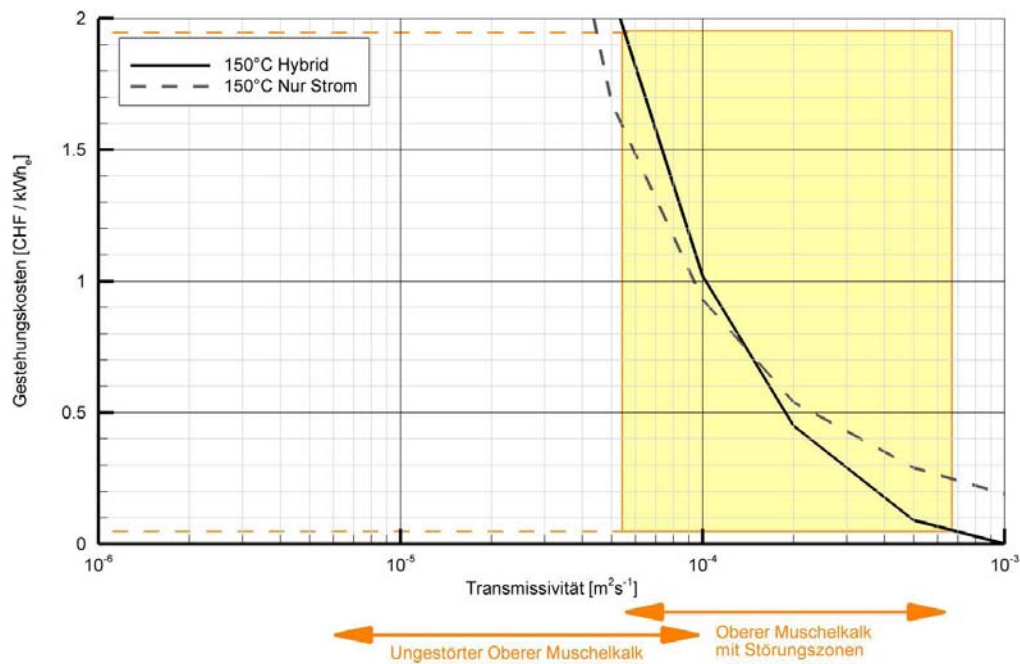


Fig. 55: Vergleich der Stromgestehungskosten bei einer Produktionstemperatur von 150°C unter Annahme reiner Stromproduktion und einer Hybrid-Anlage für die im Text beschriebenen Bedingungen und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28 und einem Wärmeverkaufspreis von 0.1 CHF/kWh_t.

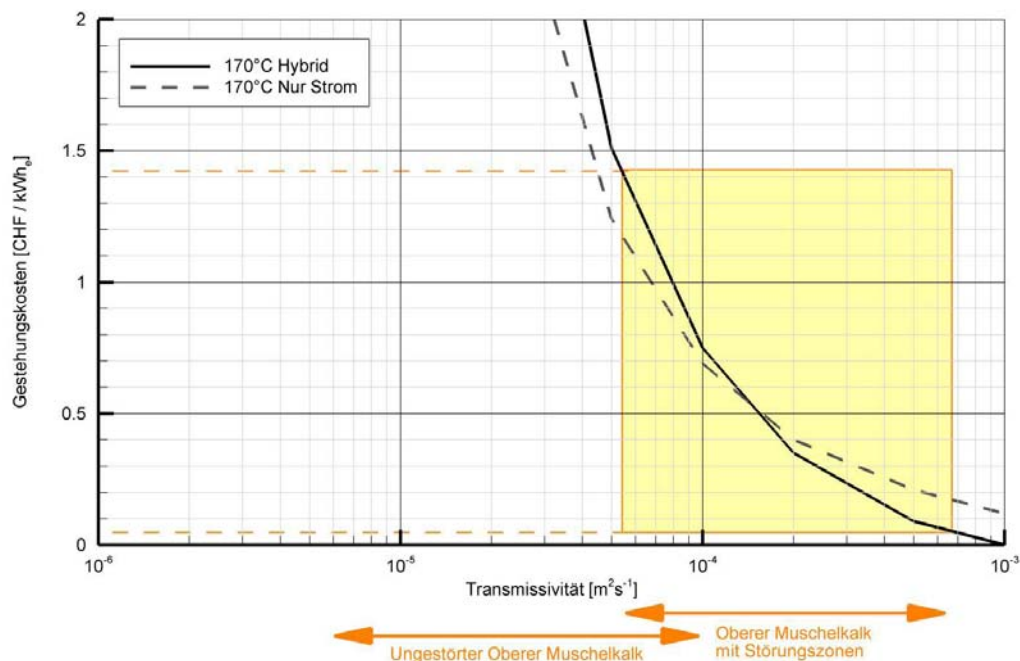


Fig. 56: Vergleich der Stromgestehungskosten bei einer Produktionstemperatur von 170°C unter Annahme reiner Stromproduktion und einer Hybrid-Anlage für die im Text beschriebenen Bedingungen und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28 und einem Wärmeverkaufspreis von 0.1 CHF/kWh_t.

16.5 Sensitivitätsuntersuchung für den Szenario 3: Hybridnutzung

16.5.1 Einfluss des Wärmeverkaufspreises auf die Stromgestehungskosten

Das Wärmeverkaufspreis hat einen starken Einfluss auf die Stromgestehungskosten (Fig. 57). Dies kann im Fall von hohen Transmissivitäten und hohen Wärmeverkaufspreisen sogar dazu führen, dass der Stromgestehungspreis auf Null fällt. Dies kann im Bereich der Transmissivitäten des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen bei einem Wärmeverkaufspreis von 0.2 CHF pro kWh_t ab einer Transmissivität von $4 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ eintreten. Dieser Einfluss steigt exponentiell mit zunehmender Transmissivität, wobei die Abnahme der Stromgestehungskosten für hohe Wärmepreis geringfügig grösser ist als für niedrige im Vergleich zum Gesamttrend von 1.4 auf 0 CHF pro kWh_t im Bereich der Transmissivitäten des Oberen Muschelkalkes mit Störungszonen. Dieser mit höherer Transmissivität zunehmende Einfluss zeigt sich insbesondere im Vergleich der Stromgestehungskosten von reiner Stromproduktion und Hybrid-Anlage (Fig. 55 und Fig. 56) und führt dazu dass Hybrid-Anlagen bei höheren Transmissivitäten ökonomisch günstiger sind als reine Stromproduktion.

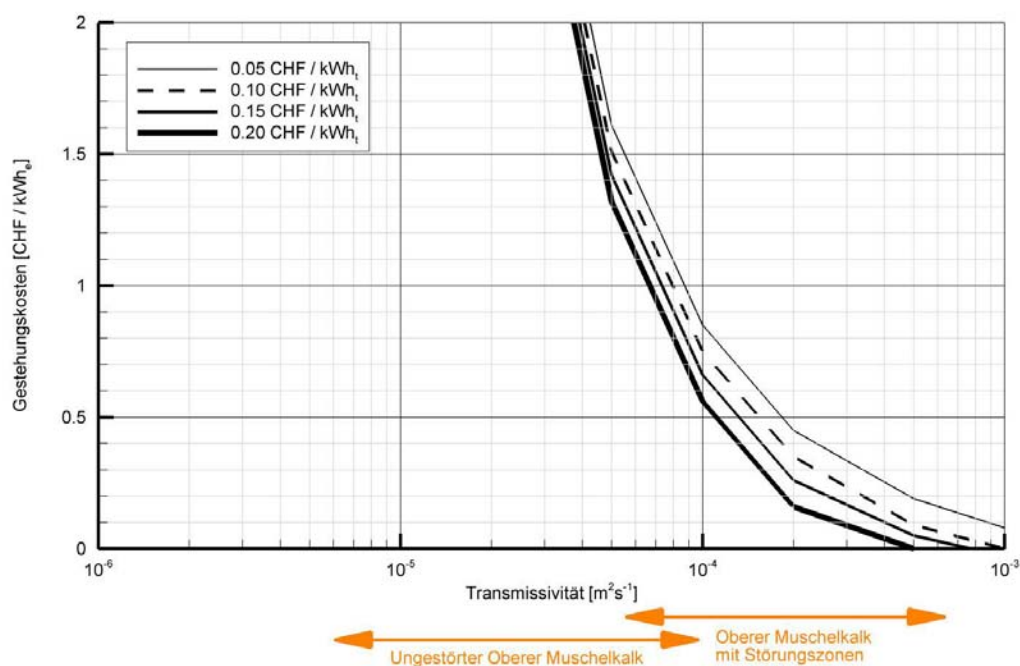


Fig. 57: Vergleich der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Transmissivität und Wärmeverkaufspreisen zwischen 0.05 und 0.20 CHF pro kWh_t bei einer Produktionstemperatur von 170°C unter Annahme einer Hybrid-Anlage für die im Text beschriebenen Bedingungen und Verwendung der Parameter aus Tab. 27 und Tab. 28.

16.5.2 Einfluss der Bohrzeit auf die Stromgestehungskosten

In der Analyse der bohrtechnischen Rahmenbedingungen wurde eine Dauer der Bohrung 130 bzw. 140 Tagen pro Bohrung in eine Tiefe von 4500 m bzw. 5300 m ermittelt. Dies bedeutet eine Bohrdauer von 260 bzw. 280 Tagen pro Doublette. Aufgrund der Höhe der Bohrkosten pro Tag und ihrem starken Anteil an den Investitionskosten kann die Bohrzeit auch einen signifikanten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Ausserdem ist die Dauer einer Bohrung mit grossen Unsicherheiten belegt, d.h. eine Variation in

den Investitionskosten aufgrund der effektiven Dauer der Bohrung ist sehr wahrscheinlich. Das Beispiel in Fig. 58 zeigt, dass die höchste Variation aufgrund eines Unterschiedes in der Bohrdauer von 40 Tagen bei geringen Transmissivitäten einen Unterschied in den Stromgestehungskosten von 0.2 CHF pro kWh_e ergibt, während sie bei hohen Transmissivitäten nicht mehr signifikant ist.

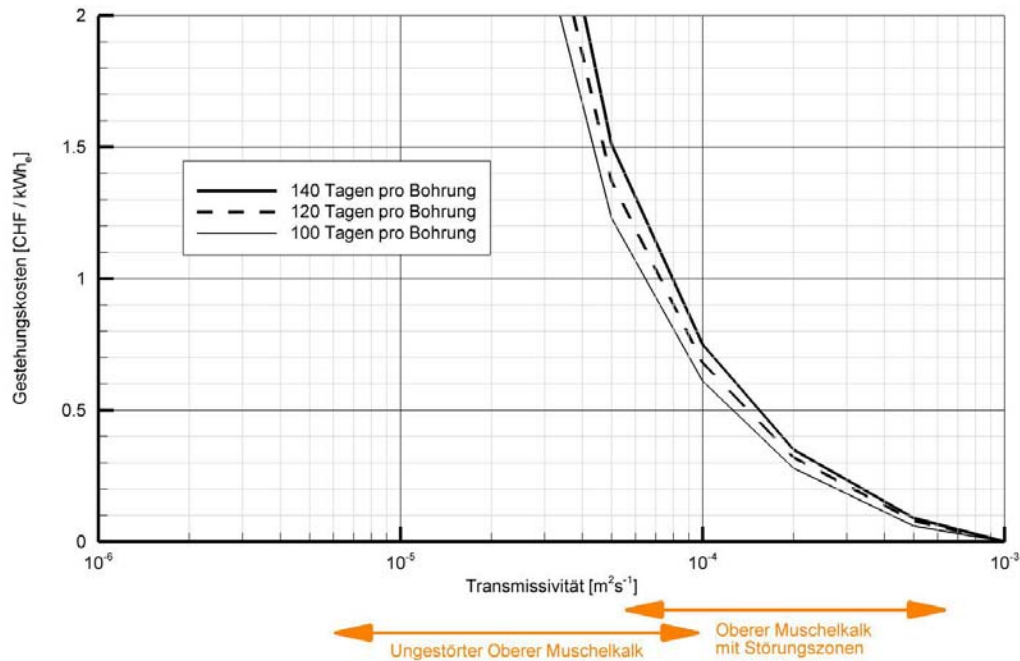


Fig. 58: Einfluss der Bohrzeit auf die Stromgestehungskosten in einer Hybrid-Anlage bei Annahme einer Fördertemperatur von 170°C, einer Bohrtiefe 5300 m.

16.5.3 Einfluss der Gesamt-Investitionskosten auf die Stromgestehungskosten

Diese Darstellung wurde gewählt, um die Unsicherheit bezüglich der Gesamt-Investitionskosten darzustellen. Es ist durchaus möglich, dass die anfallenden Kosten z.B. im Bohrbereich durch günstigere Annahmen kompensiert werden. In diesem Fall wurden maximale Unterschiede in den Investitionskosten von -25% bis +40% angenommen (s. Fig. 59).

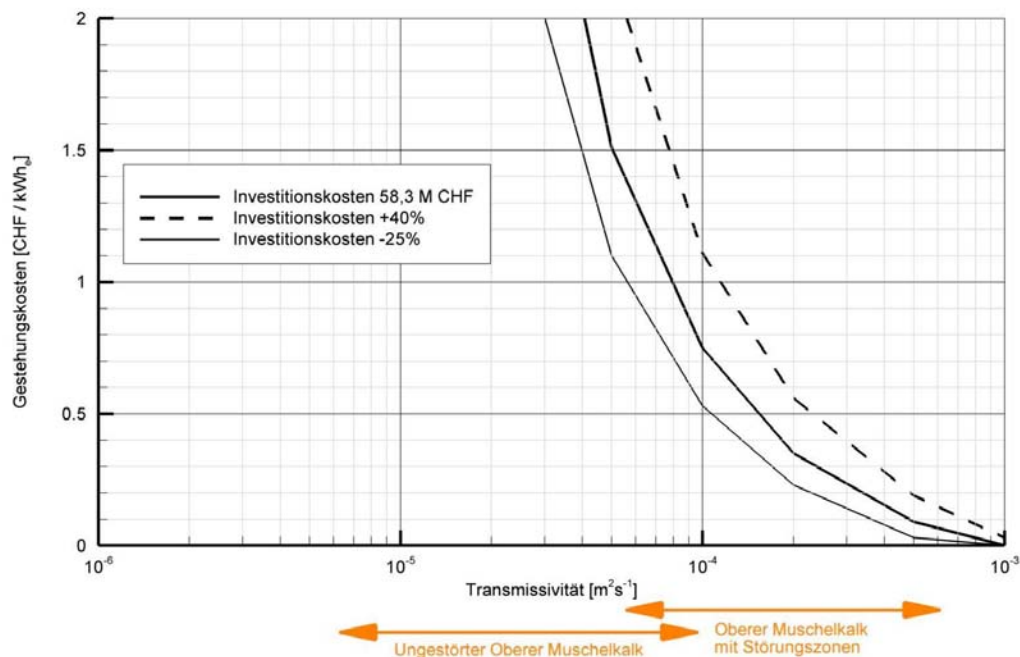


Fig. 59: Einfluss der Gesamt-Investitionskosten auf die Stromgestehungskosten in einer Hybrid-Anlage bei Annahme einer Fördertemperatur von 170°C, einer Bohrtiefe 5300 m.

16.6 Schlussfolgerung

Es wurden drei unterschiedliche Anlagentypen für reine Strom- Wärme- oder Hybridproduktion betrachtet, wobei jeweils die Nutzung des Oberen Malm bei 150°C und des Muschelkalks bei 170°C angenommen wurde. Aus diesen sechs Szenarien zeigt sich in erster Linie die Abhängigkeit der Wärme- und Stromgestehungskosten von den hydrogeologischen Aquifereigenschaften. Sensitivitätsuntersuchungen bezüglich der Temperatur wurden nicht durchgeführt. Die in den Berechnungen gemachten Annahmen sind dabei relativ konservativ. Dies betrifft einerseits die Kosten für die Investitionen und Bohrung, bei denen möglicherweise eine Reduktion in den nächsten Jahren zu erwarten ist, wie auch die Stromproduktion, bei der eine Abkühlung im ORC Kreislauf auf lediglich 80°C angenommen wurde.

Es wurden bestimmte Kriterien für die jeweiligen Anlagentyp gesetzt. Hierbei wurde ein Wärmeverkaufspreis von 0.10 CHF pro kWh und ein Stromverkaufspreis von 0.50 CHF pro kWh angenommen. Die Berechnungen identifizieren dabei einen kritischen Wert für die notwendige Aquifertransmissivität. Allgemein lässt sich sagen, dass ab einem Wert von etwa $1\text{--}2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ ein Kraftwerk wirtschaftlich interessant werden könnte (s. Tab. 41). Für den Anlagentyp einer reinen Stromproduktion ergibt sich ein grosser Unterschied bei den betrachteten Fördertemperaturen zwischen 150 und 170°C. Hier ist eine Nutzung des Bereiches Muschelkalk/Kristallin dem des Oberen Malm vorzuziehen.

Tab. 41: Kritische Werte für die verschiedenen Anlagen

	Kritischer Wert	Kritische Aquifer- Transmissivität [m ² ·s ⁻¹]
Reine Wärmeproduktion:	1 kWh _t < 0.1 CHF	1·10 ⁻⁴
Reine Stromproduktion:	1 kWh _e < 0.5 CHF	1.4·10 ⁻⁴
Hybridanlage:	1 kWh _e < 0.5 CHF	1.2·10 ⁻⁴

Bei hohen Transmissivitäten ergeben sich optimale Gestehungskosten bei einer Hybridanlage. Jedoch führen die höheren Investitionen bei diesem Anlagentyp zu teureren Gestehungskosten bei niedrigen Transmissivitäten.

Es zeigt sich daher in diesen Berechnungen, dass der Untergrund für den Nutzungstyp eine entscheidende Rolle spielt. Daher sollten erst nach Kenntnis der thermischen und hydrogeologischen Bedingungen eine Geothermie-Anlage im Detail geplant und umgesetzt werden.

AP5: Chancen / Risiken mit Empfehlung für weiteres Vorgehen

17 CHANCEN UND RISIKEN

17.1 Chancen einer Geothermieranlage

Die grosse Attraktivität der Geothermie besteht in der Tatsache, dass sie eine Verbindung von Grundlastfähigkeit und CO₂-freier Energiequelle darstellt. Das wachsende Interesse an der Geothermie ist zusätzlich durch die Langlebigkeit ihrer Anlagen begründet. Die Beispiele Riehen und Pariser Becken zeigen, dass diese Systeme weit über 15 Jahre in Betrieb sein können. Diese Erfahrung zeigt sich auch beim Betrieb der konventionellen Hochenthalpie-Kraftwerke in denen z.T. über 200°C heisse Thermalwässer und Dampfvorkommen in geringen Tiefen angetroffen werden wie beispielsweise in Italien und Island. Die in dieser Machbarkeitsstudie ermittelten Prognosen über einen 30-jährigen Zeitraum sind deshalb durchaus realistisch und es ist sogar davon auszugehen, dass der Betrieb danach mit grossteils bereits abgeschriebenen Installationen weitergeführt werden kann. Die berechneten Strom- und Wärmegestellungskosten gelten für einen 30-jährigen Zeitraum, was hinsichtlich der sehr variablen Kosten für konventionelle Energiequellen (z.B. Kohlenwasserstoffe wie Erdöl oder Erdgas) eine zusätzliche Sicherheit geben kann.

Tab. 42 zeigt die Chancen auf, die sich im Zusammenhang mit der Geothermienutzung in der Stadt St. Gallen ergeben. So wird der Betrieb eines Fernwärmenetzes mit Geothermie den CO₂-Ausstoss in der Wärmeversorgung massiv reduzieren.. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein bedeutender Teil der CO₂ Emissionen in der Stadt St.Gallen durch den Betrieb eines auf Geothermie basierenden Fernwärmenetzes substituiert werden kann.

Tab. 42: Chancen im Zusammenhang mit der Geothermienutzung

Aspekt	Chance
Geophys. Prospektion (z.B. seism. Erkundung)	Identifikation einer regionalen, hydrogeologisch interessanten Struktur Zusätzliche Erkenntnisse im Untergrund zur Optimierung der Bohrung (Bohrstandort)
Bohrung	Bestätigen die Ergebnisse der Prospektion Erste Erkundung des Untergrundes der Stadt St. Gallen Erfolgreiche geothermische Explorationsbohrung (nutzbar als Produktionsbohrung)
Strategisch	Energetische Selbstständigkeit Unabhängigkeit von endlichen Rohstoffen Einmal getätigte Investitionen für die Energieversorgung über 30 Jahre
Wirtschaftlichkeit	Strom und Wärme kann wettbewerbsfähig / marktgerecht produziert werden Wertschöpfungskette bleibt mehrheitlich einheimisch Vergütungen / Förderbeiträge
Ökologisch	Produktion von Strom und Wärme vor Ort aus erneuerbarer Energie CO ₂ - Emissionen reduzieren

17.2 Risiken beim Bau einer Geothermieranlage

17.2.1 Allgemeine Bohr- und Explorationsrisiken

Den Chancen einer Nutzung von Geothermie stehen auch entsprechende Risiken gegenüber. Insbesondere ist die Tatsache zu berücksichtigen, dass die Nutzung der Tiefengeothermie immer mit entsprechenden Anfangsinvestitionen verbunden ist, insbesondere für die Erschliessung des Reservoirs durch eine Explorationsbohrung.

Für die Planung, den Bau und den Betrieb einer geothermischen Kraftwerksanlage müssen drei Phasen mit jeweils spezifischen Risiken unterschieden werden, nämlich:

- 1) Exploration
- 2) Erschliessung des Reservoirs
- 3) Betrieb der Anlage.

Die Risiken jeder Phase müssen jeweils individuell betrachtet werden und können bei umsichtiger Planung minimiert werden. So kann das Fündigkeitsrisiko, das von den spezifischen Verhältnissen im Untergrund abhängt, nie ganz ausgeschlossen werden, weil die tatsächlich vorliegenden Untergrundparameter selbst bei vorgängiger Seismik-Erkundung und bei sehr hohem Explorationsaufwand kaum ausreichend genau erfasst werden können. Auch das Risiko, mit einer Explorationsbohrung in technisch schwierigem Untergrund die vorgegebenen Ziele nicht optimal erreichen zu können, muss stets berücksichtigt werden. Dagegen sind die Risiken, welche mit den technischen Installationen verbunden sind, wesentlich besser fassbar und können mit einer sorgfältigen Planung praktisch eliminiert werden. Für das Gesamtprojekt ergeben sich also einzelne Phasen mit jeweils spezifischen Risiken, welche sich anhand einer Matrixstruktur darstellen lassen. Die dadurch abschätzbaren Risiken eines Geothermie-Projektes sind in Tab. 43 zusammengestellt.

Tab. 43: Risiken eines Geothermiekraftwerkes für die 3 Phasen: Aufsuchung, Bohrung / Erschliessung und Betrieb.

Phase	Aufsuchung	Erschliessung	Betrieb
Reservoir (AP1)	Reservoir-Identifikation	Fündigkeitsrisiko • Klüftung / Heterogenität • Hydraulische Eigenschaften • Massnahmen Säuerung / Testing Induzierte Seismizität	Auskühlen des Gesteins Dauerhafte Wassereergiebigkeit • Mineralische Ausfällungen • Verformung im Gebirge
Bohrplatz / Bohrung (AP2)	Verfügbarkeit von Bohrmaterial und Verrohrungen Konsistentes Verrohrungsschema mit Alternativkonzept	Abweichung von den geplanten Bohrloch-Trajektorien ² Stabilität des Bohrlochs und der Zementation Spülungsverlust mit Festfahren des Bohrstrangs	Langlebigkeit der Pumpen unter hoher Temperatur und Druck Korrosionsbeständigkeit der Verrohrung
Kraftwerk (AP3)	Umwelteinflüsse • Lärm • Luftschadstoffe • ...	Verfügbarkeit der Anlage Langzeitsupport	Wirkungsgrad des Systems Ausfällung beim Wärmetauscher Korrosion

Ziel einer solchen Risikobetrachtung ist es, durch ein geeignetes Bohr- und Messprogramm einzelne Risiken zu minimieren und Vorkehrungen in den Projektablauf einzubauen, welche zum gegebenen Zeitpunkt eine zusätzliche Reduzierung der Risiken ermöglichen. Damit kann auch einem unkontrollierten Kostenanstieg für das Gesamtprojekt entgegengewirkt werden. Eine weitere Risikominimierung kann auch durch den Abschluss von entsprechenden Versicherungen (Bohr-, Fündigkeitsrisiko) erreicht werden.

Da die grössten Kostenrisiken mit der Struktur, dem Verhalten und der Erkundung des Untergrundes verbunden sind, werden diese Punkte in der Folge speziell behandelt. Dabei ist eine zusätzliche geophysikalische Erkundung mittels einer 3D-Seismik-Messkampagne von enormer Bedeutung.

17.2.2 Prognosenzuverlässigkeit Geologie-Hydrogeologie

Das geologisch-hydrogeologische Regionalmodell (Arbeitspaket AP1) basiert auf den vorhandenen und auch verfügbaren Daten und Unterlagen. Dies sind im Wesentlichen Oberflächenaufschlüsse und untiefe Bohrungen, weiter entfernte Tiefbohrungen (> 28 km), welche auch die Zielformationen erreicht haben, und mehrere lokale reflexionsseismische Linien. Die Auswertung wurde im Kontext mit den aktuellen Kenntnissen zur regionalen Geologie erarbeitet und entspricht dem heutigen Kenntnisstand. Dank der Kohlenwasserstoff-Exploration (meistens Erdgas-Bohrungen) kennt man heute die Tiefengeologie am Alpennordrand aus diversen Querschnitten, die auch mit Tiefbohrungen und Reflexionsseismik belegt sind. Zur vorliegenden Prognose über den generellen Aufbau des Untergrundes von St. Gallen bestehen deshalb

² Verlauf von Richtung und Neigung der Bohrung

kaum namhafte Unsicherheiten. Allerdings kann die Tiefenlage der einzelnen Formationen nur mit einer gewissen Unschärfe vorausgesagt werden.

Direkte Informationen über die Gesteinseigenschaften in der Zieltiefe sind allerdings nicht vorhanden; man ist deshalb auf eine möglichst sachgerechte Extrapolation der Informationen anderer Tiefbohrungen sowie plausible Analogbeispiele angewiesen. So kann sich die Beschaffenheit der Gesteinsschichten über grössere Distanzen, d.h. von den heutigen Tiefbohrungen bis nach St. Gallen, sukzessive verändern, ohne dass dies in den seismischen Interpretationen erkannt wird. Damit können sich auch ihre mechanischen und hydrogeologischen Eigenschaften sowie die Mächtigkeiten der Gesteinsschichten ändern. Solche Veränderungen sind nur grob abschätzbar und bergen deshalb ein gewisses Prognoserisiko. Lokal können Bruchzonen und Verwerfungen die Gesteinseigenschaften abrupt verändern, was zu Unsicherheiten bezüglich der Zuordnung einzelner Formationen führt. Aussagen über die Gesteinseigenschaften in der Zieltiefe sind deshalb nicht in der gewünschten Genauigkeit möglich. Obwohl die Prognose mit grösster Sorgfalt vorgenommen wurde, wird eine neue Tiefbohrung aber auch zu neuen Erkenntnissen führen. Dies bietet auch eine Chance für zukünftige weitere Nutzungen des Untergrundes.

Ein weiteres Projektrisiko betrifft die Unsicherheiten bezüglich der Durchlässigkeiten der angezielten Aquiferzonen (Malm, Muschelkalk), einer grundlegend projektrelevanten Grösse. Prognosen zur Durchlässigkeit und letztlich zur Ergiebigkeit eines Kluft-Aquifers³ sind meistens sehr schwierig, weil die Heterogenität⁴ – im Gegensatz zu einem Poren-Aquifer – in der Regel sehr hoch ist. Die Durchlässigkeitswerte unterscheiden sich z.T. erheblich von einem Messpunkt zum anderen. Ein wichtiger Punkt der Explorationsstrategie ist deshalb die Lokalisierung einer grösseren Störungszone, wo eine generell erhöhte Klüftigkeit erwartet wird. Erfasst man mit der Bohrung den Zielaquifer im Bereich der Störungszone, so kann man auch mit einer generell erhöhten Durchlässigkeit rechnen (etwa Faktor 100, s. AP 1). In Tab. 44 werden die kritischen Werte für eine wirtschaftliche Nutzung der unterschiedlichen Anlagen aufgelistet. Je höher die Transmissivitätswerte, desto kostengünstiger kann die Energie zur Verfügung gestellt werden.

Tab. 44: Kritische Werte für die verschiedenen Anlagen (s. Arbeitspaket AP4)

	Bedingung	Kritische Aquifertransmissivität [m ² ·s ⁻¹]
Reine Wärmeproduktion:	1 kWh _t < 0.1 CHF	1.0·10 ⁻⁴
Reine Stromproduktion:	1 kWh _e < 0.5 CHF	1.4·10 ⁻⁴
Hybridanlage:	1 kWh _e < 0.5 CHF	1.2·10 ⁻⁴

17.2.3 Genauigkeit der Kostenabschätzung

Die geschätzten Investitionskosten sind im Tab. 45 für die in Arbeitspaket AP4 beschriebenen Szenarien dargestellt (siehe dort Kapitel 2). Die Grundlagen der Berechnungen können erheblich variieren, da sie von vielen unterschiedlichen Faktoren abhängen. Typischerweise werden die hier enthaltenen Werte mit einem Unsicherheitsbereich charakterisiert. In unseren Berechnungen haben wir bestimmte Faktoren (Einfluss des Wärmeverkaufspreises, der Investitionskosten und Bohrzeit) variiert und die Auswirkung auf den Gestehungspreis dargestellt. Ein Beispiel für diese Unsicherheit ist die Abhängigkeit vom Stahlpreis, der sich in den letzten Jahren als hoch variabel gezeigt hat. Ein anderes Beispiel sind die Kosten für Miete des Bohrgerätes, die bei hoher Nachfrage stark ansteigen kann. Die gezeigten Beispiele in Arbeitspaket AP4

³ Aquifer mit vorwiegender Wasserwegsamkeit in Kluftsystemen

⁴ Verschiedenartigkeit

verdeutlichen die Kostenrelevanz der Bohrzeit, die besonders beim Abteufen der ersten Explorationsbohrung stark variieren kann. Weitere Unsicherheiten ergeben sich durch mögliche Havarien im Bohrloch, die bei Bohrbaustellen immer wieder auftreten. Diesem Risiko kann durch den Abschluss einer Spezial-Versicherung begegnet werden (siehe Kapitel 17.1 in Arbeitspaket AP1). Die Kostenfolge wäre in diesem Fall besser kalkulierbar. Eine genauere Kostenberechnung muss in der Vorlage zur Volksabstimmung durchgeführt werden.

Tab. 45: Gesamte Investitionskosten. Diese Kosten schliessen die Infrastruktur (Bohrung), mit Verrohrung, Pumpe und Bohrungskosten ein. Szenario SZ1: reine Wärmeproduktion; Szenario SZ2: reine Stromproduktion; Szenario SZ3: Hybridanlage (gemischt; Wärme- und Stromproduktion).

Fliessrate [$\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$]	75		50		25	
Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]	150	170	150	170	150	170
Investitionskosten SZ 1 [M CHF]	38.6	43.6	37	42	35	40.2
Investitionskosten SZ 2 [M CHF]	51.7	59.6	47.6	56.2	42.5	50.4
Investitionskosten SZ 3 [M CHF]	54.3	62	49.8	58.3	44.6	52.1

Die Annahmen für die Kostenabschätzung in Arbeitspaket AP4 wurden tendenziell eher konservativ gewählt. Die tatsächlichen Kosten sind aufgrund vom heutigen wirtschaftlichen Zeitpunkt möglicherweise niedriger als die angegebenen Werte. Auch wurde für den Wirkungsgrad der Stromproduktion keine der in der Literatur enthaltenen maximalen Werte angenommen (Studienwerte St.Gallen: 11% für 150°C und 13% für 170°C). Für die Injektionstemperatur (Rücklaufbohrung aus geschlossener Thermalwasserzirkulation), d.h. nach Abkühlung im Stromproduktionskreislauf, wird mit lediglich 80°C gerechnet. Die technologische Entwicklung dürfte hierbei in den nächsten Jahren zu deutlichen Verbesserungen und somit zu einer Wirkungsgradsteigerung führen.

17.2.4 Seismische Risiken

Die Erfahrung aus benachbarten Geothermiekraftwerken zeigt eine relativ geringe induzierte Seismizität. (Erschütterungen im Untergrund). Dies gilt sowohl für die Erstellung wie auch den Betrieb der Anlagen. Bei den in der Folge gemachten Angaben ist im übrigen nicht immer von einer ursächlichen Verbindung zur geothermischen Thermalwasser-Zirkulation im Untergrund auszugehen, da die aufgezeichneten Erschütterungen in bedeutend grösseren Tiefen (2-7 km unterhalb des tiefsten Punktes einer Bohrung) als die Anlage selber liegen.

- Beim Betrieb des Kraftwerks Unterhaching (D) sind Erschütterungen bis zu einer Magnitude von M2.2 feststellbar (www.erdbeben-in-bayern.de)
- Beim Betrieb des Kraftwerks Landau (D) sind Erschütterungen bis zu einer Magnitude von M1.9 feststellbar (<http://www.lgb-rlp.de/ereignisse.html>)
- Bei der Erstellung des Kraftwerks Insheim (D) sind Erschütterungen bis zu einer Magnitude von M2.1 feststellbar (<http://www.lgb-rlp.de/ereignisse.html>)

- Bei der Erstellung des Kraftwerks Soultz-sous-Forêts (F) sind im Bereich des 3.5 km tiefen Reservoirs Erschütterungen bis zu einer Magnitude von M2.2 feststellbar, zudem gab es zwei Mikrobeben der Magnitude M2.9 und M2.7 bei der Erstellung des 5 km Reservoirs⁵
- Keinerlei Erdbebenerschütterungen sind aus den Projekten Riehen, Pariser Becken, Gross-Schönebeck, ... festgestellt.

Die Energiefreisetzung eines Erdbebens wird mittels der "Magnitude" angegeben. Eine Erdbebenmagnitude wird von der Amplitude und Periode des an einer seismischen Station aufgezeichneten Signals bestimmt. Da diese Signalamplitude aber mit zunehmender Entfernung vom Erdbebenherd abnimmt, muss zur Feststellung der Wahrnehmbarkeit und Schadensfeststellung der Begriff der "Intensität" herangezogen werden. Die hier gezeigten Daten belegen jedoch, dass die induzierte Seismizität weit unterhalb einer Schadensgrenze liegt. Mit Ausnahme des Ereignisses in Soultz sind diese für Personen nicht spürbar gewesen, sondern wurden nur durch Geophone aufgezeichnet.

- Einzig bei der Erstellung des Projektes in Basel wurde ein Erdbeben der Magnitude M3.4 mit Nachfolgebeben der Grösse M3.2 - M2.9 verursacht.

Bekanntermassen sollte das Projekt Basel in der Erdbebenzone mit der höchsten Gefährdung in der Schweiz erstellt werden. Es wurden ein sehr hoher Wasserdruck auf die Injektionsbohrung gesetzt, mit welchen im ähnlich gelagerten Projekt Soultz-sous-Forêts nicht operiert wurde.

Das Tiefengeothermie-Projekt St. Gallen werden die mesozoischen Aquifere "Oberer Malm" und "Oberer Muschelkalk" als Reservoirgesteine nutzen. Es ist aufgrund der uns zugänglichen Quellen (Erdbebenkarte Schweizerischer Erdbebendienst SED) hier mit keiner grösseren Erdbebengefährdung zu rechnen, da im St. Galler Projekt keine vergleichbaren Stimulationsmassnahmen wie in Basel vorgesehen sind.

Die Stadt St.Gallen geht mit dem Thema "Induzierte Seismizität" wie folgt um:

- Methoden, die im Untergrund hohe Wasserdrücke erzeugen, werden in St.Gallen nicht geplant.
- Erdbeben wie in Basel sind in St.Gallen keine zu erwarten, dass heisst nicht, dass es keine kleineren Erschütterungen im Untergrund geben kann.
- Aspekte rund um das Thema "Erdbeben" werden in den weiteren Projektphasen näher geklärt und betrachtet.

17.3 Graue Energie

Die ökologischen Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung wurden in Deutschland durch eine Lebenszyklusanalyse (Frick und Kaltschmitt, 2009) näher untersucht. Das Beispiel der untersuchten geothermischen Stromerzeugungsanlage im Süddeutschen Molassebecken zeigt, dass der Grossteil der erschöpflichen Energieressourcen (d. h. fossiler Energieträger) für den untertägigen Anlagenbau gebraucht wird (Fig. 60).

⁵ Der Wärmetauscher im kristallinen Kluftaquifer

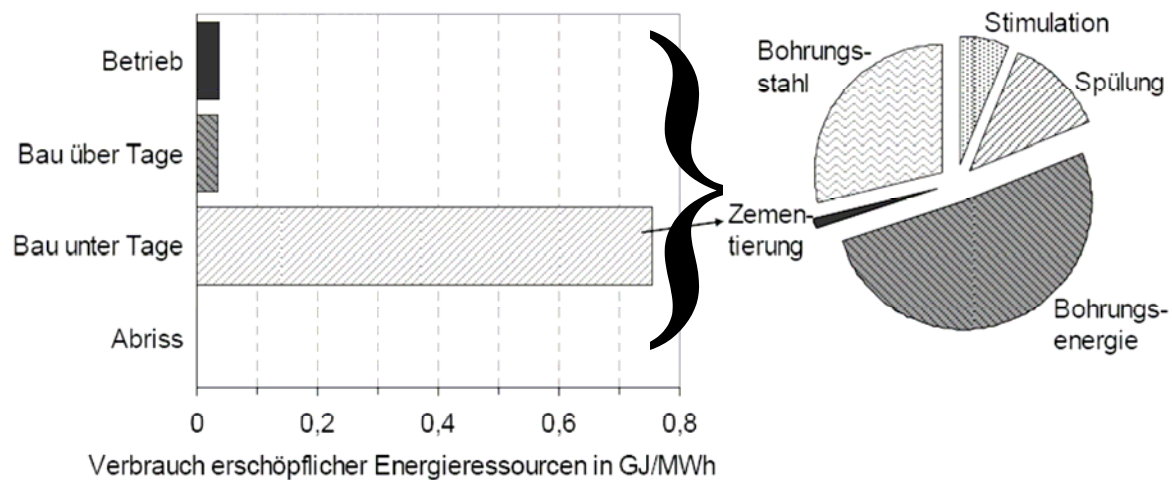


Fig. 60: Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen am Beispiel der Referenzanlage im Süddeutschen Molassebecken (links: Gesamtanlage; rechts: Bau unter Tage) (aus Frick und Kaltschmitt, 2009)

17.4 Risikoreduktion / Versicherung

Zur Risikoreduktion können mehrere Massnahmen getroffen werden:

- erster Schritt (vor Beginn einer Bohrung): Ein geophysikalisches Explorationsprogramm mittels einer Seismik-Messkampagne zur räumlichen Darstellung der Gesteinsschichten und zur Identifikation des potentiellen Reservoirs.
- zweiter Schritt (nach der ersten Bohrung): Ein genau festgelegtes Logging- und Testing-Programm, um das Reservoir zu charakterisieren und die Erschliessung planen zu können.

Für die Kostenbetrachtung sind zudem folgende Aspekte von Relevanz:

- **Lost in Hole Versicherung:** Über eine Lost in Hole Versicherung kann man den Verlust von untertägigem Equipment versichern. Allerdings deckt diese Versicherung den Verlust oder die Bergungskosten bis in Höhe der Versicherungssumme nicht für alle Fälle.
- **Fündigkeitsrisiko:** Die Prämie für das Fündigkeitsrisiko bemisst sich an der Qualität der verfügbaren geologischen und hydrogeologischen Vorabklärungen (z.B. seismische Erkundungen), sowie dem Detaillierungsgrad der Projektvorarbeiten und Dokumentationen (z.B. vorliegende Machbarkeitsstudie). Je detaillierter und umfangreicher die Vorabklärungen gemacht werden, desto niedriger fallen die Versicherungsprämien aus. Die Prämie hierfür liegt maximal etwa bei 20-30% der Bohrkosten.
- **Risikogarantie des Bundes für Geothermiebohrungen** (siehe auch Arbeitspaket AP3): Seit dem Jahr 2008 übernimmt der Bund eine Risikogarantie für Geothermiebohrungen sofern diese für die Stromproduktion vorgesehen sind.

18 EMPFEHLUNGEN FÜR WEITERES VORGEHEN

18.1 Empfehlungen

Die hydrogeologischen Bedingungen in einem Aquifer ohne Störungzonen können aus der bestehenden Datenlage heraus als vermutlich nicht ausreichend für eine Förderung von 30 MW_{th} angesehen werden. Erst eine zusätzliche Störungzone in diesen Aquiferbereichen besitzt das Potenzial zu einer dafür notwendigen Förderung von 50 L/s.

Störungzonen sind Bereiche, in denen sich geologische Schichten gegeneinander verschoben haben und es zu Brüchen in der durchgehenden Struktur kam. In diesen Brüchen können sich die Aquifere verschiedener Ebenen vereinen und einen grösseren Wasserkörper bilden. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass jede seismisch (z.B. durch die 2D Seismik der SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl)) identifizierte Struktur nur indirekt auf eine erhöhte Wasserführung schliessen lässt. Vertiefte Kenntnisse über die räumliche Ausdehnung der Störungzonen könnten hier zu einer Verbesserung der Prognose führen, wobei definitive Gewissheit über deren Wasserwegsamkeit erst mit dem Erbohren gegeben ist.

Es wird empfohlen, eine weitere Abklärung der Nutzungshorizonte durch zusätzliche geophysikalische Erkundungen vorzunehmen, dabei kommt insbesondere der 3D-Seismik-Messkampagne eine Schlüsselrolle zu. Seismische Erkundungsmassnahmen sind ein Standard in der Erdölprospektion und immer mehr auch im Bereich der geothermischen Exploration. Die erfolgreiche Erfahrung mit Seismik aus den Projekten Unterhaching, München, Landau und Insheim zeigt dies. Im Allgemeinen wird mit Kosten einer 3D-Seismik von etwa 25% der Kosten einer Explorationsbohrung gerechnet, wobei man hierdurch allerdings auch ein räumliches Bild des Untergrundes erhält, was eine bedeutend höhere Informationsdichte liefert als das punktuelle Erbohren (Probebohrung) eines Horizontes. Weiterer Vorteil wäre der kostengünstigere Abschluss einer Fündigkeitsversicherung hinsichtlich einer Risikominimierung zu sehen.

Die Notwendigkeit nach neuen detaillierten seismischen Erkundungsmassnahmen mittels 3D-Seismik ist für die Stadt St.Gallen somit zwingend!

Zusammengefasst stehen folgende Empfehlungen für die nächsten Projektschritte im Vordergrund:

1. Durchführung einer "3D-Seismik-Messkampagne St.Gallen" für das gesamte Stadtgebiet (Betrachtungshorizont: Störungzone West und Ost)
2. Zusätzlich zur geologischen Standortwahl muss auch die technische Machbarkeit und logistische Durchführbarkeit betrachtet werden
3. Die Bevölkerung sollte über das Thema Seismizität (Erschütterungen) weiter informiert und einbezogen werden (Emotionale Sichtweisen wie "Ängste" oder pragmatische "Wahrnehmungen" sollten dabei einbezogen werden)

18.2 Schlussfolgerungen

Bei der geothermischen Erkundung von tiefliegenden Reservoirs ist die Evaluation der Schlüsselparameter in folgender Reihenfolge sinnvoll (siehe ENGINE EU-Projekt⁶):

1. Hydrogeologie: Identifikation von geeigneten Aquiferen im Untergrund z.B: aus geologischen oder geophysikalischen (wie Seismik) Untersuchungen ,
2. Temperatur: Prognose der zu erwartenden Produktionstemperaturen z.B. aus dieser Machbarkeitsstudie,

⁶ <http://engine.brgm.fr/>

3. Spannungsfeld: Festlegung der Orientierung einer Doublette⁷ nach Auswertung der Explorationsbohrung.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts lag der Fokus auf der Zusammenführung aller bestehenden Informationen zum tieferen Untergrund der Stadt St. Gallen. Im Zentrum stand die Charakterisierung der Hydrogeologie und Temperatur von den für eine geothermische Erschliessung geeigneten Strukturen. Dazu wurden sämtliche verfügbaren geologischen Informationen sowie die geothermisch relevanten Parameter zusammengetragen und in einem dreidimensionalen Modell integriert. Dieses Modell dient als Grundlage für die Festlegung der bei einer geothermischen Erschliessung benötigten Parameter an einem beliebigen Standort im Raum der Stadt St. Gallen.

Aus dem erarbeiteten Modell lässt sich bereits jetzt ableiten, dass insbesondere der Bereich im Westen der Stadt St. Gallen als sehr aussichtsreich für die Realisierung des Projektes "Erdwärme St. Gallen" gelten kann. Die hier im tieferen Untergrund (Mesozoikum) vermutete Störungszone bietet für eine geothermische Erschliessung eine interessante Perspektive. Zunächst schneidet diese Störungszone die zwei bekannten Aquiferhorizonte "Oberer Muschelkalk" und "Malm" in 4 – 5 km Tiefe. Diese Störungszone wird vermutlich nicht als Einzelstörung, sondern als breiteres Störungsmuster mit einer noch unbestimmten räumlichen Ausdehnung anzutreffen sein. Die vorliegenden Daten lassen darauf schliessen, dass es sich hier um eine der grössten im Ostschweizer Mittelland vorkommenden Störungszone mit einem Versatz bis zu etwa 250 m handelt. Dadurch dürfte sich die ansonsten erhöhte hydrogeologische Eignung der durchschnittlichen Aquifere nochmals erheblich verbessern. Laut den erstellten Modellberechnungen kann mit Reservoirtemperaturen von 150 – 170°C gerechnet werden. Weitere kleinere Störungszonen werden zudem im Osten der Stadt vermutet (siehe Fig. 61).

Zusammenfassend erscheint das westliche Stadtgebiet als am besten geeignet für einen Tiefengeothermie-Standort. Eine Produktion von heissen Tiefenwässern aus hydrothermalen Reservoiren (Temperaturen oberhalb 150°C aus Tiefen zwischen 4200 – 4700 m) erscheint möglich. Damit liesse sich eine kombinierte Wärme-Stromproduktion realisieren.

Eine Nutzung petrothormaler Reservoire (im kristallinen Grundgebirge) erfordert Bohrtiefen von über 5.5 km und zudem Stimulationsmassnahmen, wie sie in Basel angewandt wurden. Dieses Verfahren sollte beim heutigen technologischen Entwicklungsstand für die Stadt St. Gallen nicht geplant werden (siehe auch Kapitel 17.2.4).

Diese hier vorgestellten Ergebnisse bieten eine wesentliche Grundlagen für die Erstellung der Vorlage zur Volksabstimmung, der in der Folge durchgeführt werden kann. Diese Machbarkeitsstudie beinhaltet

- Strategie und die Ziele
- Abschätzung der Produktion, Kosten und Einnahmen
- Abschätzung von Risiken

In der Machbarkeitsstudie wurden die betriebswirtschaftlichen und finanztechnischen Aspekte gestreift, für die Vorlage zur Volksabstimmung müssen diese Themen noch vertieft werden.

Obwohl es zum jetzigen Zeitpunkt zu früh für ein Konzept zur Lage der Standorte und eine definitive Festlegung der Bohrtrajektorien ist, können aus dieser Machbarkeitsstudie bereits Schlüsselemente einer Bohrung als Empfehlung abgeleitet werden. Ziel des Geothermieprojektes muss in erster Linie die Exploration der geklüfteten Bereiche im Oberen Malm und Oberen Muschelkalk sein. Möglicherweise sind durch die Klüftung auch andere Horizonte (z.B. verwittertes Kristallin) an diese Haupt-Aquifere angeschlossen. Idealerweise würden diese Bereiche durch eine abgelenkte Bohrung erkundet, welche die steilstehenden Klüftungen mit einem Winkel von 20° - 30° schneidet. Im Falle einer Nicht-Fündigkeit sind weitere Versuche durch Side-Track-Bohrungen möglich oder es kann das obere verwitterte Kristallin durch

⁷ System mit einer Produktions- und einer Injektionsbohrung

Vertiefung der Bohrung erkundet werden. Die Gebiete der Stadt St. Gallen, welche in der Nähe der durch 3D Seismik weiter zu erkundenden Störungszone liegen sind in Fig. 61 dargestellt.

Ein wesentliches Element für die Vorbereitung und Durchführung ist die Kommunikation des Projektes "Tiefengeothermie St. Gallen". Dadurch kann mit gezielten und sachlichen Informationen sowie geeigneten Massnahmen die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöht werden. Als vorrangiges Ziel des Projektes Tiefengeothermie muss dabei die Realisierung einer CO₂-freien Energieproduktion im Stadtgebiet hervorgehoben werden.

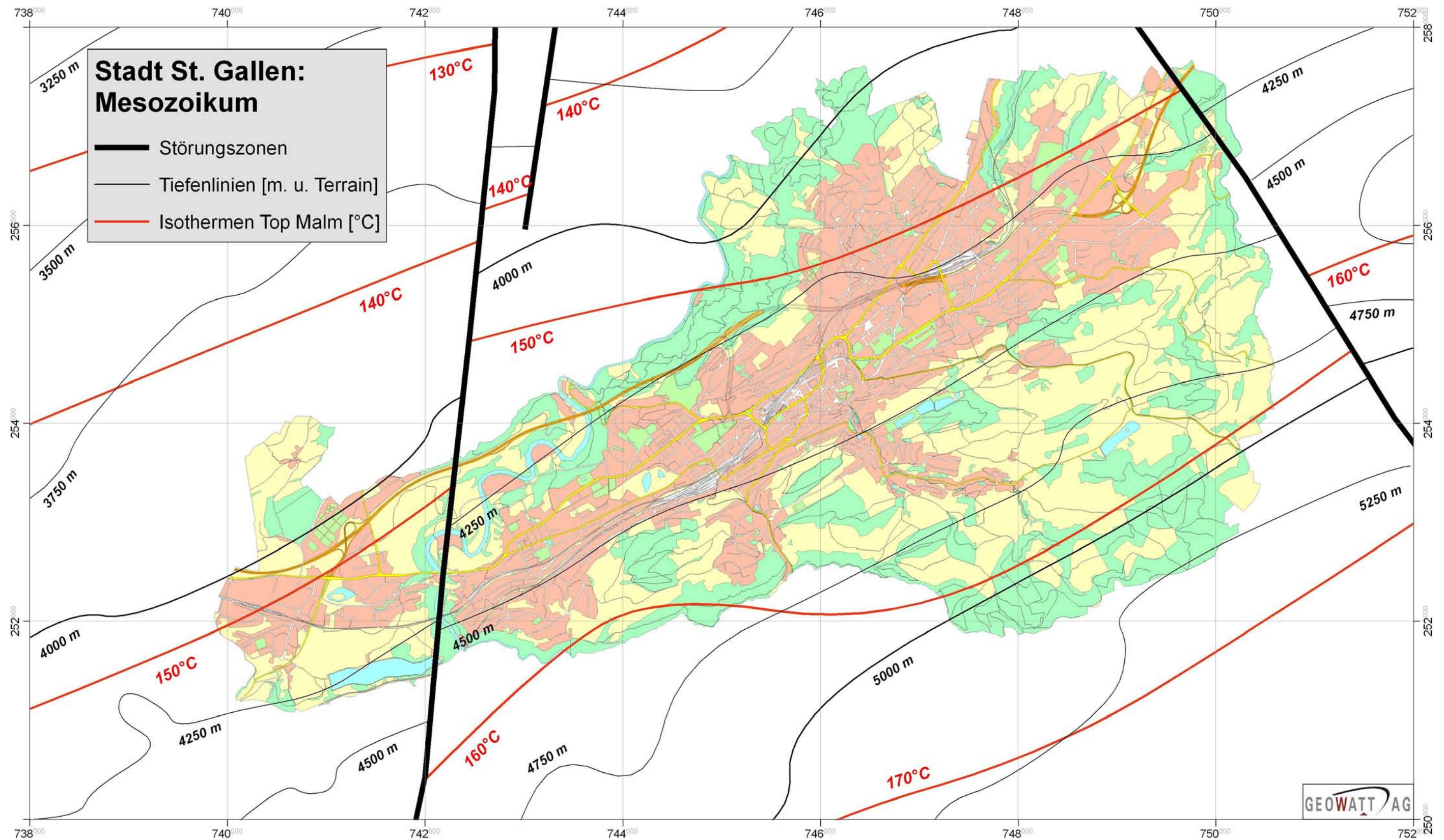


Fig. 61: Bereich im westlichen Teil der Stadt St. Gallen in dem eine prägnante Störungszone im Untergrund identifiziert wurde.

18.3 Zeitplanung

Die Durchführung des Projektes "Tiefengeothermie St. Gallen" erfordert weitere Tätigkeiten. In diesem Zusammenhang wird folgender Zeitplan mit einzelnen Projektschritten aufgeführt, in dem auch die empfohlenen Tätigkeiten zur Identifizierung der Untergrundstrukturen durch eine 3D-Seismik-Messkampagne enthalten sind.

Tab. 46: Vorgesehene Zeitplanung

Tätigkeit	Datum Meilensteine	Dauer
Ausschreibung Seismik		40 Tage
Bewilligungsverfahren Seismik		3 Monate
Evaluation der Angebote		1 Monat
Vertragsverhandlung		1 Monat
Entscheid Stadtparlament (über Seismik Messung)	15. September 2009	
Permitting		2 Monate
Durchführung der 3D Seismik (Datenakquisition)		3 Monate
Processing der Messdaten		3 Monate
Interpretation der Messdaten mit paralleler Planung der Bohrtrajektorien		2 Monate
Volksabstimmung	2. Jahreshälfte 2010	
Bohrplatzbau		1 Monat
Bohrungen (Erstellung Doublette)		11 Monate

Entsprechend Arbeitspaket AP3 ist mit einem etwa 1-jährigen Zeitraum für die Erstellung des Umweltverträglichkeitsbericht (UVB) und der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zu rechnen.

Vorarbeiten für Projektierung einer Tiefengeothermieranlage	Dauer
Prov. Bohrplatzplanung	1 Monat
Vollständigkeitsprüfung UVB Bohrung mit öffentlicher Auflage	4 Monate
Gesuchsprüfung und Entscheid Kanton (inkl. UVP)	8 Monate
evtl. Umzonierungen (nach erfolgter Volksabstimmung)	2 Monate
Definitive Bohrplatzplanung mit Ausschreibung	2 Monate

REFERENZEN AP5

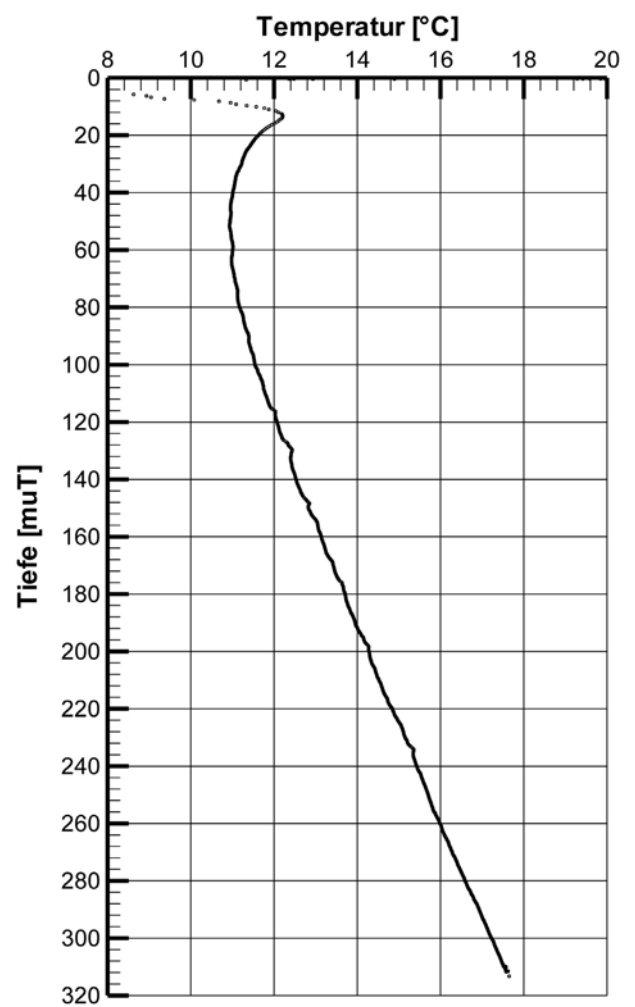
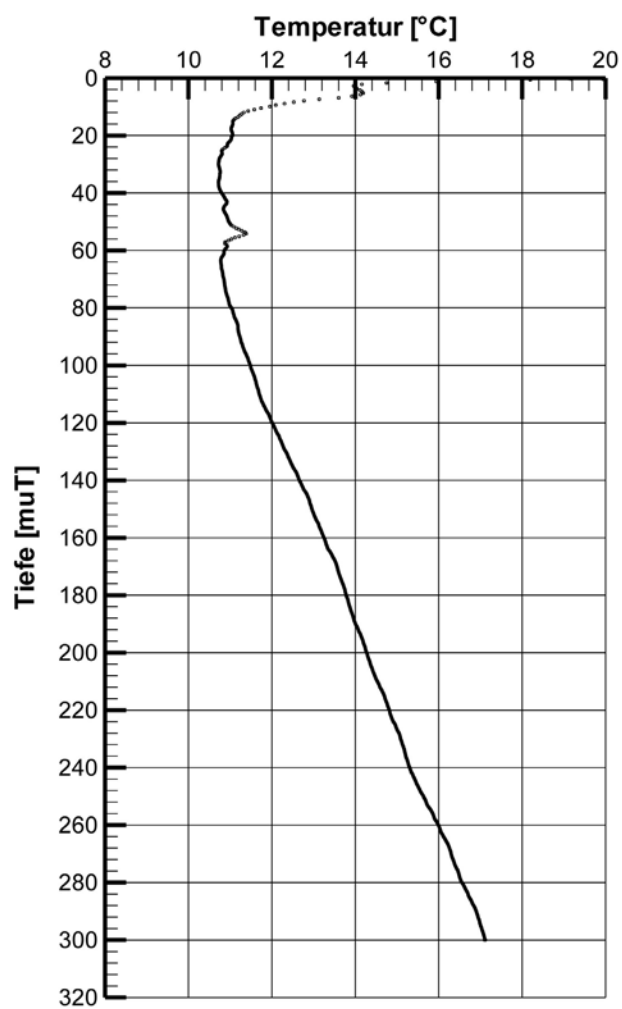
AHB Stadt ZH/Novatlantis, 2008. Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, Oktober 2008.

Frick, S. und Kaltschmitt, M., 2009. Ökologische Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung - Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg. Erdöl, Erdgas, Kohle, 125(1): 37-42.

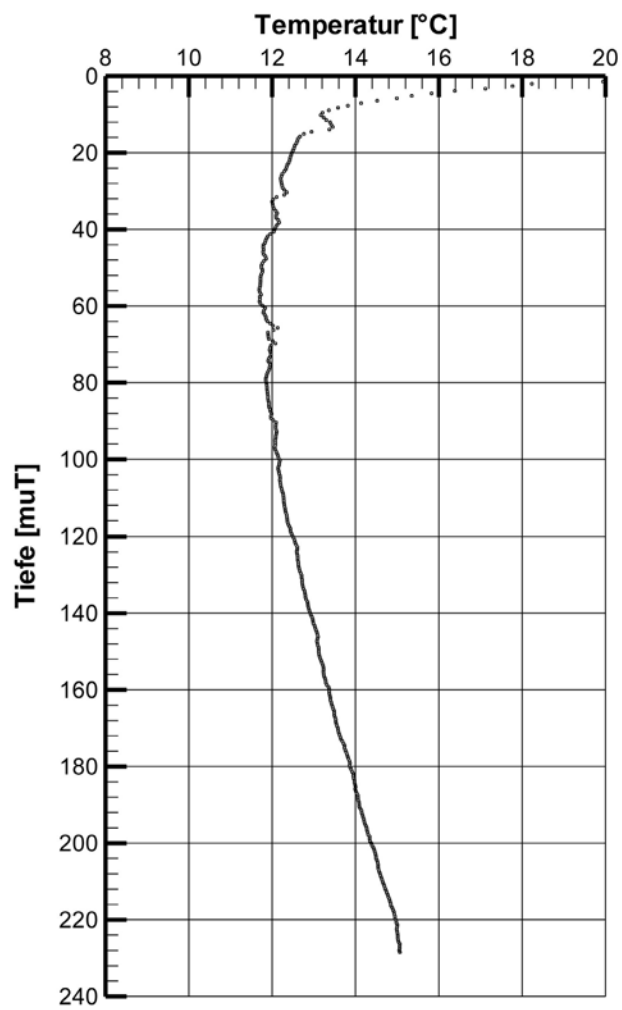
ANHANG 1: Temperaturdaten aus EWS

Name Bazenheid
Flurstrasse 8
X 722'750
Y 252'345
Höhe [m ü.M.] 605

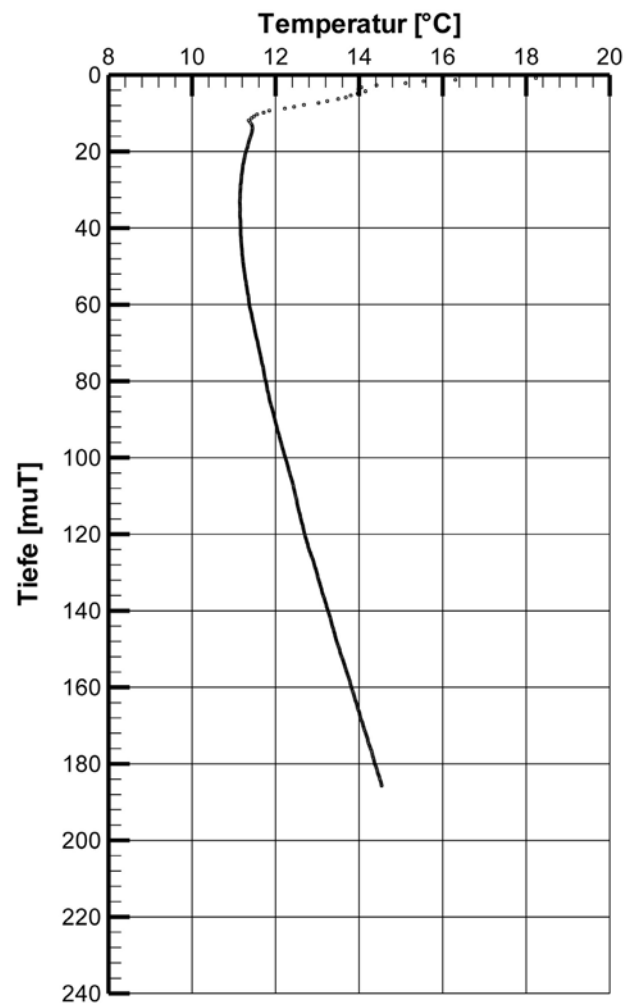
Name St. Gallen
Höhenweg 7a
X 745'966
Y 255'016
Höhe [m ü.M.] 730



Name	St. Gallen Othmarstrasse 7
X	744'839
Y	253'538
Höhe [m ü.M.]	680



Name	St. Gallen Gericht
X	744'882
Y	254'103
Höhe [m ü.M.]	695



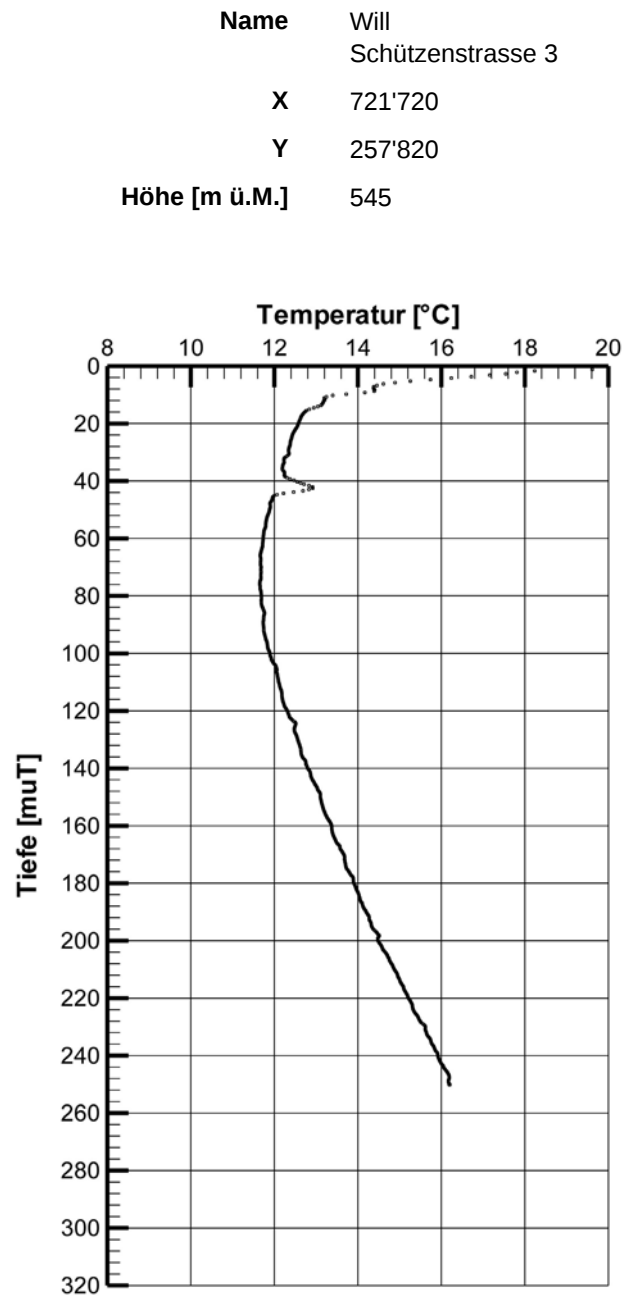


Fig. 62: Temperaturmessungen aus Erdwärmesonden (Datenquelle Progeo)

ANHANG 2: Kalibrierung des thermischen Modells

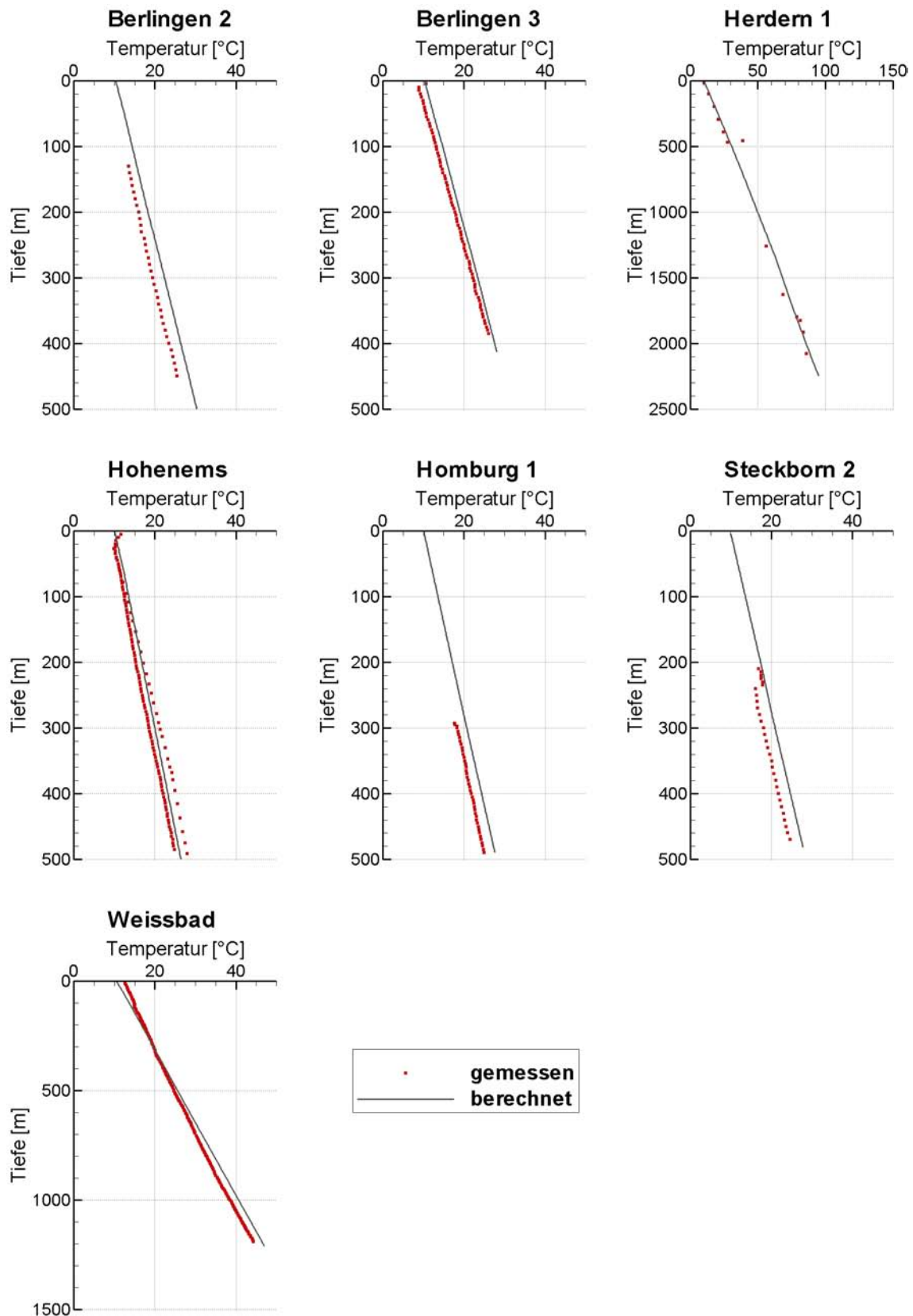


Fig. 63: Ergebnisse der Kalibrierung des thermischen Modells (Gute Messdatenqualität)

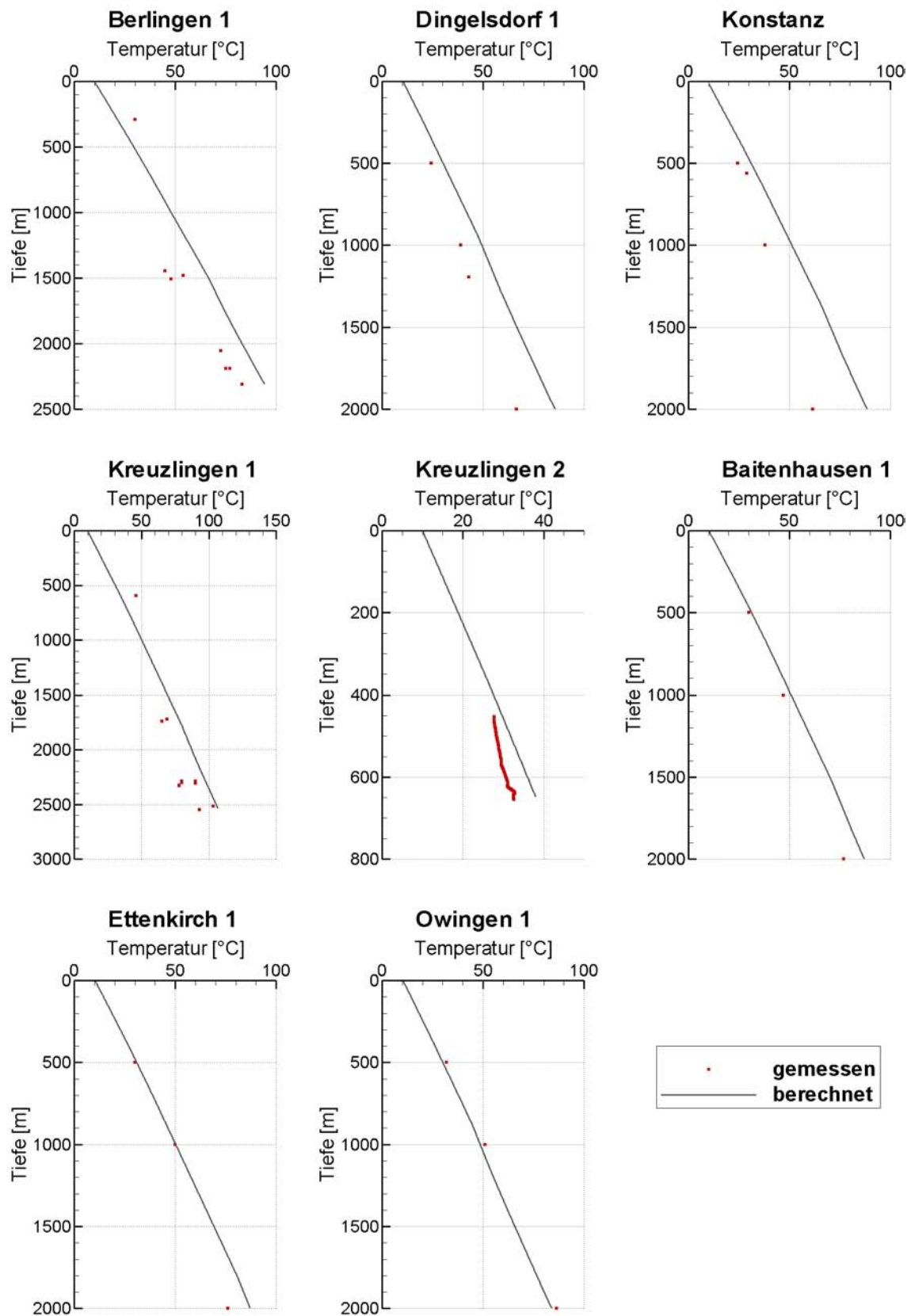


Fig. 64: Ergebnisse der Kalibrierung des thermischen Modells (Geringe Messdatenqualität)

ANHANG 3: Prinzipschema von Geothermische Anlage

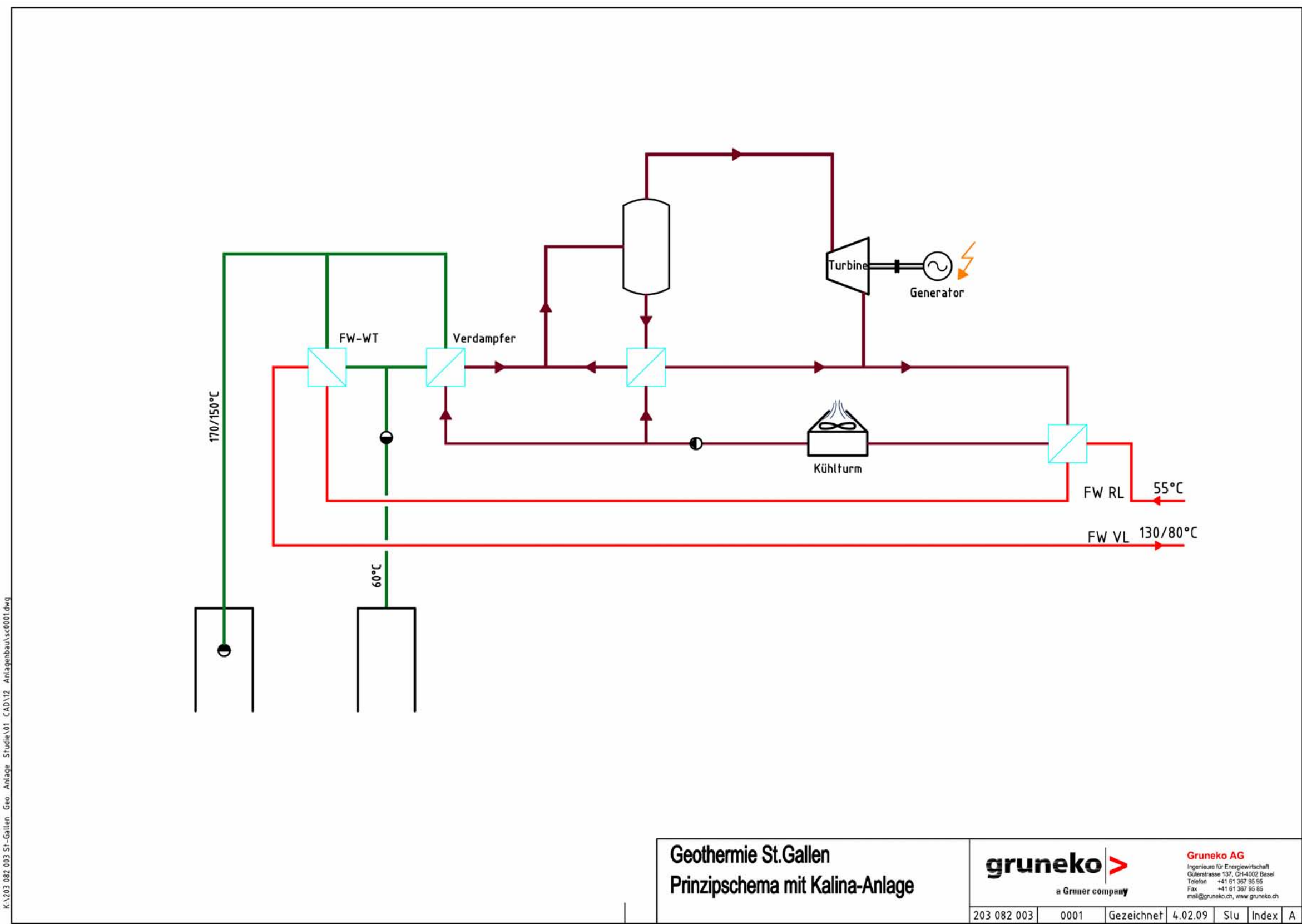


Fig. 65: Prinzipschema mit Kalina-Anlage

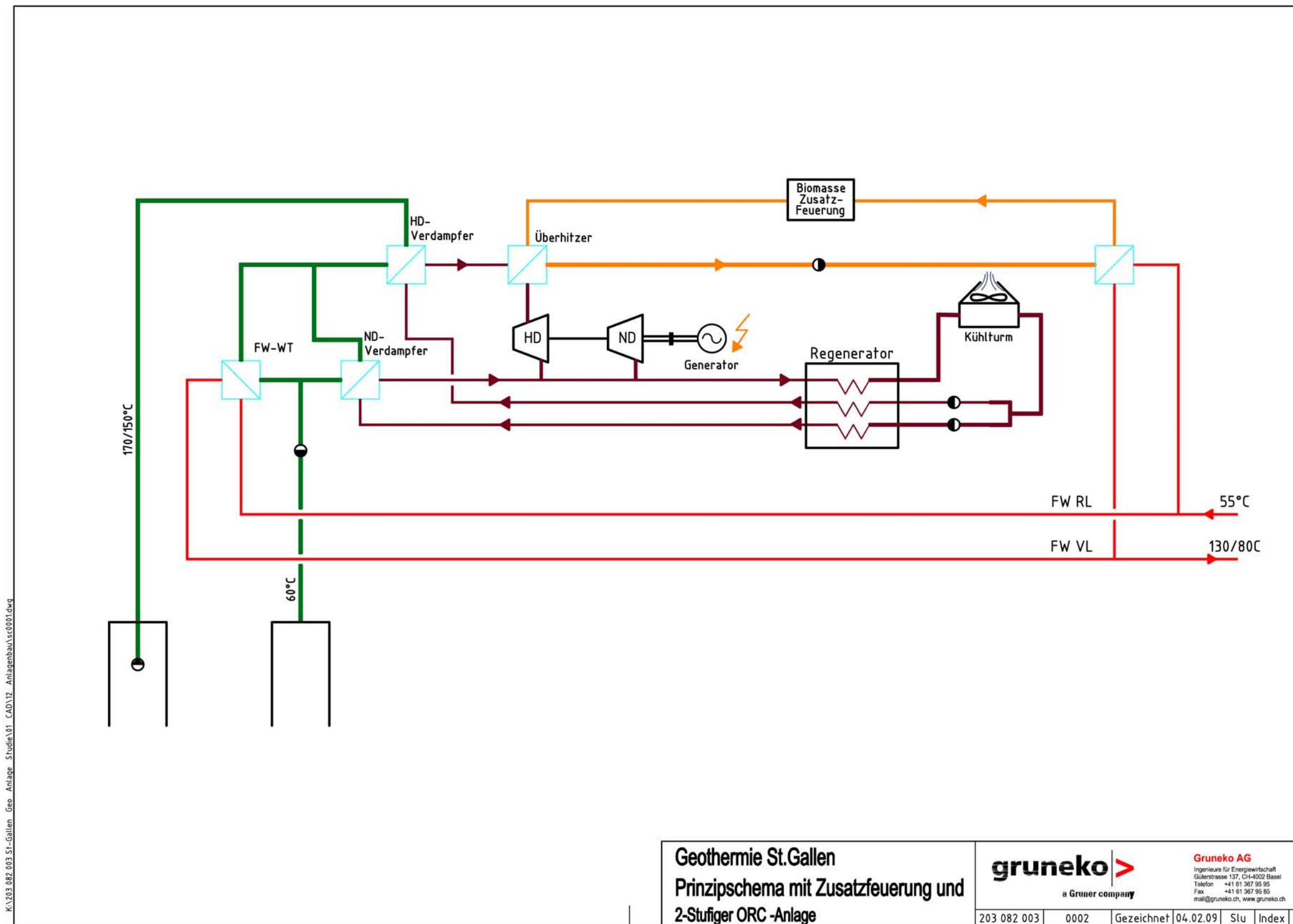


Fig. 66: Prinzipschema mit Zusatzfeuerung und 2-Stufiger ORC-Anlage

ANHANG 4: Mögliche Bohr- und Verrohrungsschemas

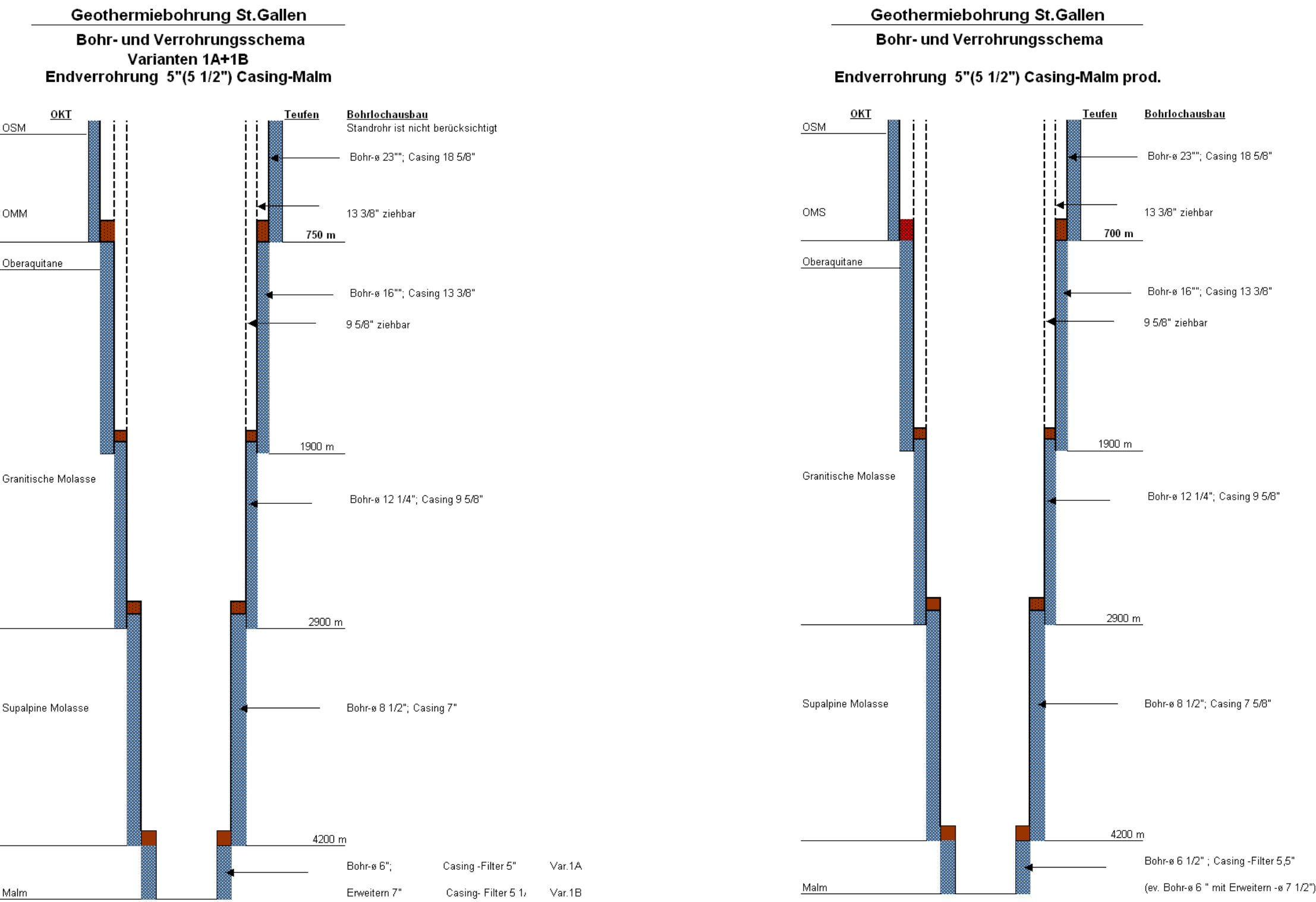


Fig. 67: Bohr- und Verrohrungsschemas, Varianten 1A, 1B und 1C, Casing bis Malm

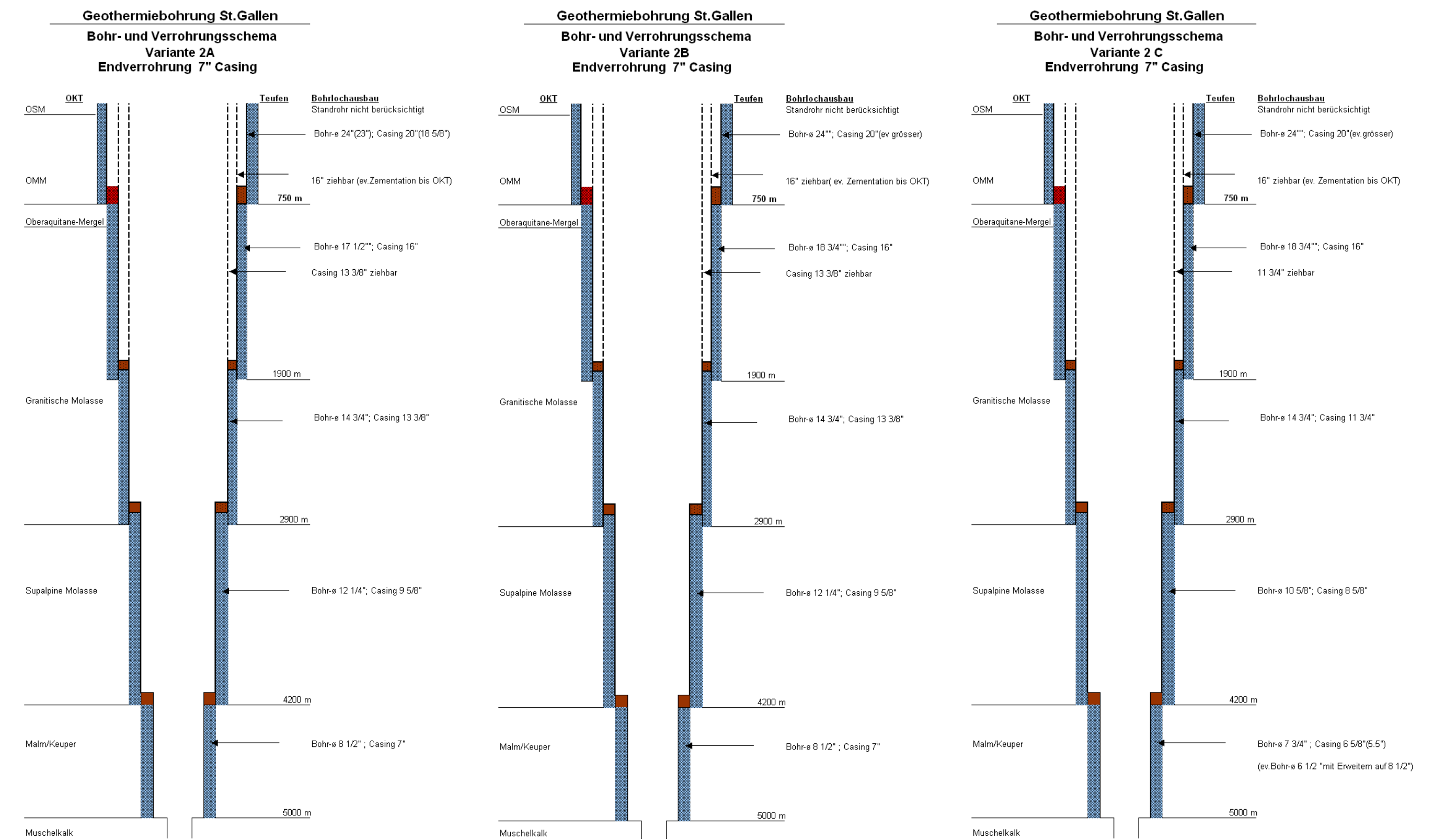


Fig. 68: Bohr- und Verrohrungsschemas, Varianten 2A (links), 2B (middle) und 2C (rechts), Casing bis Muschelkalk

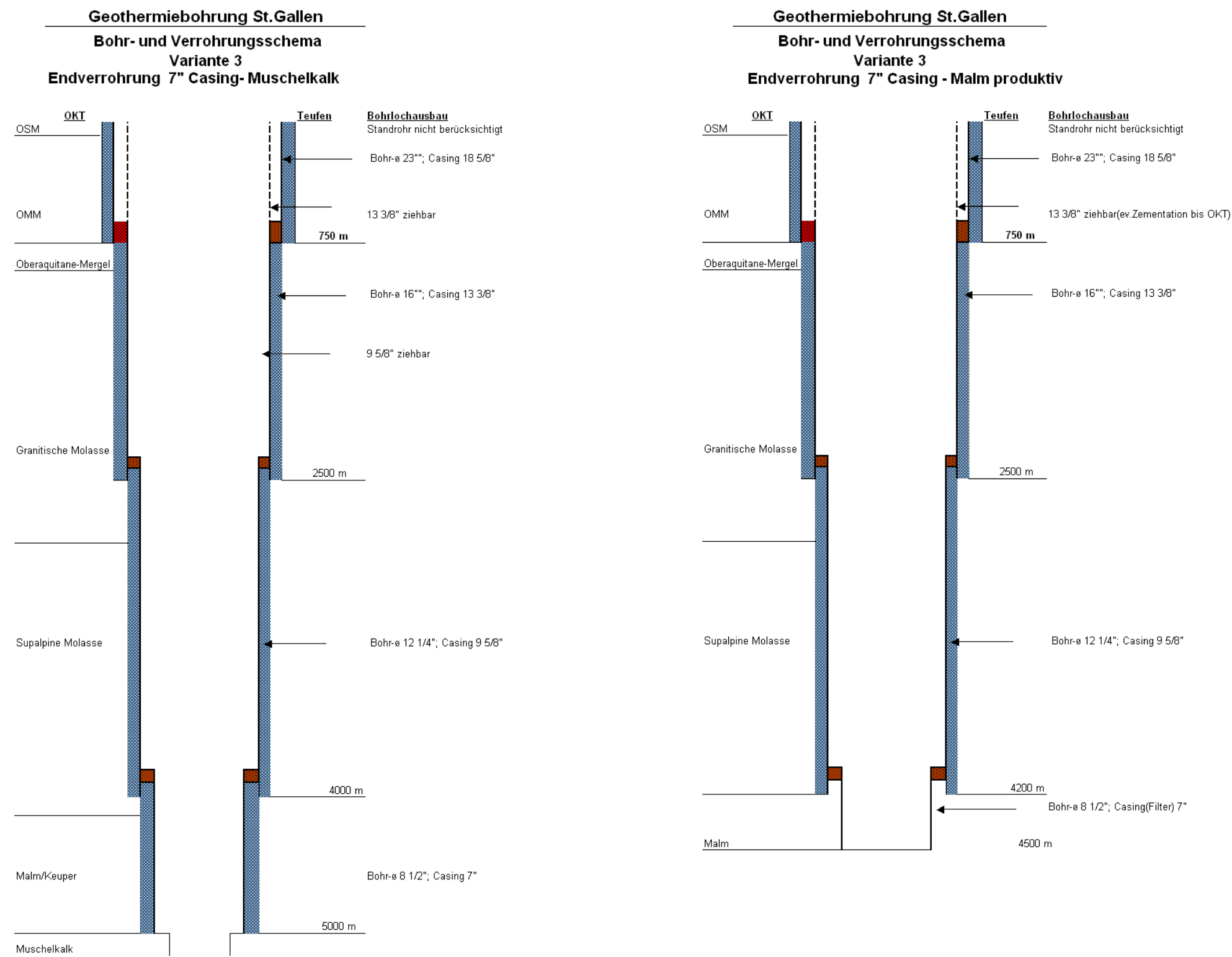


Fig. 69: Bohr- und Verrohrungsschemas, Variante 3, Casing bis Muschelkalk (links) und Malm (rechts)