

DATENRECHERCHE UND PARAMETER- BESTIMMUNG FÜR HYDROCHEMISCHE MODELLIERUNG ZUR SALZAUSFÄLLUNGS- WAHRSCHEINLICHKEIT BEI GEOTHERMISCHEN DOUBLETEN BEI HOCHSALINAREN WÄSSERN IN BERLIN



Datenrecherche und Parameterbestimmung für hydrochemische Modellierung zur Salzausfällungswahrscheinlichkeit bei geothermischen Doubletten bei hochsalinaren Wässern in Berlin

Kunde: Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr,
Klimaschutz und Umwelt
Geologische Landesaufnahme – Tiefe Geothermie

Bearbeitungszeitraum: 09.10.2025 - 31.12.2025

Berichtlänge 37

Tabelle 3

Abbildungen 14

Autoren: Dr. Valentin Goldberg, Dr. Rafael Villablanca, Christian
Buse [GTN]

I. Inhaltsverzeichnis

I. Inhaltsverzeichnis	2
II. Abbildungsverzeichnis	3
III. Tabellenverzeichnis.....	4
1. Zielsetzung der Studie	5
2. Risiko für Salzausfällungen im Norddeutschen Becken am Beispiel des Projektes GeneSys	6
2.1. Ausbau der Bohrungen Horstberg Z1 und GeneSys 1/ Groß Buchholz GT1	7
2.2. Simulationsmaßnahmen im Rahmen von GeneSys	9
2.3. Bildung des Salzplugs	11
3. Datenrecherche zu Fluiden des Mittleren Buntsandstein im Norddeutschen Becken.....	16
4. Durchströmungsversuche – Bewertung des Scale-Risikos.....	22
4.1. Feststoffproben.....	22
4.2. Fluidproben	25
4.3. Abschätzung des Ausfällungsrisikos	26
5. Einflussfaktoren auf Gesamtmineralisation.....	29
6. Zusammenfassende Betrachtung des Fällungsrisikos sowie Einflussfaktoren	32
6.1. Ausblick und offene Fragen	35
7. Literatur	36

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lokation und Salinität der Bohrungen Horstberg Z1 und GeneSys im Großraum Hannover.	6
Abbildung 2: Stratigraphie, Ausbau der Bohrung und Temperaturprofil der Bohrung Horstberg Z1 (Tischner et al., 2010)	7
Abbildung 3: Stratigrafie und Bohrlochausbau der GeneSys-Bohrung (Groß Buchholz GT1) in Hannover (BGR, 2021).	9
Abbildung 4: Bohrlochdruck, Förderrate und Temperatur (sowie Bohrlochkopftemperatur) während des Wochenzyklus (Huff-Puff). Eine positive Förderrate zeigt Injektion an und eine negative Förderrate zeigt Produktion an. Die grüne Linie in der oberen Abbildung stellt den ungestörten Lagerstättendruck (pres) dar (Tischner et al., 2010).	10
Abbildung 5: Prozessvisualisierung: (A) Injektion von Frischwasser zur Rissbildung. (B) Skizze senkrecht zu Skizze A mit einem um den Faktor 2,2 verkleinerten Maßstab. Rissfläche unter der Annahme einer einzelnen Rissoberfläche. (C) Rissbildung während der Frischwasserinjektion. (D) Beendigung der Frischwasserinjektion, Schließung des Riss, Migration des Frischwassers in die Formation, Lösung löslicher Minerale, Mischung mit Formationssole (Hesshaus et al., 2013).	14
Abbildung 6: Lokationen und Salinitäten von Bohrungen in den Buntsandstein im Nordostdeutschen Becken.	16
Abbildung 7: Bohrungen und Salinitäten im Buntsandstein im Großraum Berlin.	17
Abbildung 8: Verteilung der Ionenbilanzfehler im Datensatz.	18
Abbildung 9: Verteilung der Salinität im Datensatz.	18
Abbildung 10: Piper-Diagramm der Fluide im Bst. des NDB.	20
Abbildung 11: Schoeller-Diagramm der Fluide im Bst. des NDB. Für fehlende Daten wurde ein Wert von 0 eingesetzt.	21
Abbildung 12: Gesteinsbruchstücke nach der versuchten Kernbohrung.	24
Abbildung 13: Vergleich der Löslichkeiten von Baryt und Halit in den analysierten Horstberg-Fluiden sowie den historischen Daten der Berlin 2 Bohrung aus der Detfurth-Formation in Abhängigkeit der Temperatur.	27
Abbildung 14: Vergleich unterschiedlicher Elementgehalte der Datenbank des NDB.	31

III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Chemische Zusammensetzung der injezierten und geförderten Fluide in Groß Buchholz Gt1 und Horstberg Z1 (Hesshaus et al., 2013).	12
Tabelle 2: Porositäts-, Permeabilitäts- und Dichtedaten der Bohrung Berlin B8 / 88.	22
Tabelle 3: Analyse der Thermalsole Horstberg. Die Analyse vom 21.05.2025 wurde bei der Probennahme genommen. Die Analyse am 24.11.2025 bei der Wasserentnahme für die geplanten Flutungsversuche.	26

1. Zielsetzung der Studie

Fast die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs des Landes Berlin entfällt auf den Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Gebäudesektors. Bereitgestellt wird die Wärme derzeit überwiegend durch fossile Energieträger (Kohle, Erdgas, Öl). Damit Berlin bis spätestens 2045 klimaneutral werden kann, kommt einer zukünftigen Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energiequellen eine zentrale Bedeutung zu. In den aktuellen Analysen zur Wärmewende in Berlin stellt Wärme aus der Tiefen Geothermie einen wichtigen Baustein dar. Das Land Berlin fördert daher im Rahmen der vom Senat am 25.07.2023 beschlossenen Roadmap Tiefe Geothermie Maßnahmen, welche die bestehenden Investitionshemmnisse beseitigen und zu einem beschleunigten Ausbau der Tiefen Geothermie beitragen.

Gegenstand der Studie ist eine Datenrecherche und Pilotstudie von hochsalinaren Thermalwässern im Mittleren Buntsandstein. In dieser Studie sollen die Parameter und generelle Abhängigkeiten von Mineralisation, Lokation und technischer Ausbau von Dubletten herausgestellt werden.

Die Gesamtmineralisation der Thermalwässer ist abhängig von der Tiefe der Thermalwasserhorizonte. Die Aquifere des Mittleren Buntsandstein werden im Großraum Berlin zwischen 800 m (Spandau) und ca. 2600 m (Groß-Ziethen) erwartet. Somit werden Gesamtmineralisationen zwischen 150 und 330 g/l angenommen. Die Wässer sind dem Natrium-Chlorid-Typ zuzuordnen. Die Kationen werden durch Calcium und Magnesium ergänzt, deren Anteile mit der Tiefe zunehmen. Der Anionenkomplex besteht hauptsächlich aus Chlorid. Brom kann zu hohen Anteilen vorhanden sein.

Aufgrund der hohen Gesamtmineralisation und der hohen benötigten Abkühlungsrate besteht die Gefahr von Salzausfällungen und starker Leistungsverluste durch Verringerung von Injektivitätsraten dieser Anlagen (vgl. Grothermieprojekt GeneSys). Außerdem bestehen hinsichtlich Korrosionsbeständigkeit besondere Anforderungen an die Materialauswahl.

Um diese Randparameter für die Nutzung der Reservoirs abschätzen zu können, schreibt das Land Berlin eine Studie zur Parameterermittlung sowie zur Machbarkeit von Durchströmungsversuchen an Reservoirgesteinen des Mittleren Buntsandstein mit originalem Thermalwasser aus.

2. Risiko für Salzausfällungen im Norddeutschen Becken am Beispiel des Projektes GeneSys

Im Rahmen der Studie sollen technische Konzepte und Machbarkeitsstudien zur geothermischen Nutzung des Mittleren Buntsandstein in Norddeutschland recherchiert und ausgewertet werden. Ziel ist die systematische Ermittlung und Zusammenstellung wesentlicher technischer Betriebsparameter, insbesondere Absenkung, Injektionsdruck, Filterausbau, eingesetzte Materialien der Anlagenteile sowie die angestrebte thermische Leistung. Aufgrund der verfügbaren Datenbasis liegt der Schwerpunkt der Auswertung auf dem Projekt Genesys. Ergänzend werden weitere verfügbare Studien zur Bildung von Salzausfällungen in vergleichbaren Systemen berücksichtigt und hinsichtlich relevanter Kenndaten analysiert.

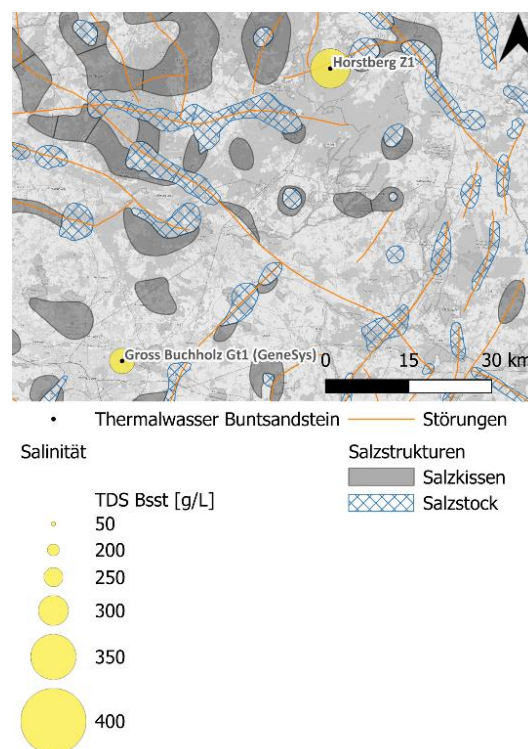


Abbildung 1: Lokation und Salinität der Bohrungen Horstberg Z1 und GeneSys im Großraum Hannover.

Das Projekt GeneSys (Generated Geothermal System) hatte das Ziel undurchlässige Sandsteine wie sie für die Erdgasgewinnung im Norddeutschen Becken erschlossen wurden, für ihre Nutzung zur geothermischen Energiegewinnung zu untersuchen. Konkret wurde als System eine „Singlet“-Nutzung angestrebt. Das geförderte heiße Wasser wird bei diesem Konzept nach der Nutzung über den Ringraum derselben Bohrung in eine flachere, durchlässige Gesteinsformation reinjiziert.

Um das Risiko des Projektes zu minimieren, wurde das Konzept zunächst an einer bestehenden, nicht fündigen Erdgasbohrung (Horstberg Z1) im Umland Hannovers getestet bevor eine neue Bohrung (GeneSys 1/ Gross Buchholz Z1) vor dem Geozentrum Hannover in Hannover abgeteuft wurde (Abbildung 1). Um die notwendigen Fließraten für die Produktion zu erzielen, wurden in beiden Bohrungen umfangreiche Frac-Tests im mittleren Buntsandstein durchgeführt.

2.1. Ausbau der Bohrungen Horstberg Z1 und GeneSys 1/ Groß Buchholz GT1

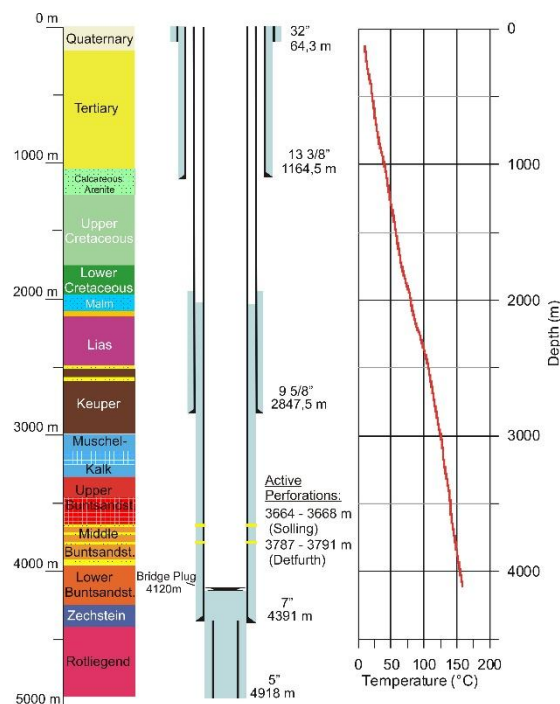


Abbildung 2: Stratigraphie, Ausbau der Bohrung und Temperaturprofil der Bohrung Horstberg Z1 (Tischner et al., 2010).

Die Bohrung Horstberg Z1 (Abbildung 2) erschließt die Formationen Volpriehausen, Detfurth und Solling im Mittleren Buntsandstein in einer Teufe von 3636 – 3926 m. Die Mächtigkeiten der einzelnen Sandsteinschichten betragen 6 – 20 m und die Bohrdaten zeigen Porositäten von 3 – 11 % (Orzol et al., 2005). Als Reinkjektionshorizont wurde für diese Bohrung der Kalkarenit in einer Teufe von 1150 – 1250 m gewählt (Orzol et al., 2005). Eine Besonderheit im Mittleren Buntsandstein sind in dieser Bohrung die Überdruckbedingungen. Unter Gleichgewichtsbedingungen beträgt der Bohrlochkopfdruck 160 bar (Tischner et al., 2010). Die Maximaltemperaturen, welche am Bohrlochboden gemessen wurden, betragen 158 °C (Orzol et al., 2005).

Die Bohrung ist mit einer 7 Zoll Verrohrung mit 32 lbs/ft ausgestattet, die von der Endteufe bis 2035 m zementiert ist. Sie besitzt eine Innendruckfestigkeit von 750 bar. Diese Spezifikationen ermöglichen Injektionsarbeiten bei hohen Drücken und Förderraten sowie die getrennte Perforation einzelner Horizonte

innerhalb der Formation des Mittleren Buntsandsteins. Der Reinjektionshorizont Kalkarenit ist über den Ringraum zwischen 9 5/8 Zoll und 13 3/8 Zoll zugänglich (Orzol et al., 2005).

Im Rahmen der hydraulischen Untersuchungen wurde die Verrohrung in vier Teufenintervallen, in chronologischer Abfolge, perforiert (Orzol et al., 2005):

- 3920,5 m bis 3926,5 m, Volpriehausen Sandstein
- 3787,0 m bis 3791,0 m, Detfurth Sandstein
- 3037,5 m bis 3041,5 m, Muschelkalk
- 3664,0 m bis 3668,0 m, Solling Sandstein

In jedem Abschnitt wurde ein Intervall von 4 m bis 6 m Länge mit jeweils etwa 200 Perforationsschüssen geöffnet. Dabei kamen sowohl Perforatoren mit großem Perforationsdurchmesser und geringer Eindringtiefe (ca. 0,3 m) als auch tiefreichende Perforatoren mit kleinerem Lochdurchmesser und Eindringtiefen von bis zu 1 m zum Einsatz.

Im Intervall des Volpriehausen Sandsteins wurde nach der Perforation zusätzlich eine Treibmittelstimulation zur Unterstützung der Rissbildung durchgeführt. Die bei der Deflagration des Treibmittels entstehenden Gase wirken über die Perforationen hohe Drücke auf die Formation aus wodurch eine Rissbildung initiiert werden kann. Über die anhaltende Verbrennung des Treibmittels, werden kontinuierlich Gase freigesetzt, welche das neue Rissystem aufrecht erhalten und erweitern (Orzol et al., 2005).

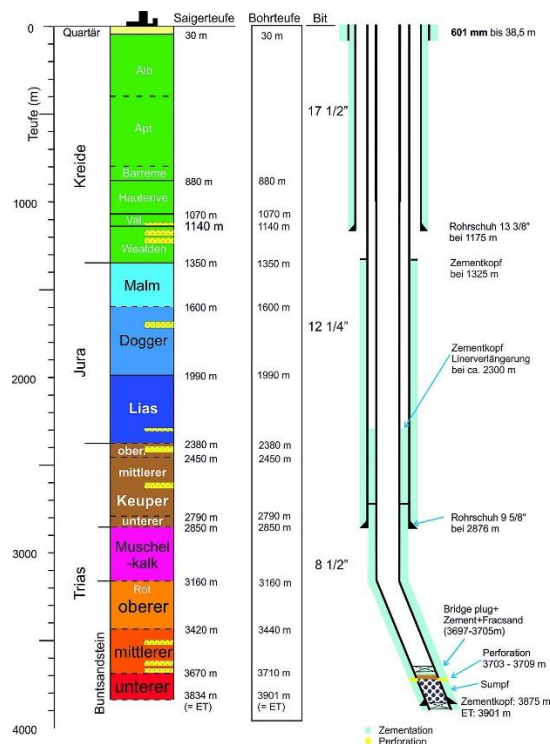


Abbildung 3: Stratigraphie und Bohrlochausbau der GeneSys-Bohrung (Groß Buchholz GT1) in Hannover (BGR, 2021).

Für den Ausbau der GeneSys-Bohrung in Hannover (Abbildung 3) wurde eine 7 Zoll Verrohrung als innere Produktionsstrang bis zur Endteufe installiert. Diese ist von der Oberfläche bis in eine Tiefe von 1175 m von einer 13 3/8 Zoll Verrohrung umgeben. Der Ringraum zwischen beiden Verrohrungen fungiert als Reinjektionsstrang. Die Bohrung erschließt den mittleren Buntsandstein in einer Teufe von 3420 – 3670 m mit sehr geringen Permeabilitäten unter 1 mDarcy. Die Temperaturen am Bohrlochboden betragen ca. 170 °C. Als Injektionshorizont dient der hydraulisch leitfähige Wealden Sandstein der Unterkreide, in dem der Ringraum endet (Nitschke et al., 2017).

2.2. Simulationsmaßnahmen im Rahmen von GeneSys

Am Standort Horstberg wurden insgesamt drei Frac-Tests absolviert. Die erste Stimulation wurde gemeinsam mit der ersten Perforation im untersten Zielhorizont absolviert (Volpriehausen), die zweite im Detfurth-Sandstein und die dritte im Muschelkalk. Obwohl Letzterer am flachsten liegt, und damit die niedrigsten zur Stimulation notwendigen Drücke erwartet wurden, konnte hier keine erfolgreiche Rissbildung beobachtet werden.

Bei den Tests in den Volpriehausen-Sandsteinen wurde zunächst mit Fließraten von 0,2 l/s begonnen, wobei sich bereits erste Anzeichen für Spannungsrisse im Drucksignal zeigten. Nach diesen ersten Versuchen wurden in einer zweiten Versuchsreihe insgesamt 1.000 m³ Frischwasser bei Fließraten von bis zu 25 l/s verpresst. Hierfür waren Maximaldrücke von bis zu 460 bar am Bohrlochkopf notwendig. Die

darauffolgenden Entlastungsversuche deuteten darauf hin, dass sich die Risse mit dem Druckabbau wieder weitestgehend geschlossen haben und erst bei einem Druck knapp unterhalb des Stimulationsdruckes wieder die guten hydraulischen Eigenschaften erreicht wurden (Orzol et al., 2005).

In der Detfurth-Formation wurden 2003 massive Stimulationmaßnahmen durchgeführt. Hier wurden ca. 20.000 m³ Süßwasser mit bis zu 50 L/s injiziert. Basierend auf dem enormen Druckabfall wurde eine Rissöffnungsfläche von ca. 200.000 m² berechnet. Bei anschließenden Produktions- und Injektionstest zeigte sich, dass davon auch bei Drücken unterhalb des Formationsdrucks eine Fläche von ca. 10.000 m² geöffnet bleibt. Während der Produktionsphasen stieg die Temperatur in der Tiefe kontinuierlich an, was darauf zurückzuführen ist, dass das Wasser aus zunehmend größeren Entfernungen in die Bohrung einströmte. Am Ende der Produktionsphase erreichte die Temperatur wieder den ursprünglichen Wert von etwa 115 °C, gemessen vor Beginn der Injektion. Die niedrige Temperatur von 115 °C gegenüber der ungestörten Formationstemperatur von etwa 150°C wird auf die vorausgegangene Rissbildung und damit verbundenen Abkühlung zurückgeführt (Tischner et al., 2010).

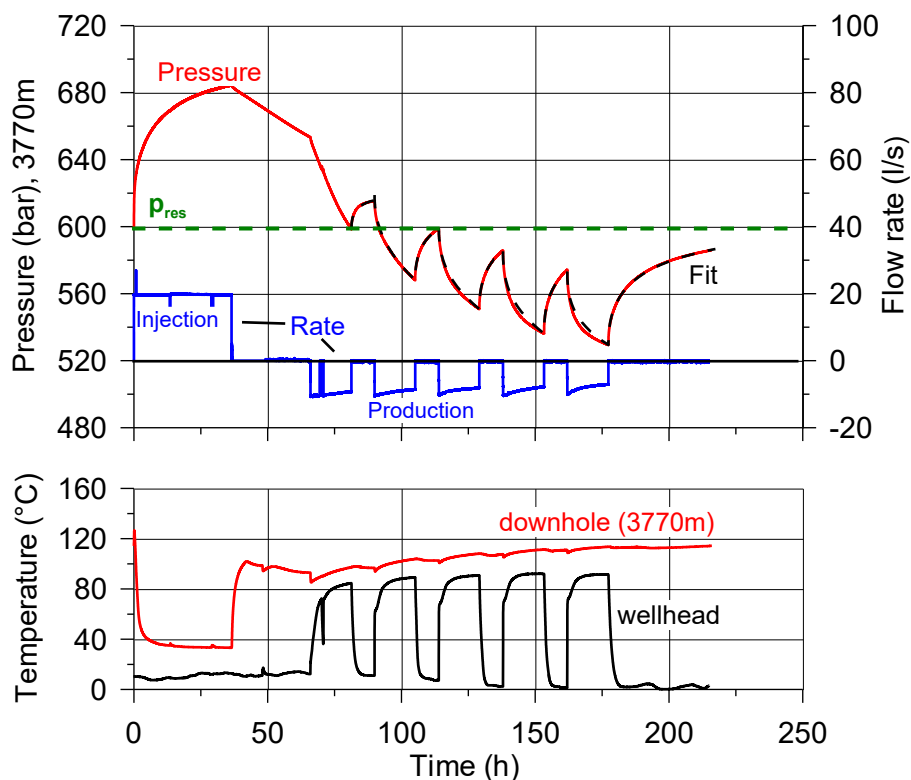


Abbildung 4: Bohrlochdruck, Förderrate und Temperatur (sowie Bohrlochkopftemperatur) während des Wochenzyklus (Huff-Puff). Eine positive Förderrate zeigt Injektion an und eine negative Förderrate zeigt Produktion an. Die grüne Linie in der oberen Abbildung stellt den ungestörten Lagerstättendruck (p_{res}) dar (Tischner et al., 2010).

Bei der Stimulation der Bohrung Groß Buchholz GT 1 wurden 20.000 m³ filtriertes Süßwasser aus dem Mittellandkanal, in fünf Schritten über einen Zeitraum von fünf Tagen in die Formation injiziert. Die nächtlichen Einschlussphasen zeigten lediglich einen geringen Druckabfall, der auf geringe Wasserverluste zurückgeführt werden kann. Daher konnte vom Vorhandensein eines durchlässigen Rissnetzwerks ausgegangen werden. Nach nahezu sechs Monaten Einschluss wurde im November 2011 mit der Rückförderung des injizierten Wassers begonnen. Während der ersten Produktionsphase wurden nahezu 140 m³ Wasser gefördert, während der zweiten Phase nahezu 440 m³. Insgesamt wurden somit 580 m³ zurückgewonnen. Beide Rückfördertests wurden produktionsseitig unter hohen Drücken von bis zu 400 bar durchgeführt. Das Fluid wurde in einem Durchflusskreislauf aus dem Produktionsstrang direkt über den Ringraum in den Einleitungshorizont (Wealden) geleitet. In dem Durchflusskreislauf wurde ein 50 µm Filtersystem sowie Sensoren für Temperatur, Druck, Dichte und Fließrate installiert (Hesshaus et al., 2013). Um eine Rissbildung in der Reinjektions-Formation zu vermeiden, wurde der Injektionsdruck in Formationstiefe gemäß den Vorgaben des Bergamtes auf einen Maximalwert von 188 bar begrenzt. Daraus resultierte eine Förderrate von 2 - 4 l/s. Die geringe Förderrate begünstigte eine Abkühlung des aufsteigenden Wassers während des Durchflusses durch das Förderrohr. Dadurch erreichte die maximale Temperatur des zurückgeförderten Wassers am Bohrlochkopf lediglich Werte von etwa 50 °C, während die gemessene Formationstemperatur nahezu 170 °C betrug.

2.3. Bildung des Salzplugs

Das zurückgeförderte Wasser der Bohrung GeneSys Gt 1 zeigte am Bohrlochkopf unmittelbar nach Austausch des Bohrlochvolumens eine Übersättigung in Bezug auf Halit. Die hohe Salinität des Wassers und die nachfolgende Ausfällung führten zu einem Anstieg des Injektionsdrucks in der Wealden Formation, sodass der Grenzwert für die Reinjektion erreicht wurde und die Rückförderung unterbrochen werden musste. Zur Wiederauflösung der Ausfällungen wurde Frischwasser in den Ringraum injiziert. Die intensive Abkühlung durch das Frischwasser begünstigte jedoch zusätzlich die Ausfällung im Förderrohr, wodurch sich in 655 m Tiefe ein Salzplug bildete und der Fördertest abgebrochen werden musste. Folglich konnte nur ein geringer Anteil des injizierten Wassers zurückgewonnen werden (Hesshaus et al., 2013).

Tabelle 1 zeigt die unterschiedlichen Fluide, die während der Tests aus den Bohrungen Horstberg Z1 und Groß Buchholz Gt 1 analysiert wurden. Die Fluide der Tests in Horstberg sowie des Vor-Tests in Groß Buchholz zeigen Salinitäten zwischen 260 und 281 g/L. Für die geförderten Fluide nach dem Frac-Test wurde eine Salinität von 382 g/L berechnet, basierend auf den gemessenen Fluidaten, korrigiert um die abkühlungsbedingten Ausfällungen. Zur Erklärung dieses enormen Anstiegs der Salinität von ca. 30 %

wurden sowohl die Reservoirgesteine als auch die (Isotopen-) Fluidchemie betrachtet (Hesshaus et al., 2013).

Da die initial geförderten Fluide in Groß Buchholz, als auch die Fluide in Horstberg keine Übersättigung anzeigten, leiten sich daraus drei unterschiedliche mögliche Mechanismen für die Änderung der Salinität ab:

1. Lösung von Salzen durch das injizierte Wasser
2. Förderung bzw. Durchmischung mit Salz-gesättigter Sole
3. Eine Kombination aus 1. Und 2.

Tritium mit einer Halbwertszeit von 12,32 Jahren dient als Indikator für junge Wasserkomponenten und wurde sowohl im injizierten als auch produzierten Fluid gemessen. Die Analysen ergaben, dass das Fluid nach dem Frac-Test ca. 40 % Frischwasser enthielten (Hesshaus et al., 2013). Dies schließt bereits eine reine Lösung von Salzen durch das initiale Fluid aus und deutet auf eine signifikante Mischung unterschiedlicher Fluide im Untergrund hin. Die chemische Signatur der Fluide (bsp. Cl/Br und Na/Br) deutet ebenfalls eher auf ein durch Evaporation entstandenes Fluid hin als auf eine durch Salzlösung bedingte Salinität.

Tabelle 1: Chemische Zusammensetzung der injizierten und geförderten Fluide in Groß Buchholz Gt1 und Horstberg Z1 (Hesshaus et al., 2013).

Sample	Injiziertes Wasser Vor- Test	Produziertes Wasser Vor- Test	Injiziertes Wasser Frac-Test	Gefördertes Wasser Frac-Test (gemessen)	Gefördertes Wasser Frac- Test (brechnet)	Produziertes Fluid Horstberg Z1 (2008)
Density (25°C) [g/cm ³]	1,000	1,210	1,000	1,222	1,227	1,170
Sampling temp. [°C]	13,5	33,0	17,5	50,0	-	40,0
pH	7,5	7,0	8,0	5.5-5.7	-	5,5
EC [µS/cm]	512	227.000	1.200	228.000	-	n.a.
EH [mV]	n.a.	11,0	500,0	111,0	-	n.a.
TDS [g/L]	0	281	1	340	382	260
TDS [g/kg Wasser]	0	302	1	384	452	281
Ba	[mg/kg Wasser]	0,06	39,0	0,05	128	59
BO ₂		0,1	269	1,2	359	302
Br		0,06	1.647	0,4	2.386	945
Ca		71	20.245	110	31.606	29.582
Cl		40	181.636	160	232.109	171.825
Fe		0,06	441	0,06	295	92
HCO ₃ ⁻		128	118	215	301	121

K		2,7	6.857	20	8.946	9.906	4.881
Li		0,003	118	0,03	167	184	124
Mg		4,0	667	11	1.021	1.131	1.384
Mn		0,01	248	0,08	548	608	190
Na		24	86.738	105	102.238	123.780	69.084
NH ₄		n.a.	n.a.	0,68	118	123	n.a.
NO ₂		0,00	n.a.	2,20	n.a.	n.a.	n.a.
NO ₃		2,70	n.a.	9,30	n.a.	n.a.	n.a.
O ₂		9,70	n.a.	9,30	n.a.	n.a.	n.a.
PO ₄		0,04	n.a.	0,08	n.a.	n.a.	n.a.
Pb		n.a.	n.a.	n.a.	228	261	81
Rb		n.a.	n.a.	n.a.	52	58	n.a.
SiO ₂		11,0	37,0	9,2	56,0	59,0	73,0
SO ₄		83	646	170	76	178	1.026
Sr		0	1.668	2	2.512	2.806	1.554
TIC		27	17	53	55	57	n.a.
Zn		0,02	646	0,05	1.079	1.191	n.a.

Anreicherungen reaktiver Ionen wie Ca, Sr, Li und Rb zeigen in Verbindung mit einer deutlichen relativen Abreicherung von Sulfat und Mg Eigenschaften welche sich nicht durch eine Vermischung mit evaporitischen Fluiden allerdings nicht erklären lässt. Dies deutet darauf hin, dass das ursprüngliche Formationsfluid mehrere Wechselwirkungsprozesse durchlaufen haben muss, wie die Verwitterung von Feldspäten, Albitisierung von Plagioklasen sowie die Dolomitisierung von Karbonaten, die die Zusammensetzung der Fluide über geologische Zeiträume hinweg grundlegend verändern hat.

Laugungsexpermente an Material aus den Bohrkernen, zeigte, dass diese Wasser-Fluidwechselwirkungen auch in kurzer Zeit zur Veränderung von injizierten Fluiden führen kann. Die erschlossene Formation der Bohrung Groß Buchholz besteht aus Wechsellagerungen von siltigen Sandsteinen mit variierenden Anteilen an Tonmineralen sowie tonigen Siltsteinen und Tonsteinen. Das Sedimentationsmilieu war terrestrisch und unterlag wechselnden Bedingungen. Alle Proben bestanden überwiegend aus Quarz, Feldspat und Glimmer in abnehmender Häufigkeit, bei den tonigen Siltsteinen zusätzlich aus Tonmineralen wie Illit und Muskovit. Die Zemente setzen sich aus Siliziumdioxid, Calcium und Magnesiumkarbonaten, Calciumsulfaten sowie Eisenoxiden zusammen. Versuche zeigten, dass Natriumchlorid aus den Speichergesteinen gelöst werden kann. Bei 24 von 30 Proben war die Menge an gelöstem Natrium und Chlorid höher, als sie durch die bloße Lösung eingetrockneter Formationssole erklärt werden könnte. Daraus wurde geschlossen, dass Halitminerale in den Porenräumen vorhanden sein müssen, mit Gehalten

von bis zu 0,7 Gewichtsprozent, (= 6,6 g pro kg Gestein), und einem Mittelwert von 0,2 Gewichtsprozent (= 2,1 g pro kg Gestein) (Hesshaus et al., 2013).

Bei einem Volumen von 20.000 m³ von Frischwasser und einer finalen Salinität von 382 g/L müssten 7640 t Salz mobilisiert werden. Bei einer Induzierten Rissoberfläche von 0,6 km², einer Porosität von 1-2 vol.% und den beschriebenen 0,2 – 0,7 gew.% an Halit, würde eine Eindringtiefe von 40 – 100 cm in das Gestein reichen, um diese Masse an Salz zu mobilisieren (Hesshaus et al., 2013).

Daher wird als plausibelste Erklärung für die hohen Salinitäten nach dem Frac test angenommen, dass sich das Wasser während der Rissbildung schnell aufheizte und während dessen sowie wie nach Beendigung des Tests in das Umliegende Gestein eingedrungen ist (Abbildung 5). Bei diesem Eindringen kam es zur Mischung mit einem initial hochsalinarem, evaporitischen Fluid als auch zur Lösung von Mineralen in der Gesteinsmatrix.

Die Möglichkeit, dass eine Lösung der Evaporite des Röt zu den Salzgehalten beigetragen haben, wird als unwahrscheinlich angesehen. Zum einen schließen die erhöhten Calciumgehalte im Fluid eine reine Halitauflösung aus. Weiterhin zeigten bereits die Fluide des Vortests hohe Salinitäten an. Da dieser Vortest hydraulisch nicht bis zum Röt gereicht haben kann, muss das Salz hier aus direktem Umfeld der Perforation stammen (Hesshaus et al., 2013).

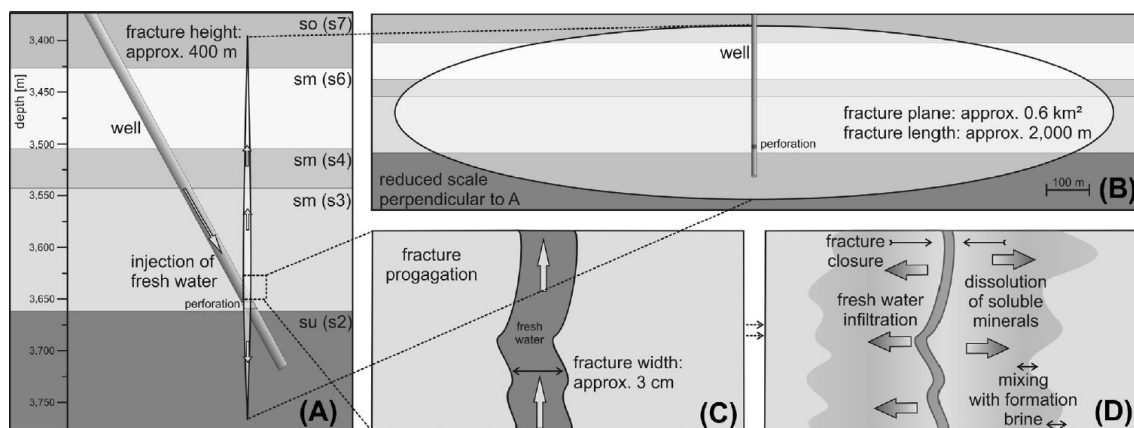


Abbildung 5: Prozessvisualisierung: (A) Injektion von Frischwasser zur Rissbildung. (B) Skizze senkrecht zu Skizze A mit einem um den Faktor 2,2 verkleinerten Maßstab. Rissfläche unter der Annahme einer einzelnen Rissoberfläche. (C) Rissbildung während der Frischwasserinjektion. (D) Beendigung der Frischwasserinjektion, Schließung des Riss, Migration des Frischwassers in die Formation, Lösung löslicher Minerale, Mischung mit Formationssole (Hesshaus et al., 2013).

Unterschiedliche Modelle zeigen, dass die resultierenden Salzgehalte dem Gleichgewichtszustand unter Reservoirbedingungen entsprechen (Hesshaus et al., 2013). Entsprechend würde eine Absenkung auf 50 °C, wie sie im Projekt GeneSys durch die Förderraten erreicht wurde, ausreichen um eine Übersättigung mit Blick auf Natriumchlorid zu erreichen. Weiterhin zeigen Transportmodellierungen zusätzlich, dass die

Injektion des Frischwasser zur Lösung der Salze im Ringraum und der Wealden-Formation ausreichend waren, um das Fluid innerhalb der Produktionsleitung soweit abzukühlen, dass es dort zur Bildung des Salzplugs kam. Neben dem dominierenden Halit wurde in den Feststoffen auch Spuren von Sylvin, Calciumchlorid, Barium-Strontium-Sulfate, gediegenes Blei und Laurionit nachgewiesen (Hesshaus et al., 2013; Nitschke et al., 2017).

3. Datenrecherche zu Fluiden des Mittleren Buntsandstein im Norddeutschen Becken

Um zu überprüfen, ob die Bedingungen des Projektes GeneSys auch in anderen Projekten des Mittleren Buntsandstein erreicht werden könnten, wurden Thermalwasseranalysen aus dieser Formation aus dem gesamten Norddeutschen Becken recherchiert und zusammengestellt. Insgesamt wurde eine Datenbank mit 138 Datenpunkten zu Fluiden aus dem Mittleren Buntsandstein aufgebaut und in ein GIS-Projekt überführt (Abbildung 6). Zur Bewertung des Risikos wurden diese Daten im Kontext der Fluide des Projektes GeneSys betrachtet sowie mit einem speziellen Fokus auf die Proben im Großraum Berlin sowie ihre Nähe zu Salzstrukturen und Störungen (Abbildung 7).

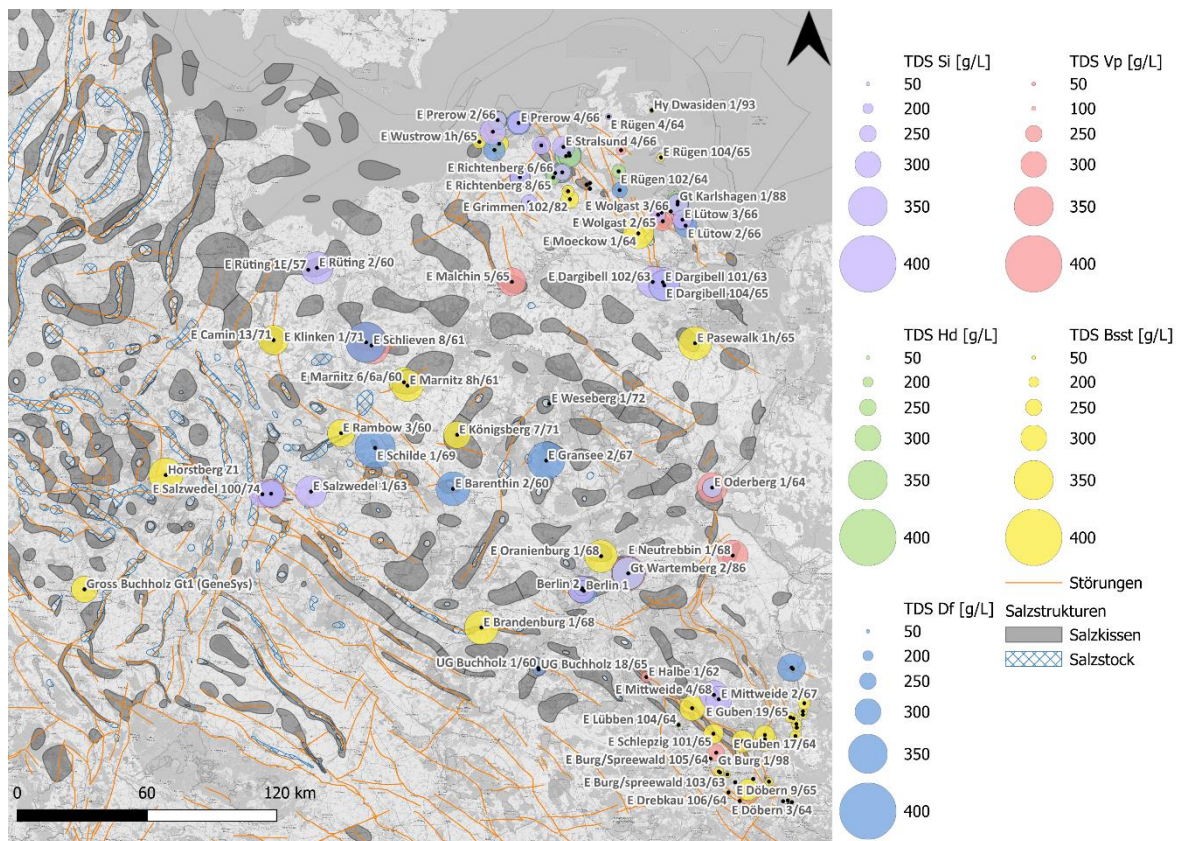


Abbildung 6: Lokationen und Salinitäten von Bohrungen in den Buntsandstein im Nordostdeutschen Becken.

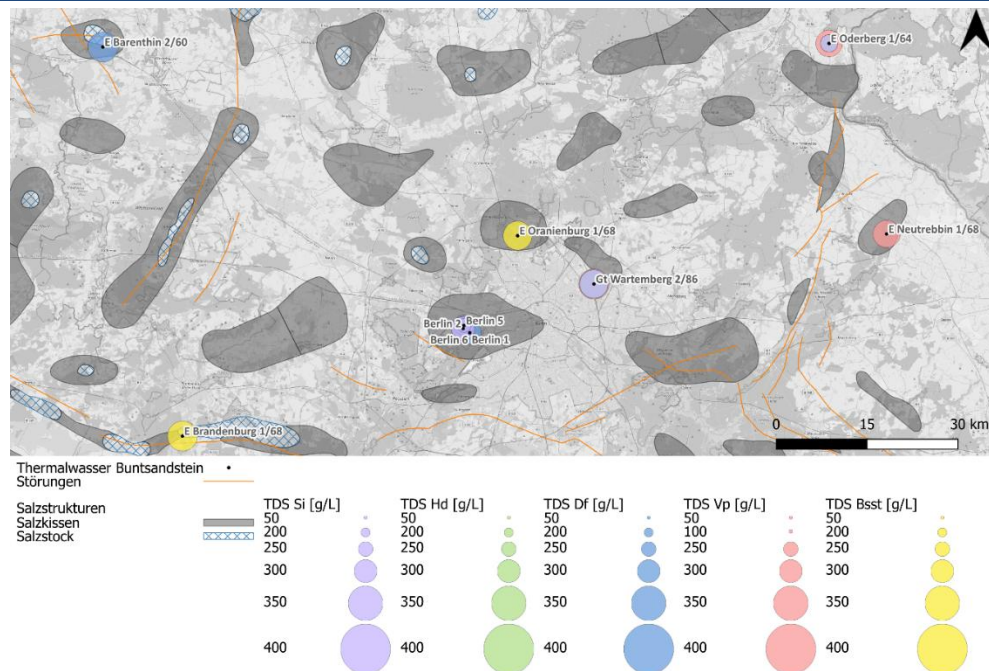


Abbildung 7: Bohrungen und Salinitäten im Buntsandstein im Großraum Berlin.

Die dabei verwendeten Störungen stellen eine von Schulz et al. (2013) erstellte Synopsis großräumiger, überregionaler Störungszonen dar, die mehrere stratigraphische Einheiten durchschneiden und deren Wurzeln im prä-zechsteinzeitlichen Untergrund vermutet werden. Die Lage und Ausdehnung der Salzstrukturen folgen der Kartierung von Reinhold et al. (2008).

Für die recherchierten Wasseranalysen wurde eine Datenbank zusammengestellt welche die Bezeichnung der Bohrung, Zielformation, Datum, Top und Basis des Zielhorizonts, TDS, Temperatur, Elementkonzentrationen der Elemente Na, K, Mg, Ca, Sr, Ba, Cl, SO_4 sowie HCO_3^- sowie die über GIS bestimmte Distanz zur nächsten Störung oder Salzstruktur. Wobei jeweils der Abstand zum Rand der Salzstruktur herangezogen wurde.

Insgesamt wurden 135 Datenpunkte zusammengetragen (Abbildung 8). Um die grundsätzliche Qualität der verfügbaren Daten zu bewerten, wurde nach deutscher Industrienorm (DIN 38402-62:2014-12) zunächst der Ionenbilanzfehler für alle Proben ermittelt. Da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass natürliche Fluid nicht geladen sind, also sich die Summe aller Ladungen von Kationen und Anionen ausgleichen, gilt ein Ionenbilanzfehler von $< 5\%$ als Plausibilitätsprüfung für die Qualität einer Analyse. Abbildung 8 zeigt, dass mit Blick auf die Hauptelemente, plausible Analysen vorliegen. Aufgrund der hohen Gesamtsalinität ist jedoch nicht auszuschließen, dass potenzielle Scale-bildende Spurenelemente (wie z.B. Ba oder Sr) in einzelnen Analysen fehlen, aber der Ionenbilanzfehler dennoch $< 5\%$ ist. Grundsätzlich lassen sich aus diesen Daten aber die geothermierelevanten Parameter wie Dichte, Viskosität und Wärmekapazität ableiten.

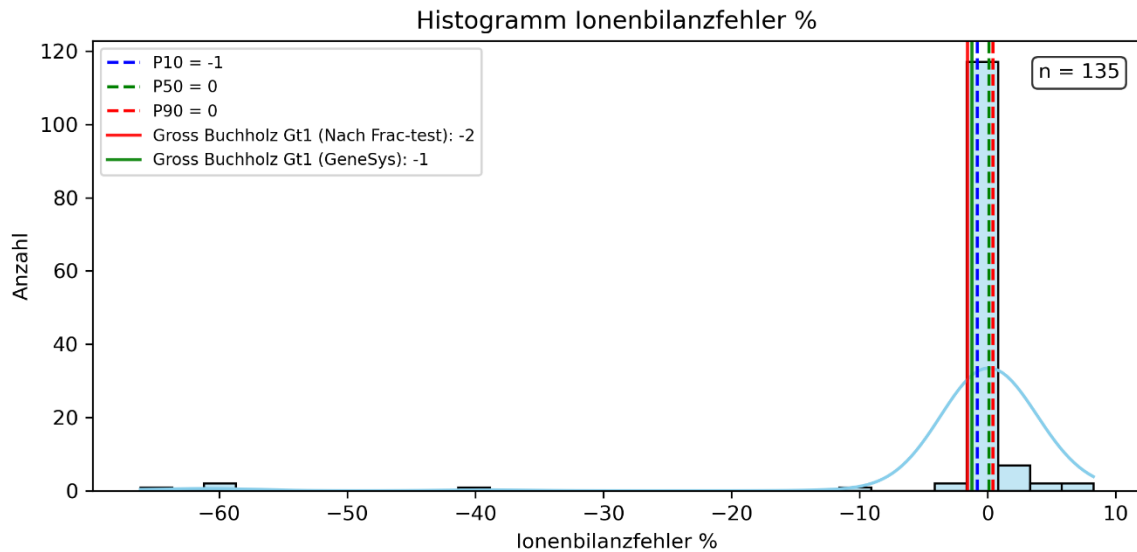


Abbildung 8: Verteilung der Ionenbilanzfehler im Datensatz.

Insgesamt zeigen die verfügbaren Analysen Gesamtsalinitäten von 17 – 382 g/L (Abbildung 9). Den höchsten Wert stellt dabei die Analyse nach dem Frac-Test in der Bohrung Gross Buchholz GT 1 dar. Im Vergleich dazu liegt die Salinität des initial geförderte Fluid im Bereich des Medians. Entsprechend zeigen 50 % aller erfassten Werte einen gleichen oder höheren TDS-Gehalt an als die initialen Fluide der Bohrung GeneSys GT 1 in welcher es nach der Stimulation zu Salzausfällungen kam.

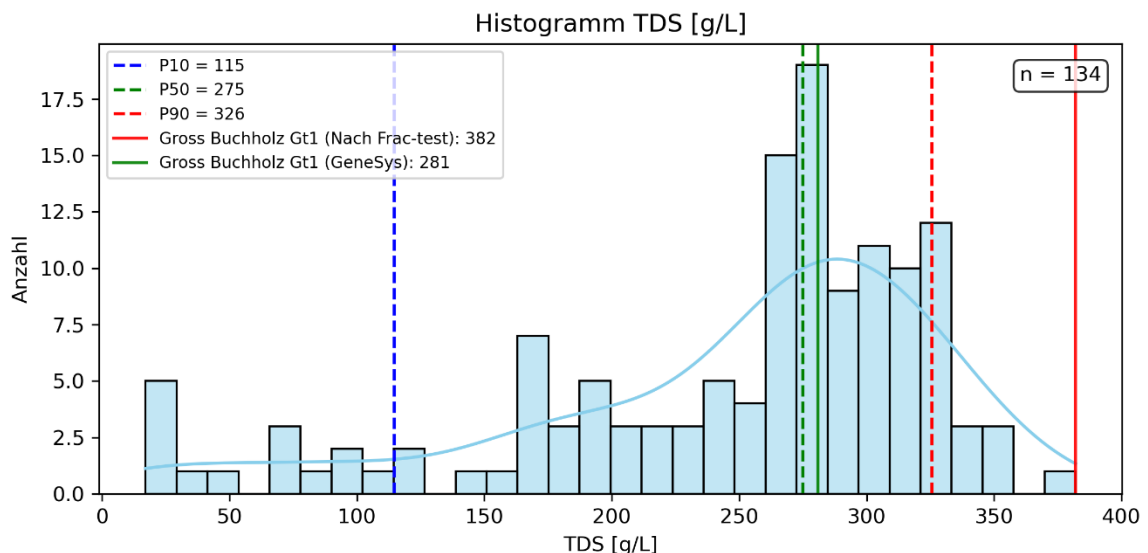


Abbildung 9: Verteilung der Salinität im Datensatz.

Die Verteilung der Haupt-Ionen in den Fluiden sind im Piper-Diagramm dargestellt (Abbildung 10). Mit Blick auf die Anionen sind alle Fluide dem Chlorid-Typ zuzurechnen mit variierenden Sulfatgehalten von

bis zu 20 % der Anionen. Hydrogenkarbonat tritt in vergleichsweise geringeren Konzentrationen auf, wurde allerdings auch nur in 77 der Proben gemessen. Bei den Kationen dominieren Natrium und Kalium in den meisten Analysen, jedoch mit stark schwankenden Calcium-Gehalten welche teilweise > 60 % der Kationen ausmachen können. Allgemein können die Fluide mit zwei Ausnahmen (Dübern und Drebkau) als Na-K-Cl-Fluide charakterisiert werden. Eine Tendenz innerhalb der Formationen (sofern diese bekannt sind) ist nicht zu erkennen.

Im Schoeller-Diagramm (Abbildung 11) kann neben der Ionenverteilung auch die Konzentration der unterschiedlichen Hauptelemente abgelesen werden. Im Diagramm wurde für fehlende Daten der Wert 0 eingesetzt, um einen möglichst umfassenden Vergleich zu ermöglichen. Dadurch zeigt sich die vergleichsweise schlechte Datenlage bei den HCO_3^- -Werten. Allgemein bestätigt auch das Schoeller-Diagramm die Einordnung des Piper-Diagramms als Na-K-(Ca)-Cl-Wässer für die meisten Fluide. Ebenfalls werden auch hier die großen Variationen im SO_4^{2-} -Gehalt deutlich. Weiterhin zeigt sich durch diese Darstellung, dass die Ionen-Verhältnisse auch bei unterschiedlichen Gesamtlösungsgehalten sehr ähnlich sind und folglich die niedrigeren Salinitäten (Abbildung 9) nicht einen anderen Fluidtypen darstellen, sondern dass die Salinitätsunterschiede mutmaßlich die Folge von Verdünnungs- bzw. Konzentrationseffekten von ähnlichen Wassertypen sind.

Allgemein zeigt der Datensatz eine gute Verteilung über den Mittleren Buntsandstein im NDB und eine gute Datenqualität mit Blick auf die Hauptelemente. Damit ist eine Datengrundlage geschaffen, um sowohl die physikochemischen Parameter der Fluide zu bestimmen (Dichte, Viskosität, Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit), als auch das Risiko für löslichkeitsbedingte Ausfällungsrisiken von Halit mit 134 Datenpunkten für Na und Cl. Weiterhin kann auch mit 135 Datenpunkten für Ca und Mg sowie den 77 Datenpunkten für HCO_3^- das Risiko für Karbonatausfällungen über große Teile des Mittleren Buntsandstein charakterisiert werden. Grundsätzlich kann mit 127 Datenpunkten für SO_4^{2-} auch das Risiko für Sulfatausfällungen abgeleitet werden. Allerdings existieren für die Kationen Sr und Ba welche Baryt-Coelestin-Mischreihen aufbauen können nur 15 bzw. 13 Datenpunkte.

Trotz der unterschiedlichen stratigraphischen Einheiten (Detfurth, Hardeggen, Mittlerer Buntsandstein, Solling und Volpriehausen) zeigen die Wässer insgesamt eine sehr ähnliche hydrogeochemische Signatur. Die Unterschiede zwischen den Formationen betreffen primär den Grad der Mineralisation sowie lokale Variationen einzelner Ionen, während der grundlegende Wassertyp konstant bleibt.

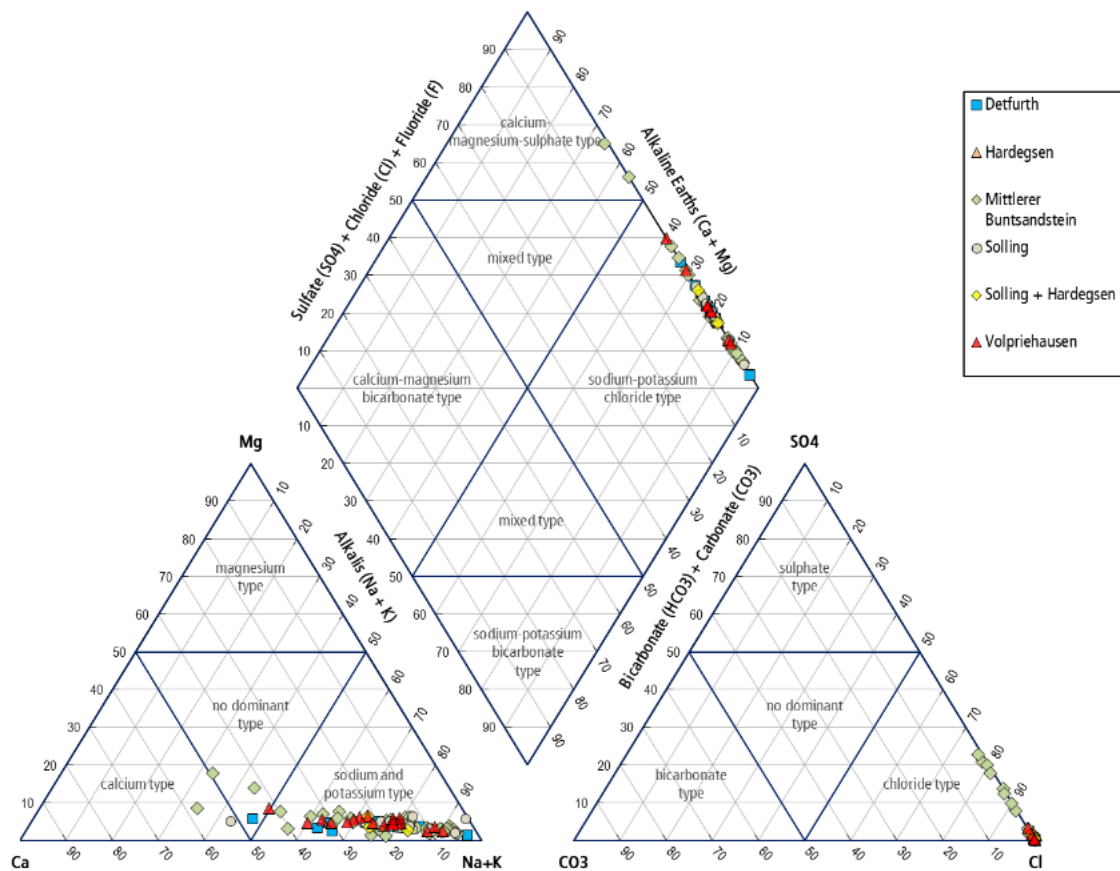


Abbildung 10: Piper-Diagramm der Fluide im Bst. des NDB.

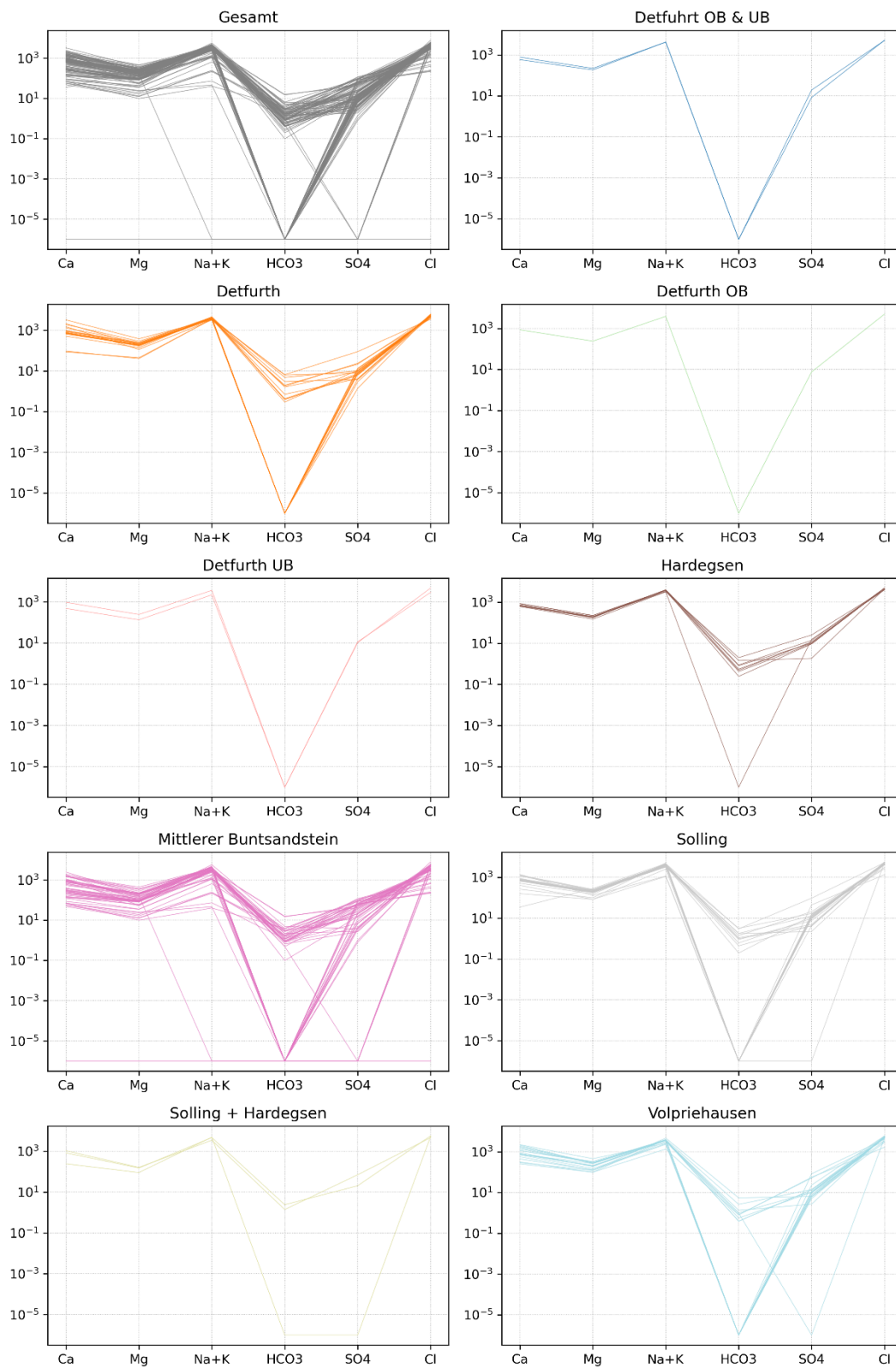


Abbildung 11: Schoeller-Diagramm der Fluide im Bst. des NDB. Für fehlende Daten wurde ein Wert von 0 eingesetzt.

4. Durchströmungsversuche – Bewertung des Scale-Risikos

Ursprünglich war vorgesehen, an einer Bohrkernprobe aus einem Reservoir des Mittleren Buntsandstein einen Durchströmungsversuch mit originalem Thermalwasser durchzuführen. Hierfür sollte die vom AG bereitgestellte Probe durch den AN präpariert und vorbereitet werden, einschließlich Trocknung, Dichtebestimmung und Beschreibung. Vor und nach dem Versuch war die Bestimmung der petrophysikalischen Parameter, insbesondere Porosität und Permeabilität, geplant. Der Versuch sollte unter realitätsnahen Betriebsparametern hinsichtlich Temperatur, Druck und Fließgeschwindigkeit erfolgen und die Injektionsbedingungen im Reservoir abbilden. Abschließend war eine Analyse möglicher Veränderungen im Porenraum vorgesehen.

Aufgrund der Beschaffenheit und Eignung des zur Verfügung gestellten Probenmaterials konnten die geplanten Flutungs- beziehungsweise Durchströmungsversuche jedoch nicht durchgeführt werden.

Eine Beschreibung der hierfür vorgesehenen Feststoff- und Fluidproben sowie eine Bewertung der Fluide ist im Folgenden dargestellt.

4.1. Feststoffproben

Durch den AG wurden zwei Bohrkern der Bohrung Berlin 8 aus dem Jahr 1988 zur Verfügung gestellt:

- Probe 410A: Kiste 302; Teufe: 970,3 mMD; Lithologie: mittelsand-feinsand, gut sortiert, klein-skalig schräg geschichtet (foresets~8cm, inklin. ~20°), mäßig verfestigt, reh-braun bis rötlich-braun
- Probe 420A: Kiste 299; Teufe: 964,85 mMD; Lithologie: feinsand-mittelsand, mäßig sortiert, asymm. Ripple cross-bedding (foresets ~5cm), mäßig verfestigt, TS/Si-Lamina auf Ripple Top (~2-5mm), z.T. weißl.-rotbraun/rehbraun alternierend

Zusätzlich zu den Bohrkerndaten wurden durch den AG Durchlässigkeitsdaten des Bohrkerns ermittelt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Porositäts-, Permeabilitäts- und Dichtedaten der Bohrung Berlin B8 / 88.

Teufe mMD	Poro_AltDaten_Kern	Perm_Wasser_mD	Perm_Luft_TinyPerm3_mD	Dichte
960,14			65,60	
963,83			1100,00	
963,98			3500,00	
964,07			6300,00	
964,18			908,20	
964,33			6200,00	
964,38			2000,00	
964,52			2200,00	
964,60			3400,00	
964,60	25,60	745,24		2,63

964,73			8800,00	
964,85				
964,90			5000,00	
965,01			7700,00	
965,10			14700,00	
965,15			1700,00	
965,19			51,10	
965,20	24,94	112,60		2,65
965,25			127,30	
965,33			47,30	
965,39			63,40	
965,42			6400,00	
965,45			10300,00	
965,45	25,06	82,90		2,64
965,50	18,93	166,67		2,64
965,55			0,26	
965,60			326,80	
965,70			166,00	
965,80			105,80	
965,85	22,02	57,71		2,54
965,90			44,70	
966,00			250,30	
966,11			16600,00	
966,25			2600,00	
969,27			104,90	
969,32			398,10	
969,40			719,20	
969,62			114,50	
969,72			55,80	
969,87			201,40	
970,02			71,80	
970,05	22,19	236,77		2,64
970,10			3200,00	
970,22			3000,00	
970,28			549,40	
970,30				
970,38			845,00	
970,59			10600,00	
970,71			100,50	
970,78			188,80	
970,90			6200,00	
971,09			11200,00	
971,11			4200,00	
971,23			3000,00	

971,38			3000,00	
971,53			15000,00	
971,64			5600,00	
971,80			8900,00	



Abbildung 12: Gesteinsbruchstücke nach der versuchten Kernbohrung. (Foto: Goldberg (2025))

Die untersuchten Proben zeigten lediglich eine geringe Verfestigung, die im trockenen Zustand eine Bearbeitung nach dem Standardverfahren zunächst noch als erfolgversprechend erscheinen ließ. Beim Bohren unter Wassereinsatz konnten jedoch keine geometrisch definierten Probenkörper gewonnen werden. Offenbar führt der Kontakt mit Wasser zu einer deutlichen Reduktion der mechanischen Stabilität des Materials.

Für die Bearbeitung eines derart gering verfestigten Materials ergeben sich grundsätzlich mehrere mögliche Vorgehensweisen. Eine Option besteht darin, den Porenraum mit Thermalwasser zu füllen und die Proben im tiefkalten Zustand, beispielsweise unter Verwendung von flüssigem Stickstoff oder Trockeneis, zu bohren. Alternativ könnte der Porenraum mit einem anderen geeigneten Fluid, etwa tertiärem Butanol, gefüllt werden, gefolgt von einer Bohrung im gefrorenen Zustand und einer anschließenden Reinigung. Eine weitere Möglichkeit ist die Präparation eines Probenkörpers durch manuelle mechanische Bearbeitung, anschließendem Einbetten in Kunststoff und einer mechanischen Nachbearbeitung.

Allen drei Varianten ist gemeinsam, dass sie mit einem deutlich erhöhten präparatorischen Aufwand verbunden sind und jeweils spezifische Vor- und Nachteile aufweisen. Angesichts der Eigenschaften des

vorliegenden Probenmaterials erscheinen entsprechende Versuche für diesen Träger dennoch dringend empfehlenswert.

4.2. Fluidproben

Die Fluide aus dem Buntsandstein sollten durch den AN bereitgestellt werden. Hierzu waren Proben vorgesehen, die am 21.05.2025 durch den AN an der Bohrung Horstberg genommen wurden.

Bei der Bohrung Horstberg handelt es sich um eine Forschungsbohrung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, BGR (siehe Abschnitt 2). Die Bohrung wurde im Jahr 1987 ursprünglich als Erdgasexplorationsbohrung bis zu einer Teufe von 4.918 m abgeteuft. Zielhorizont waren Sedimente des Rotliegend. Nach durchgeführten Tests im Jahr 1990 wurde die Bohrung aufgrund unzureichender Ergiebigkeit eingeschlossen.

Vor der Übernahme im Jahr 2003 wurde die Bohrung bis auf eine Teufe von 4.134 m, entsprechend dem Unteren Buntsandstein, rückverfüllt. In verbundenen Anträgen der BGR und des LIAG wurden zwischen 2003 und 2009, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in Vorbereitung auf das GeneSys-Projekt in Hannover durchgeführt. Im Mittelpunkt stand die Untersuchung von Einbohrlochkonzepten zur geothermischen Energiegewinnung aus gering durchlässigen Sedimentgesteinen. Grundlage hierfür war eine groß angelegte Frac-Operation im Detfurth-Sandstein im Jahr 2003.

In den Jahren 2005 und 2006 wurde der Bohrplatz zu einem permanenten Versuchsfeld ausgebaut. Damit wurden die Voraussetzungen für die flexible Durchführung hydraulischer Tests sowie weiterer wissenschaftlicher Untersuchungen geschaffen.

Aktuell verfügt die Bohrung über Perforationen in folgenden Bohrlochabschnitten:

- Volpriehausen zwischen 3.920,5 m und 3.926,6 m
- Detfurth zwischen 3.787 m und 3.791 m
- Solling zwischen 3.655 m und 3.673 m
- Muschelkalk zwischen 3.037,5 m und 3.041,5 m.

Im derzeitigen Ausbauzustand sind oberhalb des Packers die Perforationen im Solling hydraulisch aktiv, unterhalb des Packers sind die Perforationen im Detfurth hydraulisch aktiv.

Die Zusammensetzung der Fluide ist in Tabelle 3 dargestellt. Die Daten zeigen zum einen die chemische Zusammensetzung zum Zeitpunkt der Probenahme am 21.05.2025 und zum anderen die Werte bei der Öffnung des Probenahmebehälters im Rahmen der geplanten Flutungsexperimente. Weiterhin sind zum Vergleich historische Daten der Berlin 2 Bohrung aus der Detfurth-Formation aufgeführt.

Insgesamt wird deutlich, dass eine gute Konservierung der Fluide erreicht wurde. Selbst redox- und oxidationssensitive Elemente wie Eisen und Mangan wurden durch die Standzeit nicht erkennbar beeinflusst. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die durch den Auftragnehmer durchgeführte Probenahme hinsichtlich der Thermalwasserchemie eine repräsentative Abbildung der Reservoirfluide für die vorgesehenen Flutungsexperimente ermöglicht hätte.

Eine über den analytischen Fehler hinausgehende Abweichung der Elementkonzentrationen wurde lediglich für Sulfat festgestellt.

Tabelle 3: Analyse der Thermalsole Horstberg. Die Analyse vom 21.05.2025 wurde bei der Probennahme genommen. Die Analyse am 24.11.2025 bei der Wasserentnahme für die geplanten Flutungsversuche.

		21.05.2025	24.11.2025	Berlin 2 Detfurth OB & UB (1982)
Natrium (Na ⁺)	mg/l	70.000	75.000	97.500
Kalium (K ⁺)	mg/l	7.700	7.500	1.100
Calcium (Ca ²⁺)	mg/l	44.000	45.000	11.818
Magnesium (Mg ²⁺)	mg/l	1.800	1.900	2.240
Hydrogenkarbonat (HCO ³⁻)	mg/l	7	-	-
Chlorid (Cl ⁻)	mg/l	200.000	200.000	179.700
Sulfat (SO ₄ ²⁻)	mg/l	110	76	930
Nitrat (NO ³⁻)	mg/l	< 0,5	<40	-
Barium (Ba ²⁺)	mg/l	66	75	6
Fluorid (F ⁻)	mg/l	34	21	-
Lithium (Li ⁺)	mg/l	152	183	-
Strontium (Sr ²⁺)	mg/l	2.200	2.500	430
Eisen ges.	mg/l	672	648	-
Mangan ges.	mg/l	377	403	-
DOC	mg/l	15	16	-
TDS (berechnet)	g/L	327,13	333,32	293,72

4.3. Abschätzung des Ausfällungsrisikos

Zur ersten Abschätzung des Ausfällungsrisikos wurde eine vereinfachte Modellbetrachtung der entnommenen Fluidproben sowie den Daten der Berlin 2 Bohrung von 1982 aus der Detfurth-Formation durchgeführt. In dieser stark vereinfachten Erstbewertung wurde der Einfluss einer Temperaturabnahme von 150 auf 10 °C bei einem Druck von 5 bar simuliert (Abbildung 13). Die Modellierungen erfolgten mit der Software PHREEQC, Version 3.8.9, unter Verwendung der Datenbank pitzer.dat. Die Modelle stellen

den Sättigungszustand der Fluidproben für die Minerale Halit und Baryt dar in Abhängigkeit der Temperatur. Bei einem Sättigungsindex (SI) von 0 sind Fluid und Feststoff im Gleichgewicht. Bei einem $SI < 0$, ist die Lösung undersättigt mit Blick auf die spezifische Mineralphase und bei einem $SI > 0$ übersättigt. Im letzteren Fall besteht ein Risiko für die Bildung mineralischer Ausfällungen. Kinetische Prozesse werden in diesen Modellen nicht betrachtet.

Beide Modellansätze der Horstbergfluide zeigen primär ein Risiko für Baryt Ausfällungen ab Temperaturen von etwa 70 beziehungsweise 50 °C. Das geringere Ausfällungsrisiko in der Analyse vom 24.11.2025 ist auf die niedrigeren Sulfatgehalte in dieser Probe zurückzuführen. Die reduzierten Sulfatkonzentrationen können darauf hindeuten, dass es infolge der Abkühlung während der Lagerung bereits zur Bildung von Sulfatmineralen gekommen ist. Vor dem Hintergrund der Modellrechnungen erscheint diese Interpretation plausibel.

Halit bleibt in beiden Modellen knapp unterhalb der Sättigung. In der Analyse vom 24.11., bei der 5.000 mg/L mehr Natrium gemessen wurden (was im Bereich der analytischen Messunsicherheit des Gesamtgehalts liegt), erreicht das Fluid im Modell bei 10 °C den Sättigungszustand.

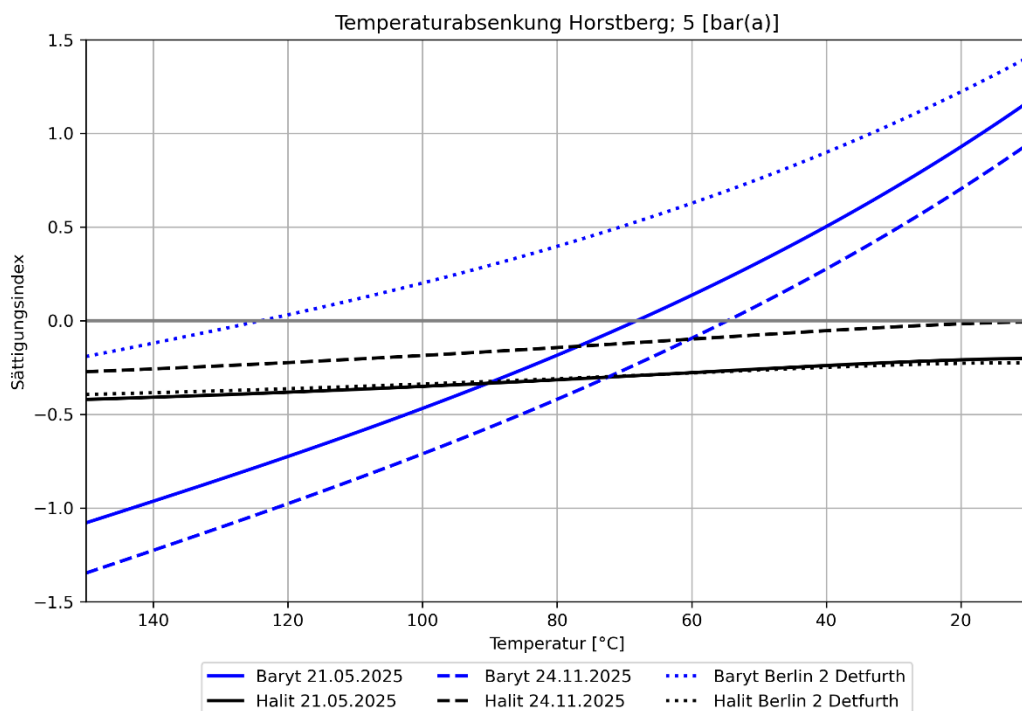


Abbildung 13: Vergleich der Löslichkeiten von Baryt und Halit in den analysierten Horstberg-Fluiden sowie den historischen Daten der Berlin 2 Bohrung aus der Detfurth-Formation in Abhängigkeit der Temperatur.

Grundsätzlich zeigen die Modellierungen für die vorliegenden Analysen ein Risiko für Barytausfällungen, jedoch kein direktes Risiko für Halitausfällungen. Gleichzeitig wird ersichtlich, dass sich die Fluide in diesem

Salinitätsbereich bereits in unmittelbarer Nähe zur Sättigung befinden. Bereits geringfügig erhöhte Konzentrationen der beteiligten Reaktanten können daher zu einer merklichen Steigerung des Ausfällungsrisikos führen.

Diese Risikobewertung wird durch die Modellierung der historischen Berlin-2-Daten zusätzlich gestützt. Obwohl die Analysen etwa 10 % geringere Salinitäten aufweisen, zeigt sich für Halit ein mit den Horstberg-Fluiden vergleichbares Ausfällungsrisiko, während für Baryt sogar ein deutlich erhöhtes Risiko berechnet wird. Für Baryt tritt bereits ab etwa 120 °C eine Übersättigung auf. Da diese Temperaturen mutmaßlich über den angetroffenen Reservoirtemperaturen liegen und die übersättigten Minerale entsprechend bereits ausgefallen wären, bedarf es für eine belastbare Bewertung einer genaueren Rekonstruktion der Probennahmebedingungen sowie der Formationsparameter. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse jedoch, dass die historisch dokumentierten hohen Salinitäten, sofern sie tatsächlich repräsentativ für die Reservoirfluide sind, ein Risiko für Mineralausfällungen im geothermisch relevanten Temperaturbereich darstellen.

Eine Berücksichtigung der Gasphase sowie der Druckabhängigkeit konnte im Rahmen der beauftragten Studie nicht erfolgen. Vor dem Hintergrund des erkennbaren Scale Risikos sollte daher eine ganzheitliche Modellierung durchgeführt werden, um das Ausfällungsrisiko für unterschiedliche Fluide und Szenarien im Mittleren Buntsandstein im NDB umfassend zu bewerten. Dabei sollten neben der reinen Fluidchemie auch die Gasphase, die Druckverhältnisse sowie die Wechselwirkungen mit dem Gestein im Umfeld der Injektionsbohrung berücksichtigt werden.

Auf Basis einer solchen integrativen Bewertung können konkrete Handlungsempfehlungen zur Vermeidung von Feststoffanfall sowohl im obertägigen Thermalwasserkreislauf als auch im Bereich der Injektion abgeleitet werden.

5. Einflussfaktoren auf Gesamtmineralisation

Um mögliche Quellen der Salinität zu identifizieren sowie um das Risiko für Salzausfällungen im Raum Berlin zu bewerten, wurden die Fluidzusammensetzungen der Datenbank mit den Analysen aus dem Genesys-Projekt verglichen und die Lage der Proben aus dem Großraum Berlin darin bewertet. Abbildung 14 zeigt den Vergleich unterschiedlicher Parameter der Analysen. Bei den hervorgehobenen Analysen im Großraum Berlin handelt es sich um die Bohrungen Berlin 1-6, Oranienburg 1/68 sowie Wartenberg 2/86 (vgl. Abbildung 7).

Die Crossplots zeigen einen Zusammenhang zwischen der Tiefe des Reservoirs und der Mineralisation der Wässer. Sowohl TDS als auch Chloridkonzentrationen nehmen mit zunehmender Tiefe tendenziell zu (Abbildung 14 a) und j)). Allerdings zeigen die Daten gerade in Teufen < 1500 m Streuungen von bis zu 200 g/L in gleicher Teufenlage. Auch die Bohrungen im Großraum Berlin weisen sehr hohe Salinitäten von > 300 g/L in vergleichsweise flachen Teufen an.

Ein klarer Zusammenhang zeigt sich zwischen Temperatur und der Teufenlage des Tops des Mittleren Buntsandstein (Abbildung 14 b)). Setzt man den Top als Reservoirtiefe sowie eine pauschale Oberflächentemperatur von 10 °C an, ergibt sich daraus für die meisten Bohrungen ein geothermischer Gradient von 30 bis 40 K/km. Der allgemeine lineare Trend deutet darauf hin, dass die meisten Wässer nicht stark konvektiv durchmischt sind, sondern relativ stationär im System liegen. Vereinzelt deuten die vorliegenden Daten auf höhere Gradienten von bis zu 56 K/km hin. Diese mitunter großen Unterschiede sind im NDB bekannt und können auch Gradienten von bis zu 90 K/km erreichen in Abhängigkeit der Mächtigkeiten der Beckenfüllungen, oder durch die Nähe zu höher wärmeleitfähigen Salzstrukturen (Agemar et al., 2012; Franz et al., 2018).

Der Vergleich zwischen TDS und Temperatur (Abbildung 14 c)) zeigt ebenfalls einen gewissen Zusammenhang an. Auch hier zeigt sich bei gleichen Temperaturniveaus eine gewisse Streuung, jedoch im Allgemeinen geringer als bei der Teufe. Da die Löslichkeit der meisten Minerale deutlich mehr von der Temperatur als von Drücken (Funktion der Teufe) abhängt, ist dies ein erwartetes Ergebnis. Allerdings zeigt sich, dass ab ca. 60 °C die Salinitäten deutlich weniger zunehmen und einem Wert von 330 – 350 g/L annähern, was auf das Erreichen der Sättigungsgrenze hindeuten könnte. Die maximale Löslichkeit von NaCl in einem Zwei-Komponenten System (NaCl-H₂O) beträgt bei 80 °C ca. 380 g/L (Pitzer et al., 1984), vergleichbar mit dem „Post-Frac“-Wert der GB GT1. Durch weitere Ionen kann diese aber beeinflusst werden, wodurch die effektive Maximallöslichkeit stets fluidspezifisch bestimmt werden muss. Die Bohrungen im Großraum Berlin zeigen hier die höchsten Salinitätsgehalte in ihrem Temperaturbereich von 60 – 70°C.

Parallel dazu zeigt sich eine Tendenz der Abnahme der Sulfatanteile mit steigender Mineralisation. Daraus lässt sich ableiten, dass hohe Sulfatkonzentrationen eher in den flacheren und kälteren Fluiden im NDB anzutreffen sind. Auch hier zeigen sich allerdings starke Schwankungen. Ein inverses Löslichkeitsverhalten mit der Temperatur wird beispielsweise für Gips beobachtet (Marshall & Slusher, 1966) während Sulfate wie Baryt bekanntlich steigende Löslichkeiten mit steigenden Temperaturen zeigen (Blount, 1977; Templeton, 1960; Uchameyshvili et al., 1966).

Der Plot TDS gegen den Abstand zu Salzstrukturen (Abbildung 14 e)) zeigt, dass höhere Mineralisationsgrade überwiegend in geringeren Abständen zu Salzstrukturen auftreten, so auch bei den Bohrungen im Raum Berlin. Mit zunehmendem Abstand werden häufiger moderate TDS beobachtet. Das ist ein Indiz dafür, dass Salzstrukturen eine wichtige Rolle als Quelle hochsaliner Fluide spielen. Das kann durch Halitlösung, aber auch beispielsweise durch Fluidmigration entlang von Diapirflanken oder durch strukturelle Fluidwege im Umfeld der Salzstrukturen verursacht sein. Die starke Korrelation von Na und Cl (Abbildung 14 g)) deuten hier für die meisten Fluide auf eine starke Beeinflussung der Salinität durch das Halit-System hin und eher untergeordnete Beeinflussung dieser Elemente durch andere Prozesse wie z.B. Ionenaustausch oder einen Einfluss durch andere Fluidtypen.

Der Vergleich zwischen TDS und dem Abstand der Bohrungen zu Störung (Abbildung 14 h) zeigt dagegen keinen so klaren Trend. Hier zeigt sich grundsätzlich, dass viele Bohrungen im Umfeld von Störungen sind und diese entsprechend als Transportwege für Fluide eine Rolle spielen könnten, jedoch nicht primär als Quelle für gelöste Salze.

Der Crossplot Mg gegen Ca (Abbildung 14 h) zeigt eine deutliche positive Korrelation zwischen beiden Elementen. Dieser Zusammenhang könnte auf Wasser-Gestein-Interaktionen mit karbonatischen Mineralphasen hinweisen, wie z.B. Lösungsprozesse von Dolomit.

Die beiden Proben aus der Bohrung Gross Buchholz Gt1 zeigen im Vergleich der Pre- und Post-Frac-Analysen eine Zunahme der Gesamtmineralisation. Während die TDS-Konzentration im Pre-Frac-Zustand etwa 280 g/L beträgt, steigt sie im Post-Frac-Zustand auf etwa 380 g/L an. In den verschiedenen Diagrammen bleiben beide Proben jedoch innerhalb desselben Na-Cl-dominierten Wassertyps. Dies deutet darauf hin, dass durch die Frac-Maßnahme kein grundsätzlich anderes Fluid in das System eingebracht wurde, sondern vielmehr stärker mineralisiertes Reservoirwasser mobilisiert beziehungsweise erschlossen wurde. Grundsätzlich ist bei den Fluiden hervorzuheben, dass sie trotz der höheren Reservoirtemperatur (Vgl. Kapitel 2) als auch der größeren Teufen initial moderate Salinitäten aufzeigen, welche deutlich unter den Werten im Großraum Berlin liegen.

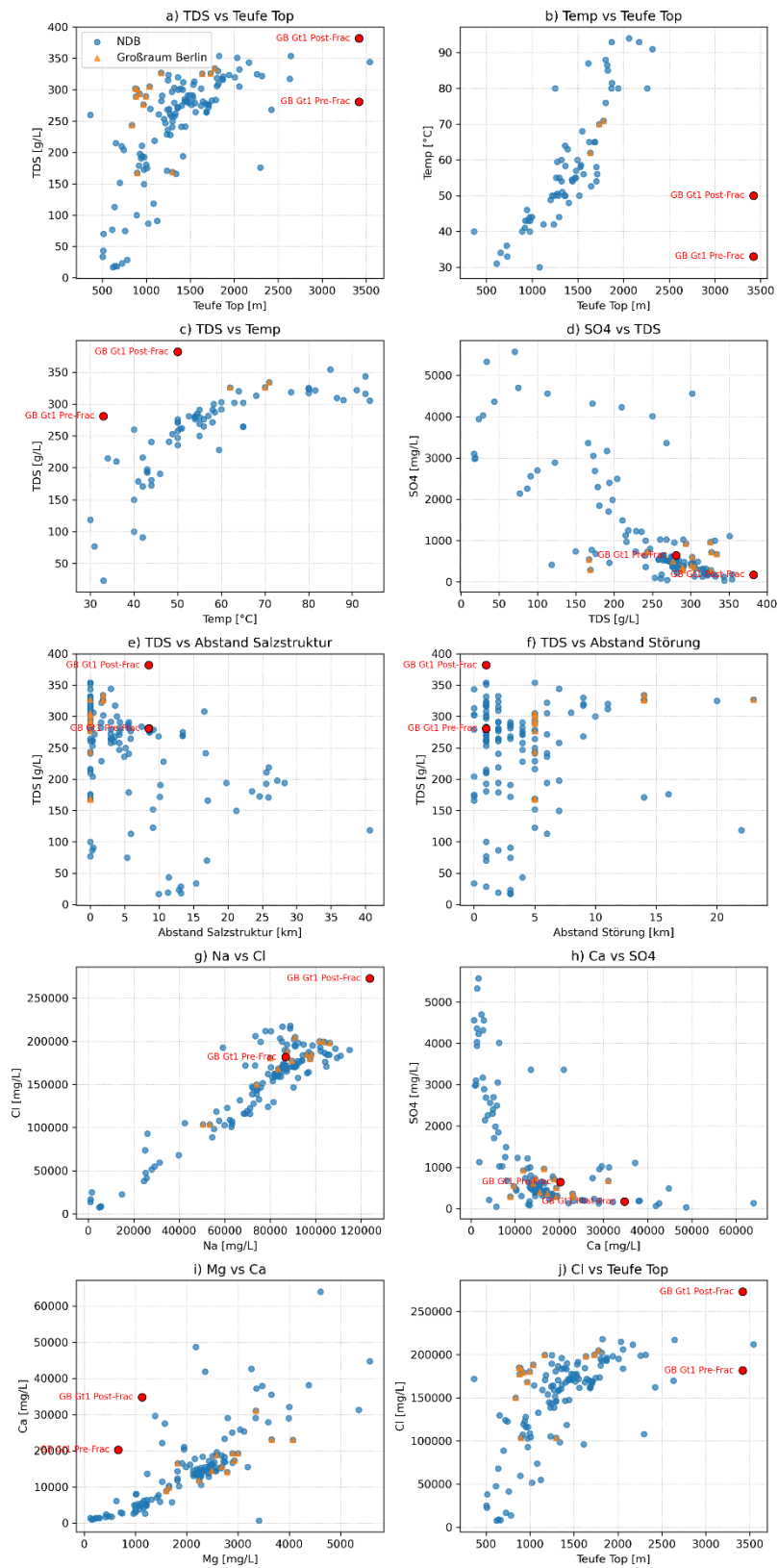


Abbildung 14: Vergleich unterschiedlicher Elementgehalte der Datenbank des NDB.

6. Zusammenfassende Betrachtung des Fällungsrisikos sowie Einflussfaktoren

Die vorliegende Studie diskutiert das Risiko von Salzausfällungen im Mittleren Buntsandstein des Norddeutschen Beckens. Aufgrund der Datenverfügbarkeit im Rahmen erfolgt dies am Beispiel des Projekts GeneSys im Großraum Hannover. Die Bohrungen erschließen den mittleren Buntsandstein in Teufen von 3600 – 3900 m (Horstberg) und 3420 – 3670 m (Gross Buchholz). In Horstberg zeigen die einzelnen Sandsteinschichten Mächtigkeiten von 6-20 m, Porositäten von 3-11 %, Reservoirtemperaturen von 158 °C und unter Gleichgewichtsbedingungen Bohrlochkopfdrucke von 160 Bar. Die Bohrung ist mit einer 7 Zoll Verrohrung mit 32 lbs/ft ausgestattet, die von der Endteufe bis 2035 m zementiert ist. Sie besitzt eine Innendruckfestigkeit von 750 bar. In der Volprihausen-Formation konnte hier durch hydraulische Stimulation die Injektivität von 0,2 l/s auf 25 l/s erhöht werden und in der Detfurth-Formation auf bis zu 50 l/s. Die Salinität der Fluide lag hier initial bei ca. 260 g/L TDS.

Für den Ausbau der GeneSys-Bohrung in Hannover wurde eine 7 Zoll Verrohrung als innere Produktionsstrang bis zur Endteufe installiert. Diese ist von der Oberfläche bis in eine Tiefe von 1175 m von einer 13 3/8 Zoll Verrohrung umgeben. Der mittlere Buntsandstein zeigte hier sehr geringe Permeabilitäten von < 1 mD und Reservoirtemperaturen von ca. 170 °C.

Die initial geförderten Fluide zeigten hier Salinitäten von ca. 280 g/L. Bei den Stimulationsarbeiten wurden ca. 20.000 m³ Frischwasser mit bis zu 30 l/s injiziert. Nach einem Shut-in stiegen die Salinitäten bei der Rückförderung auf bis zu 382 g/L. Gleichzeitig wurden aufgrund bergrechtlicher Vorgaben die Fließraten auf 2-4 l/s reduziert, was zu einer Auskühlung der Fluide auf 50°C an der Oberfläche führte. Die führte zur Salzbildung im flacheren Reinjektionshorizont (Wealden) und eine Maßnahme zur Freispülung mit Reinjektion von Frischwasser in den Ringraum führte zu einer weiteren Auskühlung des Produktionsstrangs und damit der Bildung eines Salzplugs.

Die geförderten Fluide nach dem Test zeigen eine Frischwasserkomponente von ca. 40%, was auf eine signifikante Zumischung von Reservoirfluiden hindeutet und nicht beispielsweise eine Laugung von Salzformationen im Untergrund. Daher wird als plausibelste Erklärung für die hohen Salinitäten nach dem Frac-test angenommen, dass sich das Wasser während der Rissbildung schnell aufheizte und währenddessen sowie wie nach Beendigung des Tests in das umliegende Gestein eingedrungen ist. Bei diesem Eindringen kam es zur Mischung mit einem initial hochsalinarem, evaporitischen Fluid als auch zur Lösung von Mineralen in der Gesteinsmatrix. Damit waren die Fluide unter Reservoirbedingungen im Gleichgewichtszustand mit NaCl (380g/L) woraufhin die starke Auskühlung zur Salzbildung führte.

Eine Datenrecherche erbrachte 135 Analysen aus Bohrungen in den Mittleren Buntsandstein im Norddeutschen Becken mit einem Fokus auf das Nord-Ost-Deutsche Becken. Die Fluide lassen sich weitestgehend als Na-K-(Ca)-Cl-Wässer klassifizieren.

Ein Vergleich der Daten zeigt, dass die initialen Werte am Standort Gross Buchholz auf dem Median der TDS-Werte aller Proben liegen und der Wert nach dem Frac-Test den absoluten Maximalwert darstellt. Die Bohrungen im Raum Berlin liegen mit 300 – 334 g/L zwischen dem Median und dem P90 Fall und zeigen entsprechend vergleichsweise hohe Salinitäten. Trotz der unterschiedlichen stratigraphischen Einheiten (Detfurth, Hardeggen, Mittlerer Buntsandstein, Solling und Volpriehausen) zeigen die Wässer insgesamt eine sehr ähnliche hydrogeochemische Signatur.

Allgemein zeigt sich ein Zusammenhang zwischen Tiefenlage des Mittleren Buntsandstein und der Salinität, welcher aber lokal große Schwankungen zeigen. So zeigen Analysen aus gleichen Tiefen wie im Großraum Berlin mitunter 60 g/L niedrigere Salinitäten. Eine stärkere Korrelation zeigt sich hier mit der Temperatur, wobei auch hier die Analysen im Großraum Berlin die höchsten Salinitäten für den Temperaturbereich von 60 – 70 °C zeigen. Gleichmaßen deutet das aber auch darauf hin, dass größere Teufen und höhere Temperaturen nicht unmittelbar zu wesentlichen Erhöhungen der Salinitäten führen. Mit Blick auf eine Standortauswahl stellen entsprechend tiefere und ggf. damit wärmere Lokationen des Mittleren Buntsandstein nicht zwangsweise ein größeres Risiko für hohe Mineralkonzentrationen dar.

Mit Blick auf die Salinität sind die Fluide im Bereich Berlin grundsätzlich noch von der reinen NaCl-Sättigung entfernt und liegen unter den TDS-Gehalten der Bohrung Gross Buchholz Gt1 nachdem es zu Salzaufällungen kam. Da sich die Fluide allerdings nicht in einem reinen Halit-System befinden, bedarf es dafür einer Modellierung bzw. Bewertung der einzelnen Fälle.

Die im Rahmen der Studie neu beprobten Fluide am Standort Horstberg, zeigen heute dort deutliche höhere Salinitäten von ca. 327 g/L vergleichbar mit der Bohrung Oranienburg 1/68. Eine erste, stark vereinfachte Betrachtung zeigt in einem Modell ein Erreichen des Sättigungszustands bei ca. 10 °C und bestätigt damit grundsätzlich ein gewisses Risiko für NaCl-Ausfällungen. Gleichzeitig zeigt die Betrachtung auch, dass geringe Schwankungen in den Analysen im Bereich der Messungenauigkeit dazu führen können, dass dieser Zustand nicht erreicht wird. Mit Salinitäten im Großraum Berlin von bis zu 334 g/L (Wartenberg), sollten diese genauer numerisch betrachtet werden.

Da das Fällungsrisiko nicht allein vom TDS-Gehalt, sondern auch von den weiteren gelösten Ionen und Gasen abhängt, könnte eine numerische Studie Aussagen ermöglichen über maximale Abkühlungstemperaturen in den Fluiden in diesem Salinitätsbereich. Die Fluide in Raum Berlin liegen zwischen dem P75 und dem P90 Fall der Fluide des Mittleren Buntsandstein im NDB. Hier könnte eine

vergleichende Modellierung dieser Fluide eine robuste Betrachtung an natürlichen Fluiden ermöglichen und einen Temperaturbereich ergeben in welchem Halit ausfällungen unwahrscheinlich sind. Gleichmaßen könnte man daran die physikochemischen Parameter wie Dichte, Viskosität, Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit bestimmen. Über die Absenkttemperatur könnte dann im Kontext des Energiebedarfs bestimmt werden, welche Fließraten notwendig wären, um damit eine rentable geothermische Energiegewinnung zu ermöglichen.

Grundsätzlich könnte man auch über Reservoirmodelle und Bohrungsdaten einen geothermischen Gradienten bestimmen und über die prognostizierte Permeabilität die minimalen Fließraten umso im Kontext der Förderung zu bewerten, wie stark eine Abkühlung während der Förderung ist. Dies würde ermöglichen das Risiko für Salzausfällungen während der Förderung zu vermeiden wie im Fall des GeneSys-Projekts. Allerdings erscheint ein geothermisches Nutzungsszenario bei Fließraten im Bereich von etwa 2 bis 4 L/s, wie sie aus der Bohrung Groß Buchholz gefördert wurden, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten wenig aussichtsreich.

Mit Blick auf die Förderraten zeigt die Studie gleichermaßen auch, dass eine Erhöhung der Fließraten durch hydraulische Stimulation das Risiko birgt, die Salinitäten von einem nicht-kritischen Bereich in den Bereich von Salzausfällungen zu erhöhen. Ähnliche Effekte wurden in Schiefer-Reservoirs der Kohlenwasserstoffindustrie beobachtet, in welchen es in Folge von Stimulationsmaßnahmen zur Evaporation und damit Aufkonzentration und Halit-Übersättigung kam (Ruan et al., 2021). Aber auch ohne Stimulation ist aus dieser Industrie das Phänomen von Halit-Ausfällungen aus Produktionswässern bekannt (Wylde & Slayer, 2013). Dies zeigt gleichermaßen auch Handlungsperspektiven auf, falls eine Übersättigung nicht vermeidbar ist, oder erst im laufenden Betrieb auftritt. In der Kohlenwasserstoffindustrie ist eine gängige Variante die Zugabe von Frischwasser, um die Konzentration zu verdünnen. Dieser Ansatz wäre nur bedingt in der Geothermie praktikabel, da es eine kontinuierliche Zuführung und Reinjektion von Frischwasser erfordern würde. Allerdings zeigen auch unterschiedliche Inhibitor-Stoffgruppen wie carboxylat- und sulfonatbasierte polymere oder Alkyl-Naphthalinsulfonate gute Ergebnisse zur Vermeidung der Feststoffbildung in hochsalinaren Systemen (Ruan et al., 2021; Wylde & Slayer, 2013).

Inhibition könnte somit ebenfalls eine Handlungsperspektive für die hochsalinaren Systeme des Mittleren Buntsandstein darstellen und sollte bewertet werden. Dieser Ansatz ist auch hervorzuheben, da in der ersten Betrachtung Sulfate eine deutlich frühere Übersättigung anzeigten als Halit und somit eingehender betrachtet werden sollten. Da auch hier der Einsatz von Inhibitoren eine mögliche Handlungsperspektive darstellt, könnte eine ganzheitliche Behandlung unterschiedlicher Mineralgruppen anvisiert werden.

6.1. Ausblick und offene Fragen

Die Ergebnisse zeigen, dass für hochsalinare Fluide des Mittleren Buntsandsteins ein relevantes Risiko für Halit- und Sulfatausfällungen besteht. Da die bisherige Modellierung weder Gasphasen- noch Druckeffekte berücksichtigt, ist eine belastbare Bewertung der Ausfällungsrisiken unter Reservoir- und Betriebsbedingungen derzeit nur eingeschränkt möglich. Zudem deuten die Ergebnisse darauf hin, dass das Ausfällungsrisiko nicht allein von der Gesamtmineralisation abhängt, sondern maßgeblich durch die Fluidzusammensetzung, Temperatur-, Druck- und Gasphaseneffekte sowie durch Fluid-Gesteins-Wechselwirkungen beeinflusst wird.

Für eine weiterführende Bewertung werden folgende Arbeitsschritte empfohlen:

- Rekonstruktion repräsentativer Fluidzusammensetzungen und Probennahmebedingungen für die Fluide im Großraum Berlin
- Erweiterung der geochemischen Modellierung um weitere Mineralphasen, Druckabhängigkeit und Gasphase.
- Vergleichende Modellierung natürlicher Fluide des Mittleren Buntsandsteins (P75 bis P90 der TDS-Gehalte) zur Identifikation kritischer Salinitäts- und Temperaturbereiche.
- Bestimmung von Temperaturfenstern, in denen Halit- und Sulfatausfällungen thermodynamisch unwahrscheinlich sind.
- Ableitung relevanter thermophysikalischer Fluideigenschaften (Dichte, Viskosität, Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit) für unterschiedliche Salinitäten und Temperaturen.
- Betrachtung von Reservoirparametern (geothermischer Gradient, Permeabilität, Förderrate) zur Bewertung realistischer Betriebs- und Nutzungsszenarien.
- Untersuchung des Einflusses möglicher Stimulationsmaßnahmen auf Fließraten, Fluidzusammensetzung und Ausfällungsrisiken.
- Bewertung technischer Gegenmaßnahmen.
- Ableitung von Betriebsgrenzen hinsichtlich Förderrate, Abkühlung und Reinjektionsbedingungen zur Minimierung des Feststoffanfalls.

Auf Basis dieser Untersuchungen können belastbare Handlungsempfehlungen für die Auslegung und den Betrieb eines geothermischen Systems im Mittleren Buntsandstein abgeleitet werden.

7. Literatur

- Agemar, T., Schellschmidt, R., & Schulz, R. (2012). Subsurface temperature distribution in Germany. *Geothermics*, 44, 65–77. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2012.07.002>
- BGR. (2021). *GeneSys Hannover (Geothermiebohrung Groß Buchholz Gt1)*. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung-Tieferer-Untergrund/Projekte/Geothermie/Abgeschlossen/GeneSys_Projekt.Html.
- Blount, C. W. (1977). Barite solubilities and thermodynamic quantities up to 300 degrees C and 1400 bars. *American Mineralogist*, 62(9–10), 942–957.
- Franz, M., Barth, G., Zimmermann, J., Budach, I., Nowak, K., & Wolfgramm, M. (2018). Geothermal resources of the North German Basin: Exploration strategy, development examples and remaining opportunities in Mesozoic hydrothermal reservoirs. *Geological Society Special Publication*, 469(1), 193–222. <https://doi.org/10.1144/SP469.11>
- Hesshaus, A., Houben, G., & Kringel, R. (2013). Halite clogging in a deep geothermal well - Geochemical and isotopic characterisation of salt origin. *Physics and Chemistry of the Earth*, 64, 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.pce.2013.06.002>
- Marshall, W. L., & Slusher, R. (1966). Thermodynamics of Calcium Sulfate Dihydrate in Aqueous Sodium Chloride Solutions, 0–110°C. *The Journal of Physical Chemistry*, 70(12), 4015–4027. <https://doi.org/10.1021/j100884a044>
- Nitschke, F., Held, S., Himmelsbach, T., & Kohl, T. (2017). THC simulation of halite scaling in deep geothermal single well production. *Geothermics*, 65, 234–243. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.09.009>
- Orzol, J., Jung, R., Jatho, R., Tischner, T., & Kehrner, P. (2005). The GeneSys-Project: Extraction of Geothermal Heat from Tight Sediments. *Proceedings World Geothermal Congress*, 24–29.
- Pitzer, K. S., Peiper, J. C., & Busey, R. H. (1984). Thermodynamic Properties of Aqueous Sodium Chloride Solutions. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, 13(1), 1–102. <https://doi.org/10.1063/1.555709>
- Reinhold, K., Krull, P., Kockel, F. (2008). Salzstrukturen Norddeutschlands. Geologische Übersichtskarte 1 : 500 000; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
- Ruan, G., Liu, Y., Kan, A. T., Tomson, M. B., & Zhang, P. (2021). Sodium chloride (halite) mineral scale threat assessment and scale inhibitor evaluation by two common jar test based methods. *Journal of Water Process Engineering*, 43, 102241. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2021.102241>

-
- Schulz, R. Knopf, S., Suchi, E., Dittmann, J. (2013). Geothermieatlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. Endbericht, LIAG, Hannover, 111 S
- Templeton, C. C. (1960). Solubility of Barium Sulfate in Sodium Chloride Solutions from 25° to 95° C. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 5(4), 514–516. <https://doi.org/10.1021/jc60008a028>
- Tischner, T., Evers, H., Hauswirth, H., Jatho, R., Kosinowski, M., & Sulzbacher, H. (2010). New concepts for extracting geothermal energy from one well: the GeneSys-Project. *Proceedings of the World Geothermal Congress, Bali, 2010*.
- Uchameyshvili, N. Y., Malinin, S. D., & Khitarov, N. I. (1966). Solubility of barite in concentrated chloride solutions of some metals at elevated temperatures in relation to problems of the genesis of barite deposits. *Geochem. Int.*, 951–963.
- Wylde, J. J., & Slayer, J. L. (2013, April 8). Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. <https://doi.org/10.2118/164081-MS>