

Geothermische Fernwärme in Rumänien

Nutzungspotenzial und Optimierungsstrategien für die Gemeinde Lovrin

Ergebnisbericht des Projektpartners GeoThermal Engineering GmbH

August 2019

Autoren: Dr. Michael Kraml, Geraldine Löschan



Inhaltsverzeichnis

1.	Einführung	2
2.	Geographische und geologische Lage	4
3.	Datengrundlage	é
3.1.	Chemische Analysen	ε
3.2.	Bohrungen im Bereich der Gemeinde Lovrin	7
3.3.	Thermalwassernutzung	10
4.	Ergebnisse der chemischen Analysen	15
5.	Möglichkeiten zur Optimierung der Thermalwassernutzung in Lovrin	22
5.1.	Reinjektion des Thermalwassers	22
5.2.	Installation einer Wasseraufbereitungsanlage	27
5.3.	Bau einer Kanalisation + Wärmetauscher zur Temperaturreduktion	30
5.4.	Verdünnung	31
5.5.	Zusatz: Abtrennung von Methangas und Verbrennung in einem BHKW	31
6.	Handlungsempfehlungen für künftige Nutzungskonzepte	33
7.	Generalisierung der Ergebnisse	34
Liter	ratur	35



1. Einführung

Im Kreis Timiş im Westen Rumäniens existieren rund 20 Tiefbohrungen, aus denen 70-90 °C warmes Thermalwasser gefördert werden kann. Obwohl die Nutzung der tiefengeothermischen Ressourcen ein großes Potenzial für eine nachhaltige und umweltverträgliche Wärmeversorgung bietet, wird aktuell lediglich eine dieser Bohrungen genutzt.

Die Gemeinde Lovrin fördert das rund 84 °C heiße Wasser zu Heizzwecken, wobei das Thermalwasser direkt in das Wärmenetz der Gemeinde gepumpt wird. Aufgrund der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers bilden sich Ablagerungen und Korrosion in den Rohrleitungen und Heizkörpern, was zu hohem Wartungsaufwand führt. Neben der Nahwärmenutzung wird das Thermalwasser zusätzlich balneologischen im örtlichen Thermalbad genutzt. Da die Gemeinde über keine Abwasserkanalisation verfügt und das Thermalwasser nicht über eine zweite Bohrung wieder in das Reservoir zurückgeführt wird, erfolgt die Entsorgung aktuell in einen Entwässerungsgraben.

Aufgrund der geschilderten Situation besteht in Lovrin großes Interesse, den bestehenden Fernwärmebetrieb zu optimieren. Auch andere Gemeinden in der Region, wie die rund 6 km südwestlich von Lovrin gelegene Gemeinde Gottlob oder auch die Gemeinde Pecica im Kreis Arad, zeigen Interesse, die gegebenen Möglichkeiten der Geothermie in der Region zu nutzen sowie ein Konzept für einen umweltverträglichen und nachhaltigen Betrieb eines Fernwärmenetzes aus geothermischen Ressourcen für die Gemeinden zu erarbeiten. Ziel des Projekts "Geothermische Fernwärme in Rumänien" ist daher die:

- > Optimierung des bestehenden Fernwärmebetriebs in der Gemeinde Lovrin.
- Erarbeitung der Grundlagen für einen gemeinsamen Fernwärmebetrieb der Gemeinden Lovrin und Gottlob aus geothermischen Ressourcen bzw. Entwicklung eines Fernwärmenutzungskonzepts mit Handlungsempfehlungen.
- Ableitung eines Handlungsleitfaden, der auch weitere Gemeinden bei der Umsetzung einer geothermischen Nah- bzw. Fernwärmeversorgung unterstützt.
- Erarbeitung von Machbarkeitsstudien, damit die Gemeinden für die spätere großtechnische Umsetzung entsprechende Finanzierungsanträge aus EU-Fördertöpfen stellen können.

Für die GeoThermal Engineering GmbH waren hierbei folgende Arbeitpakete vorgesehen:

- Für Lovrin und Gottlob: Prüfung der Möglichkeit der Installation einer Thermalwasseraufbereitungsanlage, wofür Laboranalysen zur Verfügung gestellt werden sollten.
- Plausibilisierung des hydrologischen Gutachtens für Lovrin und Gottlob, welches durch ein rumänisches Fachbüro erstellt werden sollte.
- Für Lovrin und Gottlob: Erstellung von Handlungsempfehlungen und der Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Grundlage des hydrologischen Gutachtens.
- ➤ Generalisierung der Lösungskonzepte in Lovrin und Gottlob, um sie auf andere Gemeinden übertragen zu können sowie Mitwirkung bei der Erstellung eines Handlungsleitfadens.



Da jedoch entgegen der ursprünglichen Projektkonzeption die zur Verfügung gestellten Laboranalysen für die weiterführenden Betrachtungen nicht geeignet waren (vgl. auch Kapitel 3.1), sowie während der Projektlaufzeit kein hydrogeologisches Gutachten durch ein rumänisches Fachbüro erstellt wurde, wurde das Arbeitsprogramm wie folgt angepasst:

- > Sichtung der Thermalwasser-/Wärmenetzinfrastruktur in Lovrin sowie fachtechnische Probenahme (Thermalwasser, Ablagerungen) vor Ort
- ➤ Beauftragung von Laboranalysen sowie Auswertung der Ergebnisse (Gegenüberstellung mit Grenzwerten)
- ➤ Prüfung genereller Optimierungsmöglichkeiten (inkl. Kostenschätzung) für die Thermalwassernutzung bzw. den Nahwärmebetrieb in Lovrin.
- Ableitung von Handlungsempfehlungen für verschiedene künftige Nutzungsformen
- > Generalisierung der Ergebnisse, um sie auf andere Gemeinden übertragen zu können.



2. Geographische und geologische Lage

Die Gemeinde Lovrin befindet sich im Kreis Timiş im Westen Rumäniens, etwa 45 km nordwestlich der Kreishauptstadt Timişoara (Temeswar). Die Gemeinde besitzt rund 3.200 Einwohner.



Abbildung 1: Geographische Lage von Lovrin in West-Rumänien

Geologisch befindet sich das Projektgebiet im Pannonischen Becken, das sich über eine maximale Länge von rund 600 km in Ost-West- und 580 km in Nord-Süd-Richtung über eine Gesamtfläche von mehr als 212000 km² erstreckt (das Transsilvanische Becken in Rumänien und das Wiener Becken in Österreich wurde dabei nicht mitgerechnet). Es umfasst neun Anteilstaaten (vgl. auch Abbildung 2), darunter den größten Teil Ungarns (HU), den südlichen Teil der Slowakei (SVK), den Ostrand Österreichs (A), den östlichsten Teil Sloweniens (SVN), den Nordosten Kroatiens (HRV), den äußersten Nordosten Bosniens und Herzegowinas (BA), den Norden Serbiens (SRB), den Westrand Rumäniens (RO) und den äußersten Westen der Ukraine (UA).

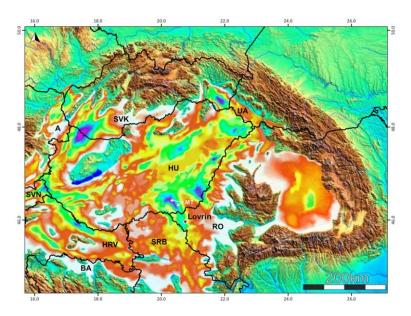


Abbildung 2: Karte des Pannonischen Beckens mit der Mächtigkeit der Beckensedimente (weiß = 0 km bis violett = 8 km)

Quelle: Balázs et al. (2016, modifiziert)



Für die geothermische Nutzung stellt der Obere Pannonische Sandsteinaquifer (Spätes Pliozän) den Hauptnutzungshorizont dar. Dieser erstreckt sich in Westrumänien über eine Fläche von rund 2500 km² (Bendea et al. 2015). Der Obere Pannonische Sandsteinaquifer wird dem Unteren Pannonischen Aquifer dabei sowohl aufgrund der höheren Produktivität als auch aufgrund der günstigeren Wasserchemie vorgezogen.

Der tiefe Makó-Trog (MT in Abbildung 2) auf ungarischer Seite setzt sich über das Arbeitsgebiet in West-Rumänien fort bis nach Serbien (wird dort Srpska-Crnja-Trog genannt; Dejan & Ljupko 2016).

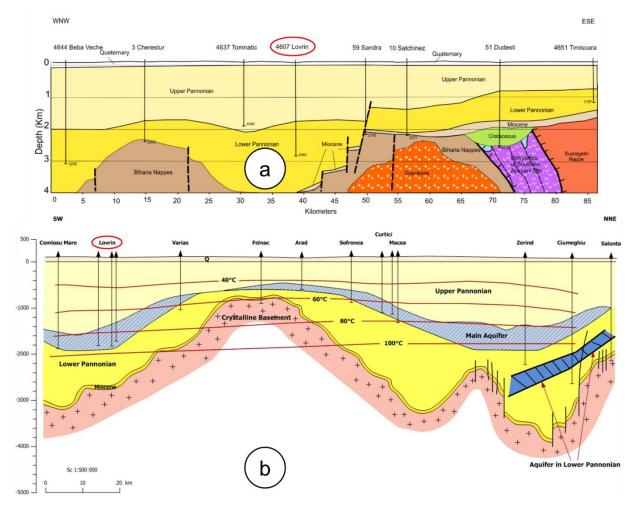


Abbildung 3: (a) Geologisches Querprofil von Beba Veche nach Timişoara mit der 2950 m tiefen Bohrung Lovrin 4607 (Rotár-Szalkai et al. 2018, modifiziert); (b) Geologisches Längsprofil von Comioşu Mare nach Salonta mit drei rund 2000 m tiefen Bohrungen um Lovrin (Quelle: DARLINGe project; nach Panu et al. 2002, modifiziert). Der geothermische Hauptnutzhorizont (Main Aquifer) befindet sich im Oberen Pannonium (Upper Pannonian).



3. Datengrundlage

3.1. Chemische Analysen

Zu Projektbeginn wurden der GeoThermal Engineering GmbH folgende Daten/Dokumente von rumänischer Seite übersandt:

- 1) Dokument "Caracteristicile apei geotermale" mit einer Tabelle der Variationsbreite der Wasserchemiedaten von 2015 (Bohrung 4607) und Begleittext (1,5 Seiten: Autor/in: S.C. Hidroservices S.R.L.)
- 2) Dokument "Informationen Lovrin" mit einer Wasseranalyse von 2004 (Bohrung 4607), Karten und Fotodokumentation der geothermischen Installationen (11,5 Seiten: Autor: J. Gerbl, Weber Romania S.R.L.)
- 3) Eine Wasseranalyse von 2004 (Bohrung 4607) im Original (2 Seiten: Autor/in: S.C. Prospectiuni S.A.)
- 4) Eine Wasseranalyse der Bohrung 1543 im Original von 1982 (2 Seiten: Autor/in: D. Cocic)
- 5) Lageplan von Gemeinde Lovrin (GIS-File)

Die Sichtung der Unterlagen ergab, dass sowohl Datenlücken (z.B. unvollständige Analysen) als auch Ungereimtheiten bzw. erstaunlich große Datenvariationen vorliegen, welche nur durch eine neue Analyse geklärt werden können. Daher wurde beschlossen, eigene Daten bei einem Besuch in Lovrin zu erheben, um eine geeignete Basis für die Projektbearbeitung zu schaffen. Zudem bestand die Hoffnung, vor Ort weitere geologische Informationen und Daten z.B. zum Ausbau der Bohrung sowie eine Gasanalyse zu erhalten. Dies war jedoch nur eingeschränkt der Fall, da die meisten Daten für ca. 2.000-3.000 € pro Bohrung von der Firma SC FORADEX VEST SA angekauft werden müssten. Bei einer Datenrecherche im Nachhinein stellte sich jedoch heraus, dass die Daten teilweise publiziert sind.

Die Probenahme einschließlich Besichtigung der bestehenden Anlagen in Lovrin erfolgten am 22.05.2019. Dabei wurden zwei Wasserproben, eine am Entgaser hinter der Bohrung und eine am Zulauf des Thermalbades (vgl. Abbildung 4), sowie eine Gesteinsprobe von der Karbonat-Ablagerung aus einem Rohr unmittelbar vor dem Entgaser entnommen (vgl. auch Abbildung 8).

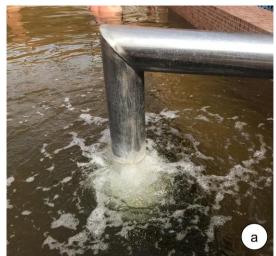




Abbildung 4: (a) Thermalwasserzulauf im Thermalbad und (b) Entgaser hinter der Produktionsbohrung. Die Wasserprobe wurde an der Öffnung auf der Oberseite des Entgasungstanks entnommen und die Karbonat-Ablagerung am abmontierten Rohrstück (hinter dem roten Eimer) abgeschlagen.



Die Bestimmung der Wassertemperatur erfolgte jeweils mittels Infrarotthermometer der Firma TFA Dorstmann GmbH & Co. KG, Wertheim (Messgenauigkeit ± 1,5 °C) und die Karbonathärte wurde vor Ort mittels Titration bis pH 4.3 bestimmt (Test der Firma JBL GmbH & Co. KG, Neuhofen; Messgenauigkeit ± 2 Härtegrade). Der pH-Wert wurde mit farbfixierten Indikatorstäbchen (pH-Fix 4.5-10.0) der Firma Macherey-Nagel GmbH & Co. KG, Düren ermittelt (Ablesegenauigkeit ± 0,5 Einheiten). Zusätzlich wurde das Wasser auf Sulfid mittels Testpapier ebenfalls von Macherey-Nagel halbquantitativ geprüft (Ergebnisse: siehe Tabelle 1 in Kapitel 4).

Neben der Probenahme konnten im Gespräch mit dem Bürgermeister der Gemeinde Lovrin, zwei technischen Mitarbeitern sowie Herrn Dorin Biltz von der Firma SC FORADEX VEST SA (= Nachfolgegesellschaft des früheren staatseigenen Unternehmens, welches Eigentümer der Bohrungen sowie der Untergrunddaten ist) weitere Informationen zu den Thermalwasserbohrungen und dem Betrieb gewonnen sowie durch die Begehung der Anlagen der Zustand der Thermalwasser-infrastruktur eingesehen werden.

3.2. Bohrungen im Bereich der Gemeinde Lovrin

Im Gebiet der Gemeinde Lovrin wurden von 1977 bis 1984 neun Thermalwasserbohrungen abgeteuft (vgl. Abbildung 5). Die erste Bohrung (Nr. 4607) war als Explorationsbohrung gedacht. Sie wurde bis ca. 2.900 m Teufe abgeteuft (siehe auch Abbildung 3a) und zumindest teilweise gekernt (vgl. Abbildung 6). Sie stellt die einzige aktive Förderbohrung im Projektgebiet dar.

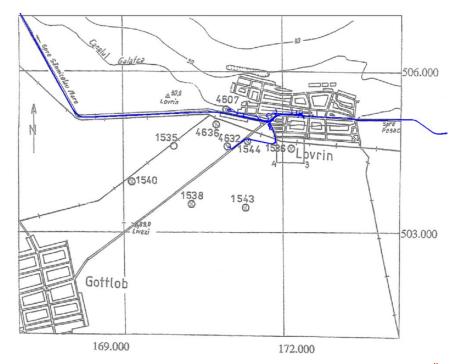


Abbildung 5: Überblick über die Lage der Thermalwasserbohrungen im Bereich der Gemeinde Lovrin. Die Übersichtskarte ist nicht präzise und verzerrt (dies wird an der noch aktiven Bohrung 4607 deutlich: diese liegt nicht zwischen Kanal (Canalul Galatca) und Straße sondern nördlich des Kanals. Die blaue Linie (GPS-Track) markiert die vor Ort zurückgelegte Strecke.

Teile der Bohrkerne wurden nahe der Bohrung zur Auffüllung der Spurrillen im Feldweg verwendet (Abbildung 6). Die Bohrkerne bestehen aus Sandstein/Tonstein-Wechsellagerungen. Die Sandsteine überwiegen, sind teils flaserig ausgebildet und durch Hellglimmer auf den Schichtflächen



gekennzeichnet. Im vermutlich oberen Bereich der Bohrkernstrecke ist ein Riss in sehr steilem Winkel zur Schichtung mit Karbonatablagerungen ausgefüllt (Abbildung 6a), welches nahelegt, dass es sich bei den Bohrkernen, um einen Teil des Reservoirbereichs handeln könnte. Der Reservoirbereich ist nach Aussage von Herrn Biltz (SC FORADEX VEST SA) rund 100-150 m mächtig und liegt im Teufenintervall zwischen 1.500 und 1.800 m (vgl. auch Abbildung 3b).



Abbildung 6: Bohrkerne der Explorationsbohrung 4607, welche zur Auffüllung der Spurrillen im Feldweg nahe der Bohrung genutzt werden.

Da die Bohrung 4607 vollständig verrohrt wurde (13¾, 9¾ und 7 Zoll), musste das Casing im Reservoirbereich perforiert werden, um das Thermalwasser produzieren zu können. Dieses fließt mit 84 °C frei aus d.h. mit zumindest 0,5 bar bei der maximalen Fließrate von 12 l/s. Bei ≤ 6 l/s erhöht sich der Druck auf 1,5 bar und die Temperatur sinkt etwas. Wenn die Bohrung z.B. für Wartungsarbeiten kurzzeitig stillgelegt wird, stellt sich der Wasserpegel bei -14 m unter der Geländeoberkante ein. Danach kann der freie Auslauf durch einen Airlift wieder aktiviert werden. Die Fließraten wurden mittels der gemessenen Zeit bestimmt, in welcher ein 200 Liter Fass vollläuft.



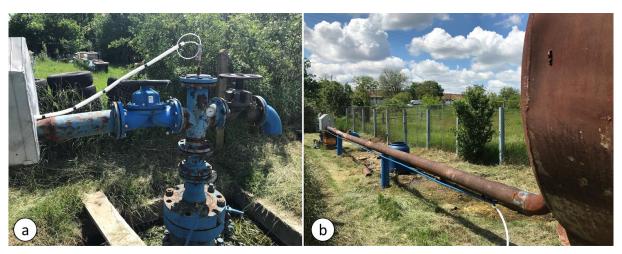


Abbildung 7: (a) Förderbohrung Nr. 4607 sowie (b) Zuleitung von der Bohrung zum Entgaser

Über den Zustand der im Jahr 1977 abgeteuften Bohrung 4607 kann heute keine Aussage getroffen werden, da noch keine Inspektion (z.B. mittels Kamerabefahrung) erfolgte. Es ist lediglich bekannt, dass sich in 50 bis 70 m Teufe etwas Karbonat abgelagert hat. Der Hauptanteil der Karbonatausfällung findet jedoch im Rohr zum Entgaser statt (vgl. Abbildung 7b, Abbildung 8), sodass dieses jährlich ausgewechselt werden muss.

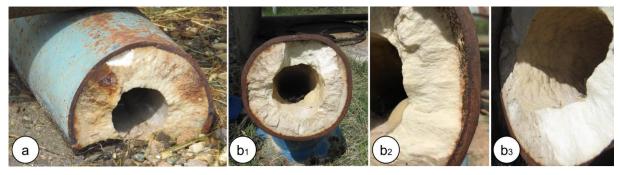


Abbildung 8: Rohrleitung aus 14 mm starkem Stahl zwischen Förderbohrung und Entgaser mit (a) 42 mm und (b) 34 bis 37 mm dicken Karbonat-Ablagerungen, welche den Innendurchmesser (a: 154 mm; b: 150 mm) drastisch auf lediglich 70 mm (a) und 79 mm (b) reduzieren. Die Karbonat-Probe wurde dem Rohrstück (b1) entnommen. Die Detailaufnahmen b2 und b3 zeigen die dichte strahlige Struktur des Karbonats.

Die anderen Bohrungen (vgl. Abbildung 5), welche in den ersten Jahren der Beheizung von Gewächshäusern dienten (→ umfangreicher Export von Gemüse in die ehemaligen Ostblockstaaten), sind jeweils ca. 2.000 m tief und weisen Auslauftemperaturen von 75 bis 80 °C auf. Sie wurden 1992/93 stillgelegt. Auch diese nicht mehr genutzten Bohrungen sind ausnahmslos durch einen freien Auslauf mit rund 10 l/s gekennzeichnet. Aufgrund von Interferenztests geht man davon aus, dass nicht alle Bohrungen aus demselben Thermalwasser-Aquifer produziert haben.

Für die Beheizung der Gewächshäuser wurden insbesondere die Bohrungen Nr. 4636, 4632 und 1544 genutzt. Die beiden Bohrungen 1535 und 1536 waren ursprünglich für die Reinjektion vorgesehen. Die Wiedereinleitung des genutzten Thermalwassers in den Untergrund war jedoch nach Aussage von Herrn Biltz (SC FORADEX VEST SA) selbst bei 700 bar Druckbeaufschlagung (160 kW Motorpumpe) nicht möglich. In der Literatur wird ein realistisch erscheinender 10-fach geringerer Reinjektionskopfdruck von 50-90 bar angegeben (Mitrofan & Şerbu 1997), welcher jedoch auch die Reinjektion in diesem Gebiet unmöglich macht.





Abbildung 9: (a) Bohrung 1544 mit trockenem Bohrkeller und (b) Bohrung 4632; man beachte das Wasser mit der Schwimmblattpflanze "Wasserlinse" (*Lemna minor*) im Bohrkeller

3.3. Thermalwassernutzung

Im Winter werden in Lovrin zu Heizzwecken rund 10 l/s an Thermalwasser gefördert, während im Sommer lediglich 4 l/s zum Betrieb des Thermalbads benötigt werden (22.05.2019: 6 l/s).

Der Druck an der Förderbohrung beträgt –wie in Kapitel 3.2 erwähnt– 1,5 bar und wird mit einer obertägigen Pumpe (nahe der Förderbohrung) auf 3,5 bar erhöht (vgl. Abbildung 10).



Abbildung 10: Obertägige Pumpe zur Erhöhung des Drucks in der Thermalwasserleitung



Das Thermalwasser erreicht die etwa 1,5 km westlich gelegene Heizzentrale noch mit einem Druck von 0,5 bar. Die Thermalwasserleitung bis zur Heizzentrale besteht aus Metall (Eisen bzw. Stahl; 200 mm Durchmesser bzw. 160 mm in den kürzlich ersetzten Abschnitten), während die Verteilung über parallel geführte High-Density-Polyethylen-Kunststoffleitungen (Vorlauf und Rücklauf) erfolgt. Von letzteren gehen die Hausleitungen ab (vgl. Abbildung 11b). Die Rohrleitung von der Förderbohrung bis zur Heizzentrale ist praktisch ohne Isolierung (vgl. Abbildung 11a), weshalb das am Entgaser 72 °C warme Thermalwasser nur noch 68 °C aufweist (mit Infrarot-Thermometer gemessen), wenn es in der Heizzentrale ankommt.



Abbildung 11: (a) Abschnitt der Thermalwasserleitung zwischen Förderbohrung und Heizzentrale; (b) Abzweigung von Hausleitungen mit BIANCHI Kugelhähnen.

Die Heizzentrale ist seit 1999 nicht mehr voll funktionsfähig (d.h. praktisch außer Betrieb). Auch die Pumpe in der Heizzentrale, welche normalerweise den Druck in der Verteilleitung erhöht, ist zurzeit außer Betrieb (Abbildung 12b).



Abbildung 12: Heizzentrale (a) Ankommendes Thermalwasser in roter Rohrleitung, (b) Pumpe



Abbildung 13 gibt einen Eindruck von der Vor- und Rücklaufleitung in welcher im Winter direkt das Thermalwasser zirkuliert. Die am 22.05.2019 mit dem IR-Thermometer am Rohr gemessenen unterschiedlichen Temperaturen stimmten nicht mit denen der Anzeige (von jeweils 52 °C) überein.



Abbildung 13: Heizzentrale mit der Vor- und Rücklaufleitung (Übergang von Metall auf HDPE-Kunststoff)

Abbildung 14 zeigt die Lage der Heizzentrale im Zentrum von Lovrin. Aktuell sind alle öffentliche Gebäude sowie rund 100 Privatwohnungen an das Nahwärmenetz angeschlossen. Die Verteilleitung endet aktuell an der Kirche.

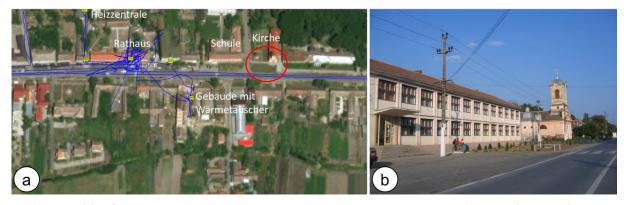


Abbildung 14: (a) Anfang der Verteilleitung an der Heizzentrale und Ende an der Kirche. Die blaue Linie (GPS-Track) markiert die vor Ort zurückgelegte Strecke. (b) Schule und Kirche an welcher die Verteilleitung endet (Foto b: https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3693697)

Während das Thermalwasser in allen anderen Gebäuden direkt durch die Heizkörper fließt, wurde bei einem neuen Gemeindezentrum/Veranstanlungsgebäude ein neuer, noch nicht in Betrieb befindlicher Plattenwärmetauscher der italienischen Firma VAREM (17 Platten, 10 bar) mit Ausgleichsbehälter (6 bar) installiert, um das Gebäude über einen Sekundärkreislauf mit entionisiertem Leitungswasser-durchflossenen Heizkörpern zu beheizen (Vorlauftemperatur 45°C, Raumtemperatur 20°C).





Abbildung 15: Plattenwärmetauscher mit Druckausgleichsbehälter zur Versorgung eines Neubaus in Lovrin

Die letzte Nutzung des Thermalwassers vor dessen Einleitung in einen Entwässerungsgraben erfolgt im örtlichen Thermalbad. Während die Zuleitung in den Wintermonaten ausschließlich in das Hallenbad erfolgt (vgl. Abbildung 16b), wird während der Sommermonate zusätzlich auch das Freibad versorgt (vgl. Abbildung 16a). Durch den Wärmeentzug im Nahwärmenetz während der Wintermonate beträgt die Temperatur am Auslauf im Hallenbad in dieser Zeit ≥ 30 °C. Erfolgt keine Wärmeabnahme in der Gemeinde, beträgt die Temperatur am Auslauf > 60 °C.

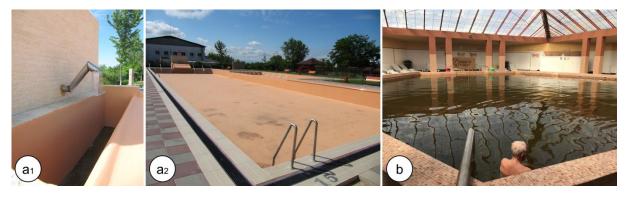


Abbildung 16: (a) Thermalbecken im Freien und (b) Hallenbad jeweils in hervorragendem Zustand. Das Freibad-Thermalwasser (a1) wird über eine Kaskade (im Hintergrund von a2) ins Schwimmbecken geleiten, sodass es noch etwas abkühlen kann. Im Vordergrund von (b) befindet sich der Zulauf aus Edelstahl zur Befüllung des Hallenbades (22.05.2019: 66 °C).



Nach dem Hallenbad als letztem Glied in der Kaskadennutzung wird das Wasser in einen Entwässerungsgraben auf der anderen Straßenseite geleitet (Abbildung 12).



Abbildung 17: Einleitung des Thermalwassers in den Entwässerungsgraben (a1, a2). An der aus einem Betonrohr bestehenden Einleitungsstelle (a3) erfolgte die Temperaturbestimmung des dampfenden Wassers (62 °C bei 19 °C Lufttemperatur, was bei 6 l/s einer Leistung von 1 MW_{th} entspricht). (b) zeigt die Durchführung unter der Straße (Düker) und (c) die Fortsetzung des Entwässerungsgrabens auf der nördlichen Straßenseite in den Park hinein.

Generell haben Temperaturverhältnisse einen großen Einfluss auf die Gewässerökologie. In Lovrin bleibt beispielsweise durch die Einleitung des Thermalwassers der in diesem Kanal/Bach lebende Seefrosch *Pelophylax ridibundus* auch im Winter aktiv und hält keine Winterstarre (Bogdan et al. 2011). Auch sinkt die Löslichkeit des Sauerstoffs im Wasser mit steigenden Temperaturen. Eine Erhöhung der Temperatur führt deshalb zu einer Verschlechterung der Lebensbedingungen von Wasserlebewesen.



4. Ergebnisse der chemischen Analysen

Wie bereits in Kapitel 3.1 dargestellt, wurden am 22.05.2019 zwei Thermalwasserproben für eine hydrochemische Vollanalyse genommen, wobei die eine Probe am oberen Auslass des Entgasers von Bohrung Nr. 4607 und die andere Probe am Zulauf des Thermalhallenbades genommen wurde. Tabelle 1 gibt eine Übersicht der vor-Ort gemessenen Parameter Temperatur, pH-Wert, Karbonathärte und Sulfidgehalt.

Tabelle 1: Gemessene vor-Ort Parameter am 22.05.2019. Der Sulfidgehalt (falls vorhanden) ist sehr gering, da selbst mehrere Wassertropfen zu keiner braunen Verfärbung des Teststreifens geführt haben.

Probenname	Kürzel	Wasser-Temperatur [°C]	pH-Wert [-]	Karbonathärte [°dH]	Sulfid [mg/l]
Hallenbad, Thermalwasserzulauf	НВ	66	8,3	55 (53-57)	≪ 5
Thermalbohrung 4607, Entgaser	TH	72	8,0	51 (49-54)	≪ 5

Die Ergebnisse der hydrochemischen Vollanalysen, welche durch das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) durchgeführt wurden, sind in Tabelle 2 dargestellt. Darin dargestellt sind auch die Ergebnisse früherer Thermalwasseranalysen.

Die Grenzwerte für Trinkwasser nach WHO (2017) sowie für die Einleitung in natürliche Gewässer (NTPA 001) bzw. in Kanalsilationen (NTPA 002) in Rumänien sind in Tabelle 3 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass das Thermalwasser in Lovrin die maximal zulässige Temperatur sowie die Grenzwerte für Chlorid und den Gesamtlösungsinhalt gemäß der rumänischen Vorgaben für die Einleitung in natürliche Gewässer (NTPA 001) deutlich überschreitet. Darüber hinaus beträgt die Bor-Konzentration im Thermalwasser mehr als das doppelte des WHO-Grenzwertes für Trinkwasser.

Auf eine Gas-Probenahme wurde am 22.05.2019 vezichtet. Nach früheren Untersuchungen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass im Aquifer 1-2 Nm^3/m^3 Methan (CH₄) im Thermalwasser gelöst sind (Panu et al. 2002). Für die Thermalbohrung 4607 wurde ein Wert von 0,8-1,3 Nm^3/m^3 und Sättigungsdrücke von 9-20 atm (bar) angegeben (S.C. Hidroservices S.R.L.), welches einer Wassertiefe von 80 bis 190 m entspricht. Vor Ort wurden Gas-Gehalte von 1,5 bis 1,7 Nm^3/m^3 genannt.



Tabelle 2: Ergebnisse der hydrochemischen Vollanalysen der am 22.05.2019 genommenen Thermalwasserproben in Lovrin (TH = Bohrung 4607 und HB = Thermalbadzulauf) sowie Ergebnisse früherer Untersuchungen.

Messgröße	Einheit	22.05.19 (TH)	22.05.19 (HB)	07.08.18 (TH)	10.11.04 (TH)	17.04.15 (TH)
Temperatur	[° C]	72	66	-	85	-
el. Leitfähigkeit	[µS/cm]			4400	4390	-
pH-Wert	-	8,0	8,3	8,3	8,36	7,2 - 7,8
Na	[mg/l]	995,4	976,9	-	983	944,6 - 1200
Mg	[mg/l]	3,63	3,19	-	2,8	5,55 – 6,2
K	[mg/l]	15,91	15,46	-	16,5	103,1 -105,3
Ca	[mg/l]	12,83	6,17	12	11,45	3,55 - 15,2
SiO ₂	[mg/l]	50,5	49,4	-	22	32 - 57
F	[mg/l]	0,84	0,81	-	0,3	-
Cl	[mg/l]	892,6	878,4	-	851	590 - 815,5
Br	[mg/l]	-	-	-	0,5	-
NO ₃	[mg/l]	< NG	< NG	0,815	-	0,048 - 0,430
SO ₄	[mg/l]	8,67	7,54	7,62	-	8,23 - 67,5
1	[mg/l]	-	-	2,5	0,2	-
NH ⁴⁺	[mg/l]	_	-	3,67	14	21 - 29,8
S ²⁻ und H ₂ S	[mg/l]	kein Hinweis	kein Hinweis	-	0	-
HCO ₃	[mg/l]	1112	1199	_	1342	1342 - 1649
CO ₃	[mg/l]	1112	1133		1312	75,2 - 174,3
В	[µg/l]	5198	5076	_	7750	5500
P	[µg/l]	176,5	179,6	-	-	-
Al	[µg/l]	16,55	12,84	-	73,2	-
Li	[µg/l]	226,0	223,2	_	200	_
Ti	[µg/l]	6,21	6,45	_	-	_
V	[μg/l]	2,33	2,11	-	0	-
Cr	[μg/l]	0,25	0,12	-	1,7	_
Mn	[μg/l]	10,12	0,38	19,4	50	_
Fe	[μg/l]	55,6	15,1	114	75	510 -1650
Co	[μg/l]	0,10	0,07	-	0,12	-
Ni	[μg/l]	< 0,04	< 0,04	-	1,89	-
Cu	[μg/l]	< 0,04	< 0,04	_	56,67	_
Zn	[μg/l]	13,78	3,40	-	15,2	_
As	[μg/I]	6,10	5,71		0	_
Rb	[μg/I]	21,71	21,47		-	-
Sr	[μg/I]	648,5	571,9	_	_	_
Υ	[μg/I]	0,02	0,01	-	_	-
Mo	[μg/l]	0,02	0,01		3,72	-
Cd	[μg/l]	< 0,001	< 0,001		0,26	-
Sb	[μg/I]	< 0,001	< 0,001		-	-
Cs	[μg/l]	2,49	2,46	_	-	-
Ba	[μg/I]	439,6	406,8	-	-	-
Pb						
U	[µg/l]	< 0,02 < NG	< 0,02 < NG	-	8,72	-
	[µg/l]					-
Se Se	[µg/l]	-	-	-	0,03	-
	[µg/l]	2.05			3,02	2 12 4 12
TDS berechnet	[g/l]	3,05	3,09	-	3,25	3,13-4,13
TDS angegeben	[g/l]			2.20	2.20	3,44 - 3,80
TDS aus EC ber.	[g/l]			3,30	3,29	
Suspension	[mg/l]	-	-	-	9,3	-
Phenole	[mg/l]	-	-	-	4,5	2,3 - 3,8



Tabelle 3: WHO-Grenzwerte für Trinkwasser sowie rumänische Grenzwerte für die Einleitung in natürliche Gewässer (NTPA 001) bzw. in Kanalsilationen (NTPA 002). # zusätzliche Grenzwerte aus Dokument "Informationen Lovrin". * Ergebis: rot = Thermalwasser in Lovrin oberhalb des Grenzwerts, grün = im Toleranzbereich oder unterhalb der Grenzwerte.

Messgröße	Einheit	WHO	NTPA 001	NTPA 002	Ergebnis*
Temperatur	[° C]	-	35	40	
el. Leitfähigkeit	[µS/cm]	-	-	-	kein Grenzwert
pH-Wert	-	-	6,5 - 8,5	6,5 - 8,5	
Na	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Mg	[mg/l]	-	40#	-	
К	[mg/l]	-	50 [#]	-	
Ca	[mg/l]	-	300	-	
SiO ₂	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
F	[mg/l]	1,5	5	-	
Cl	[mg/l]	-	500	-	
Br	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
NO ₃	[mg/l]	50	25	-	
SO ₄	[mg/l]	-	600	600	
1	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
NH ₄ ⁺	[mg/l]	1,5	2,0	-	
S ²⁻ und H ₂ S	[mg/l]	-	0,5	-	
HCO ₃	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
CO ₃	[mg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
В	[μg/l]	2400	-	-	
Р	[μg/l]	-	1000	5000	
Al	[μg/l]	-	5000	-	
Li	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Ti	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
V	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Cr	[μg/l]	50	1000	1500	
Mn	[μg/l]	-	-	2000	
Fe	[μg/l]	-	5000	-	
Со	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Ni	[μg/l]	70	-	1000	
Cu	[μg/l]	2000	200	200	
Zn	[μg/l]	-	-	1000	
As	[μg/l]	10	100	-	
Rb	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Sr	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Υ	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Мо	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Cd	[μg/l]	3	200	300	
Sb	[μg/l]	20	-	-	
Cs	[μg/l]	-	-	-	kein Grenzwert
Ва	[μg/l]	1300	-	-	
Pb	[μg/l]	10	200	500	
U	[μg/l]	30	-	-	
Ве	[μg/l]	(12)	-	-	
Se	[μg/l]	40	-	-	
TDS	[g/l]	-	2	-	
Suspensionsfracht	[mg/l]	-	35	350	
Phenole	[mg/l]		0,3	30	



Neben den hydrochemischen Untersuchungen wurde eine Gesteinsprobe der Ablagerungen im Rohr unmittelbar vor dem Entgaser genommen (vgl. Kapitel 3.2). Die Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse der Röntgenbeugungsanalyse (XRD). Demnach ist Magesium-Calcit die dominierende Mineralphase in den Abscheidungen (auch Scales genannt) mit einem Anteil von 93,2 %. Calcium-Magnesium-Karbonate allgemein (Calcit + Dolomit) machen einen Anteil von 96,1 % aus. Die chemische Zusammensetzung der Karbonatausfällung ist in Tabelle 4 angegeben.

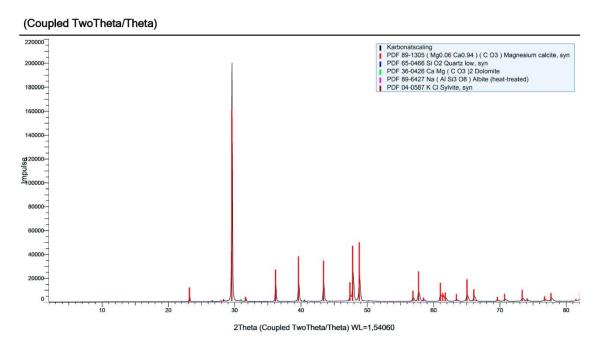


Abbildung 18: Diagramm mit Intensität der "reflektierten" Röntgenstrahlung aufgetragen gegen den "Reflexionswinkel" (2 Theta). Die Wellenlänge des zur Untersuchung verwendeten monochromatischen Röntgenstrahls beträgt 1,54 Ångström (Kupfer-Κα-Strahlung).

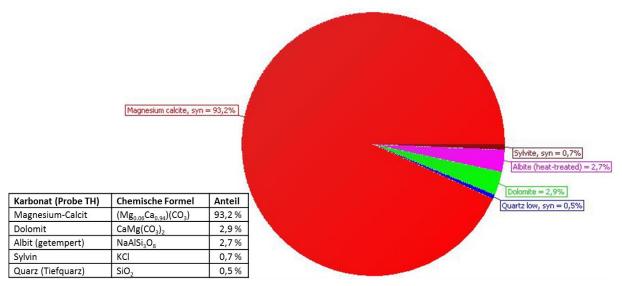


Abbildung 19: Mineralogische Zusammensetzung der Karbonatablagerungen in den Thermmalwasserleitungen in Lovrin.

Eine frühere chemische Analyse der Karbonatablagerung im April 2015 hatte 93 bis 97 % $CaCO_3$, Na_2CO_3 , 1,5 bis 2,0 % $FeCO_3$ und etwa 1 % $MgCO_3$ ergeben (S.C. Hidroservices S.R.L.).



Tabelle 4: Haupt- und Spurenelemente der Karbonatablagerung

Messgröße	Einheit	Probe TH	Messgröße	Einheit	Probe TH
Na	[g/kg]	0,35	Li	[mg/kg]	2,08
Ca	[g/kg]	359	В	[mg/kg]	0,65
K	[g/kg]	<0,03	Р	[mg/kg]	576
Mg	[g/kg]	14,1	V	[mg/kg]	0,57
Al	[g/kg]	0,10	Cr	[mg/kg]	0,48
Mn	[g/kg]	1,50	Со	[mg/kg]	0,25
Fe	[g/kg]	9,24	Ni	[mg/kg]	0,59
Si	[g/kg]	<0,41	Cu	[mg/kg]	0,20
Sr	[g/kg]	4,17	Zn	[mg/kg]	1,41
Ва	[g/kg]	1,74	As	[mg/kg]	0,03
			Rb	[mg/kg]	0,06
			Υ	[mg/kg]	2,91
			Cd	[mg/kg]	0,01
			Cs	[mg/kg]	0,01
			Pb	[mg/kg]	0,19
			U	[mg/kg]	0,06

Um den Grad der Übersättigung der Karbonatminerale zu ermitteln (SI-Werte größer 0,5 zeigen eine Übersättigung des jeweiligen Minerals an), wurde eine geochemische Modellierung des Thermalwassers mittels PhreeqC Version 3.5 durchgeführt (Abbildung 20, Tabelle 5).

Diese zeigt, dass über den gesamten Temperaturbereich von 20 bis 90 °C die Werte für Dolomit (CaMg[CO₃]₂) zwischen +1,6 und +1,8, für Calcit (CaCO₃) bei rund +0,9 und für Aragonit (CaCO₃) bei rund +0,8 liegen, weshalb die entsprechenden Mineralphasen übersättigt sind. Alle anderen Karbonate sind entweder gesättigt (Strontianit) oder untersättigt (Rhodochrosit, Witherit, Smithsonit und Siderit).

Ebenfalls ist Hydroxylapatit ($Ca_5[PO_4]_3OH$) mit einem Sättigungsindex von 1,0 bis 2,4 deutlich übersättigt, welches schon durch den vergleichsweise hohen Phosphor-Gehalt der Kalkablagerung von knapp 0,6 g/kg (Tabelle 4) zu vermuten war.

Wie aus der Abreicherung von Eisen in der Rohrleitung zwischen Entgaser und Thermalbad (Tabelle 2) erwartet werden konnte, sind die Eisenoxide/-hydroxide Hämatit und Goethit stark übersättigt.

Die durchgängig starke Untersättigung des Kalisalzes Sylvin (KCl) legt nahe, dass die Bestimmung dieses Minerals in der Kalkablagerung aufgrund des sehr kleinen Peaks im Fuß des dominanten Calcit-Peaks nicht verläßlich ist.

Bei geringen Temperaturen sind praktisch alle Tonminerale sowie Albit und der kinetisch gehemmte Quarz übersättigt, welches bei der Bestimmung der Reinjektionstemperatur berücksichtigt werden muss.



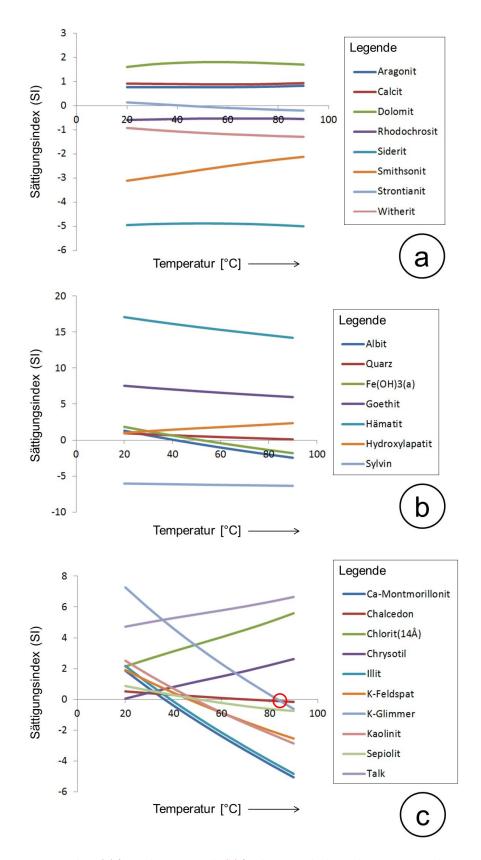


Abbildung 20: Sättigungsindices (a) für Karbonatminerale (b) für die Minerale der Scales, Eisenminerale sowie Apatit und (c) für Alumosilikate im Temperaturbereich zwischen 20 und 90 °C. Der rote Kreis markiert die Reservoirtemperatur von 84 °C beim Schnittpunkt von Chalcedon und Kalium-Glimmer.



Tabelle 5: Sättigungsindices (SI) von Mineralen nach geochemischer Modellierung des Thermalwassers bei der Beprobungstemperatur von 72 °C mit PhreeqC. Das eingeklammerte (a) beizeichnet eine amorphe Phase und (d) eine ungeordnete Mineralstruktur. Rot = übersättigt; Gelb = gesättigt; Grün = untersättigt.

Mineral	Chemische Formel	Sättigungsindex
Al(OH)₃(a)	Al(OH) ₃	-3,95
Albit	NaAlSi ₃ O ₈	-1,63
Alunit	KAl ₃ (SO ₄) ₂ (OH) ₆	-17,35
Anhydrit	CaSO ₄	-3,58
Anorthit	CaAl ₂ Si ₂ O ₈	-4,22
Aragonit	CaCO ₃	0,78
Barit	BaSO ₄	-0,91
Ca-Montmorillonit	Ca _{0.165} Al _{2.33} Si _{3.67} O ₁₀ (OH) ₂	-3,49
Calcit	CaCO ₃	0,9
Celestin	SrSO ₄	-3,2
Chalcedon	SiO ₂	-0,01
Chlorit(14Å)	$Mg_5Al_2Si_3O_{10}(OH)_8$	4,62
Chrysotil	Mg ₃ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	1,92
Dolomit	CaMg(CO ₃) ₂	1,78
Fe(OH) ₃ (a)	Fe(OH) ₃	-1
Fluorit	CaF ₂	-2,66
Gibbsit	Al(OH) ₃	-1,63
Goethit	FeOOH	6,33
Gips	CaSO ₄ ·2H ₂ O	-3,74
Halit (Steinsalz)	NaCl	-4,75
Hausmannit	Mn ₃ O ₄	-2,37
Hämatit	Fe ₂ O ₃	14,86
Hydroxylapatit	Ca ₅ (PO ₄) ₃ OH	2,01
Illit	K _{0.6} Mg _{0.25} Al _{2.3} Si _{3.5} O ₁₀ (OH) ₂	-3,26
Jarosit-K	KFe ₃ (SO ₄) ₂ (OH) ₆	-12,4
Kalium-Feldspat	KAISi ₃ O ₈	-1,57
Kalium-Glimmer	KAl ₃ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂	1,08
Kaolinit	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	-1,68
Manganit	MnOOH	-5,14
Melanterit	FeSO ₄ ·7H ₂ O	-14,72
Pyrochroit	Mn(OH) ₂	-7
Pyrolusit	MnO ₂ ·H ₂ O	-2,68
Quarz	SiO ₂	0,29
Rhodochrosit	MnCO ₃	-0,53
Sepiolit	Mg ₂ Si ₃ O _{7.5} OH ³ H ₂ O	-0,48
Sepiolit(d)	Mg ₂ Si ₃ O _{7.5} OH'3H ₂ O	-4,45
Siderit	FeCO ₃	-4,92
SiO ₂ (a)	SiO ₂	-0,72
Smithsonit	ZnCO ₃	-2,33
Strontianit	SrCO ₃	-0,14
Sylvin	KCI	-6,28
Talk	Mg ₃ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂	6,09
Vivianit	Fe ₃ (PO ₄) ₂ '8H ₂ O	-19,54
Willemit	Zn ₂ SiO ₄	-0,62
Witherit	BaCO ₃	-1,23
Zn(OH) ₂ (epsilon Polymorph)	Zn(OH) ₂	-4,26



5. Möglichkeiten zur Optimierung der Thermalwassernutzung in Lovrin

Zur Vermeidung der mineralischen Ausfällungen (Scales) im Rohrleitungssystem der Gemeinde Lovrin und damit Minimierung der Wartungskosten, wurden verschiedene Lösungsansätze technisch und wirtschaftlich geprüft. Zusätzlich wurden Varianten zur Optimierung der ökologischen Gesamtbilanz des Systems untersucht. Diese weist derzeit Defizite durch die Einleitung des Thermalwassers in den nächstgelegenen Vorfluter auf, da die Gemeinde bislang über keine Abwasserkanalisation verfügt.

Die beiden kritischsten Rahmenbedingungen liegen zum einen in der Fluidzusammensetzung und zum anderen in den Eigenschaften des heterogenen Reservoirgesteins, welches die Reinjektion in der Vergangenheit erschwerte bzw. unmöglich machte.

Als Möglichkeiten zur Optimierung der bestehenden Thermalwassernutzung in Lovrin wurden daher vier Hauptvarianten entwickelt. Diese umfassen

- 1. Reinjektion (plus Inhibition)
- 2. Installation einer Wasseraufbereitungsanlage
- 3. Bau einer Kanalisation
- 4. Verdünnung mit Grundwasser.

Die einzelnen Varianten werden nachfolgend dargestellt. Als ergänzende Optimierungsmöglichkeit wurde darüber hinaus die zusätzliche Abtrennung der Gase (insbesondere von Methan) untersucht.

5.1. Reinjektion des Thermalwassers

Bei der Reinjektion wird das geförderte Thermalwasser nach der energetischen (und ggf. stofflichen) Nutzung über eine zweite Bohrung, die sogenannte Reinjektionsbohrung wieder in den Untergrund verbracht. Dies bietet einerseits den Vorteil, dass keine Einleitung in Oberflächengewässer erforderlich wird und andererseits die Wasserbilanz im Untergrund im Sinne einer nachhaltigen Nutzung ausgeglichen bleibt.

Prinzipiell ist es möglich, Thermalwasser in den pannonischen Sandsteinaquifer zu reinjizieren (Ungemach 2003, Tanase 2016; siehe auch Pająk & Tomaszewska 2018). Im Rahmen dieser Studie kann jedoch ohne entsprechende weiterführende Untersuchungen nicht geklärt werden, welche der nachfolgenden Faktoren (nach Ungemach 2003) in Lovrin die Reinjektion in der Vergangenheit verhinderte (vgl. auch Kapitel 3.2):

- a) chemische Inkompatibilität zwischen dem injizierten und dem Formationsfluid
- b) mikrobiologische Effekte (z.B. Wachstum von sulfatreduzierenden Bakterien)
- c) Wassersensitivität der Sandsteine (z.B. Quellung von Tonmineralen)
- d) hohe Schwebstofffracht (feinkörnige Gesteins-/Mineralpartikel aus dem Reservoir, Korrosionsprodukte der Metallrohre, Scales)
- e) Migration (eingebrachter oder mobilisierter) feinkörniger Partikel innerhalb des Reinjektionsbereichs der Ton-haltigen Sandstein-Formation
- f) eingeschlossene Gase
- g) Luftkontamination
- h) inkompatible chemische Zusätze und Inhibitoren (kann zurzeit ausgeschlossen werden)



- i) thermodynamische Änderungen (Drücke und Temperaturen), welche durch den Injektionsprozess ausgelöst werden
- j) die Injektionsfließraten sind zu hoch
- k) inadäquater Bohrungsausbau (im Falle von Lovrin spielt zudem die Integrität der Verrohrung eine Rolle, welche nach der langen Einschlusszeit des Thermalwassers eventuell nicht mehr gewährleistet ist).

Vor der Umsetzung der nachfolgend vorgestellten zwei Varianten mit Reinjektion muss folglich eine detaillierte Prüfung obiger Faktoren erfolgen. Dabei kann auf den Erkenntnissen aufgebaut werden, welche durch Modellierung des pannonischen Aquifers in der Umgebung von Szeged auf ungarischer Seite gewonnen wurden (Antics 2003).

Variante 1a: Reinjektion mit Druckhaltung plus großer Wärmetauscher

Abbildung 21 zeigt schematisch die installierten Komponenten, welche für einen geschlossenen Thermalwasserkreislauf mit Reinjektion benötigt werden.

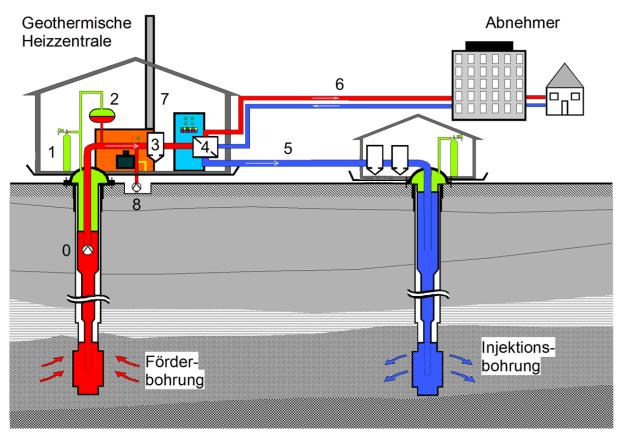


Abbildung 21: Schema einer geothermischen Heizzentrale (Huenges & Erbas 1999, modifiziert). 0 = Förderpumpe; 1 = Stickstoff-beaufschlagung; 2 = Druckausgleichsbehälter (1+2 = Inertgas-Druckhalte-System); 3 = Partikel-Filter; 4 = Wärmetauscher bzw. Wärmeübertrager; 5 = Thermalwasserkreislauf; 6 = Heizwasserkreislauf; 7 = Spitzenlastkessel (zur Redundanz); 8 = Slopgrube (nicht notwendig bei niedrig-salinarem Fluid).

Eine Druckhaltung von z.B. 21 bar (d.h. größer als der maximale Gasentlösungsdruck von 20 bar) würde das Methan und auch das CO₂ in Lösung halten und somit die Ablagerung von Karbonat im Thermalwasserkreislauf verhindern. Die Stickstoff-Beaufschlagung ist notwendig, wenn es darüber hinaus durch Sauerstoffzutritt zu einer Ausfällung von Metalloxiden/-hydroxiden kommt. Dies kann



indirekt an der drastischen Abreicherung u.a. von Mangan und Eisen auf dem Weg vom Entgaser an der Thermalwasserbohrung (Probe TH) zum Thermalbad (Probe HB) geschlossen werden (vgl. Tabelle 2). Auf die Bildung von Eisenmineralen weist auch deren starke Übersättigung hin (Tabelle 5).

Eine effektive Druckhaltung ist mittlerweile auch durch ein neu entwickeltes Ventil in der Reinjektionsbohrung möglich, um auch auf der Reinjektionsseite Ausfällungen zu vermeiden (gec-co 2017; Abbildung 22). Der Preis dieses Ventil-Systems beträgt nach Auskunft der Global Engineering & Consulting-Company GmbH (nachfolgend gec-co genannt) etwa 77.000 Euro (ohne Einbau und Tubinge). Mit Einbau etc. könnten dafür Kosten von rund 300.000 Euro anfallen.

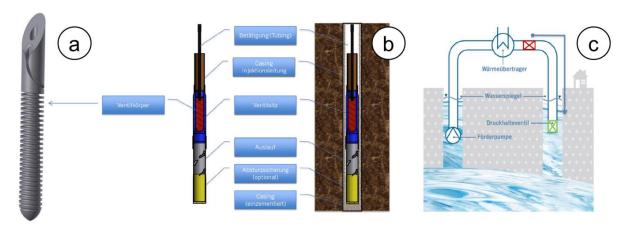


Abbildung 22: (a) Ventilkörper in 3D; (b) Gesamtansicht des eingebauten Druckhalteventils; (c) Lage des Ventils zur Druckhaltung in der Reinjektionsbohrung (gec-co 2017)

Die Gesamtkosten für eine Heizzentrale mit den oben genannten Komponenten (ohne BHKW, siehe unten) würden insgesamt bei rund 900.000 Euro liegen (Auskunft gec-co).

Falls die Bohrung 1544 oder 4632 zur Reinjektion genutzt werden könnte, wäre von der Straßen-kreuzung am Thermalbad ausgehend eine rund 590 m oder 975 m lange Reinjektionsleitung erforderlich. Die Kosten für einen Kilometer Reinjektionsleitung liegen bei etwa 120.000 Euro (Auskunft gec-co). Die zusätzlichen Kosten für die Anschlussleitung betrügen demnach zwischen 80.000 und 120.000 Euro. Von der Heizzentrale beträgt die Entfernung 1.215 m bzw. 1.630 m.

In diesem Szenario ist auch die Installation eines großen Wärmetauschers in der Heizzentrale und Übergabestationen (z.B. https://www.pewo.com/produkte/uebergabestationen/) in den Häusern essentiell, damit die beiden Kreisläufe komplett voneinander getrennt sind, d.h. ab der Heizzentrale nur noch entionisiertes Leitungswasser in den Verteilleitungen und Heizkörpern der Gebäude fließt. Die Übergabestationen stellen auch sicher, dass der Druck im jeweiligen Heizkreislauf der Gebäude ausgeglichen ist. Diese Variante ist einzelnen kleinen Wärmetauschern in jedem Gebäudekomplex (d.h. in allen öffentlichen Gebäuden und 100 Haushalten) der künftig noch zahlreicher zu versorgenden Wohneinheiten auch aus Kostengründen vorzuziehen, weshalb die Variante mit vielen kleinen Wärmetauschern nicht weiter diskutiert wird.

Auch wird empfohlen, die Thermalwasserleitung zu isolieren, um den Temperaturverlust bis zur Heizzentrale zu minimieren.

Der Einsatz einer kleinen Tiefpumpe in der Förderbohrung ist auch bei Standorten mit artesischem Ausfluss notwendig, da diese den nötigen Druck aufbaut, (i) um zu reinjizieren und (ii) um den



Druckverlust beim Durchgang durch die Filter zu kompensieren. Im Gegensatz zu zwei standardmäßig verwendeten Filtern, wären in Lovrin drei Doppelfilter (jeweils zwei Einzelfilter parallel geschaltet, um sie ohne Unterbrechung wechseln zu können) sinnvoll, um den Partikeleintrag in die Reservoir-Formation zu verhindern (Abbildung 23).

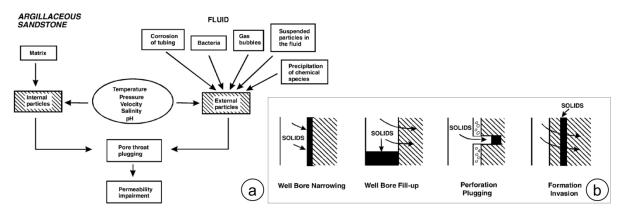


Abbildung 23: (a) Flussdiagramm mit den Ursachen der Reduktion der Durchlässigkeit von tonigen Sandsteinen (Ungemach 2003); (b) Verschiedene Arten der Verstopfung von Bohrlöchern mit feinkörnigen Partikeln.

Neben dem Filter auf der Produktionsseite kommt den beiden Filterstufen vor der Reinjektion eine besondere Bedeutung zu, da diese sowohl vom Thermalwasserstrom ausgetragene Schwebstoffe aus dem Reservoir, als auch Rostpartikel der Thermalwasserleitung und mikrokristalline Ausfällungen u.a. von Kalk herausfiltern, welche sonst effektiv die Porenräume des Sandsteins verstopfen können und somit eine Reinjektion unmöglich machen.

Wie oben bereits angemerkt, müssten weitergehende Untersuchungen (z.B. Analysen der Korngrößenverteilung, Menge und Art der Partikel am Ende der Leitung sowie Durchströmungsversuche mit Sandsteinbohrkernen im Labor) durchgeführt werden, um die genauen Ursachen zu klären und die Filter dimensionieren zu können. Bisher ist lediglich bekannt, dass das Thermalwasser am Entgaser 9,3 mg/l Suspensionsfracht enthält (Tabelle 2). Es ist jedoch noch unbekannt, um welche Partikel es sich dabei handelt, wie viele Korrosionsprodukte aus den Metallleitungen und (sich im Thermalwasserstrom bildende) Karbonat-Kristallite etc. hinzukommen und wie feinkörnig diese Partikel sind. Aufgrund des relativ gering korrosiven Thermalwassers können die Filter in kostengünstigem Schwarzstahl ausgeführt sein, wodurch sich der Preis bei etwa 40.000 Euro pro Stück bewegen dürfte (Auskunft gec-co).

Variante 1b: Reinjektion mit Inhibitor plus großer Wärmetauscher

Zusätzlich zur Reinjektion empfiehlt sich der Einsatz eines Inhibitors (Abbildung 24), um Karbonatablagerungen erst gar nicht entstehen zu lassen. Dadurch würde – wie auch bei konsequenter Druckhaltung (Variante 1a) – u.a. der regelmäßige Austausch der zugesetzten Thermalwasserrohre entfallen. Beim Einsatz eines Inhibitors kann die Druckhaltung (Variante 1a) entsprechend reduziert werden.

Als Inhibitor hat sich in Versuchen an den Bohrungen 4632 und 4636 Natrium-Tripolyphosphat in einer Dosierung von 5 mg/l als geeignet herausgestellt (Sebeşan et al. 2005). Die entsprechenden früheren Untersuchungen an den Ablagerungen der Bohrungen 4632 und 4636 sowie die zugehörige Thermalwasserchemie ist in Tabelle 6 dargestellt.



Da die anorganischen Polyphosphate die Wasserqualität beinträchtigen, wurden umweltverträglichere Inhibitoren (organische Phosphonate und organische Polyelektrolyte, z.B. Amjad & Zuhl 2008) und entsprechende Mischungen davon entwickelt.

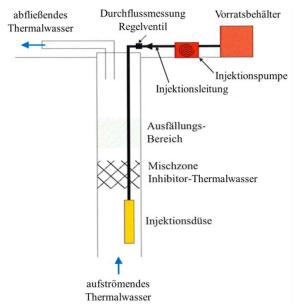


Abbildung 24: Schema einer Inhibitor-Zugabe (www.hydroisotop.de, modifiziert). Der Gasentlösungsdruck liegt zwischen 9 und 20 Atmosphären (bar) und der Ausfällungsbereich des Karbonats befindet sich in 50-70 m Tiefe.

Nach Auskunft der Hydroisotop GmbH könnte anstelle des zuvor in Lovrin verwendeten Polyphosphat-Inhibitors der vollständig biologisch abbaubare Inhibitor hydrIn 45-30 auf Basis organischer Polyelektrolyte in einer Konzentration von 10 mg/l eingesetzt werden. Dieser Inhibitor wird bereits erfolgreich seit einigen Jahren im Pannonichen Becken verwendet. Er wurde exklusiv für den umweltschonenden Einsatz entwickelt und kann bei Hydroisotop GmbH bezogen werden.

Beim vorliegenden Jahreswasserdurchsatz würde eine Menge von rund 2.500 kg pro Jahr benötigt werden. Die Lagerfähigkeit des Inhibitors beträgt etwa ein Jahr. Daher werden zum einen die kostengünstigere Großbestellung von 2.000 kg (2 mittelgroße Container à 1.000 kg für zusammen 6.800 Euro zzgl. MwSt; Auskunft Hydroisotop GmbH) und zum anderen deren trockene und frostfreie Lagerung im bestehenden Pumpen-Gebäude neben der Förderbohrung empfohlen. Da die Wirkung des Inhibitors von mehreren Faktoren abhängt, muss die exakte Dosierung noch im Feldversuch vor-Ort letztlich getestet werden. Die entsprechenden technischen Voraussetzungen liegen dazu bereits vor (vgl. Abbildung 25). Damit die homogene Verteilung des Inhibitors im Thermalwasserstrom gegeben ist bevor sich die Gasblasen bilden und es zur Ausfällung kommt, ist die Zugabe des Inhibitors 200-300 m unterhalb der Gasentlösungstiefe empfehlenswert.

2670

TDS

CO₂

(aggressive) CO₂(free)

2985



Tabelle 6: Chemische Zusammensetzung des Thermalwassers und der Ablagerungen der Bohrungen 4632 und 4636 (Sebeşan et al. 2005)

	4632	Deep water	Wellhead	After	4636	Deep water	Wellhead	After	Component	Well 4632	Well 4636
ı	4032	Deep water	water	degasing	4030	Deep water	water	degasing	CaO	51,95	52,18
	pН	7,5	8,1	8	pH	7,9	8	8	MgO	0,63	1,98
	Na	939	941	855,6	Na	850,9	946,7	98	SO_4	0,43	0,38
	Ca	9,5	14,95	19,5	Ca	28,4	26,6	25,6	SiO ₂	0,08	0,018
	Mg	4,2	5,1	5,9	Mg	2,9	5,7	9,5	Fe ₂ O ₃ +Al ₂ O ₃	4,3	1,81
	Cl	636	637	505	Cl	1055	1069	600,9	CaCO ₃	92,76	93,1
	SO_4	7,01	14,2	26,9	SO_4	15,15	8,2	16,5	MgCO ₃	1,32	4,16
	HCO ₃	1429	1420	1440	HCO ₃	1169	1160	1248	CaSO ₄	0,47	0,41
	H_2S	1,94	1,04	1,54	H_2S	2,02	1,84	1,92		Scalos (Abl	agorupgo
Ī	Al ₂ O ₃	13	1,8	4,8	Al ₂ O ₃	8,71	8,9	16,3		Scales (Abl	agerunge

4116

0,15

50,2 2755

3120

SiO₂

CO₂

(aggressive)



Abbildung 25: Bereits installierte Vorrichtung zur Injektion des Inhibitors in die Förderbohrung 4607 in Lovrin.

5.2. Installation einer Wasseraufbereitungsanlage

Sollte nach eingehender Untersuchung und/oder der Installation des oben beschriebenen Filtersystems sowie einer Drucksäuerung der künftigen Reinjektionsbohrung (zur Entfernung bereits den Reservoirbereich verstopfender Partikel) es dennoch nicht möglich sein, eine Reinjektion mit moderaten Injektionsdrücken umzusetzen, kommt als Variante 2 eine Thermalwasser-Aufbereitung in Frage.



Variante 2a: Aufbereitungsanlage an der Bohrung (vor Entgaser)

Ziel der Aufbereitungsanlage wäre die Wasserenthärtung zur Verhinderung von Ausfällungen sowie die Entsalzung und die Verringerung schädlicher Inhaltsstoffe/Bedingungen, da fünf Parameter identifiziert wurden welche über dem Grenzwert zur Einleitung in die Umwelt liegen (NTPA 001, vgl. auch Tabelle 3). Dies sind Temperatur, Gesamtlösungsinhalt (TDS), Chlorid (Cl $^{-}$), Ammonium (NH $_{4}^{+}$) und Phenole (C $_{6}$ H $_{5}$ OH; leichtflüchtige organische Verbindungen, welche zusammen mit dem Wasserdampf in die Atemluft geraten).

Darüber hinaus liegt die Konzentration von Bor (B) über dem zulässigen Trinkwasser-Grenzwert der WHO (vgl. Tabelle 3). Eine zu hohe Boraufnahme ist giftig und äußert sich durch Kopfschmerzen, Erbrechen oder Nierenschäden. Im Tierversuch an Mäusen, Ratten und Hunden hat sich darüber hinaus gezeigt, dass zu viel Bor die Hoden schädigt (WHO 2017). Auch die meisten (Nutz-) Pflanzenarten zeigen eine toxische Wirkung auf erhöhte Borkonzentrationen (Ozturk et al. 2010).

Bei einer eingehenden Recherche zeigte sich jedoch, dass eine klassische Enthärtung (welche auch benötigt wird, um die Entsalzungsanlage nicht durch Kalkablagerungen zu schädigen) bei den hohen Thermalwasser-Temperaturen nicht möglich ist und eine Entsalzung zur Reduktion der Lösungsfracht einen zu hohen Energie- und Materialeinsatz erfordert, d.h. sehr teuer ist (u.a. Sommariva 2010, 2017). Günstigere Alternativverfahren stehen nicht für die vergleichsweise hohe Fließrate und/oder Temperatur und/oder Salzgehalt zur Verfügung (Bundschuh & Tomaszewska 2018).

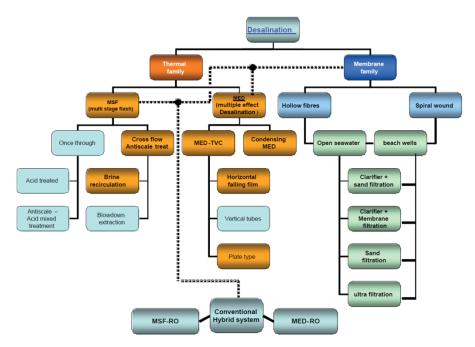


Abbildung 26: Verfahren zur Entsalzung der beiden Hauptkategorien (thermisch und mittels Membran), wie sie bei der Meerwasserentsalzung zum Einsatz kommen (Sommariva 2010, 2017). Die fett gedruckten Verfahren sind die technologisch fortschrittlichsten.

Prinzipiell sind auch die (in Abbildung 26 nicht enthaltenen) Entsalzungsverfahren, welche auf Ionentauscher-Harzen beruhen, bei der hohen Temperatur des Thermalwassers in Lovrin nicht einsetzbar. Beim Ionentausch kommt hinzu, dass unerwünschte Stoffe nur durch weniger schädliche ersetzt werden. Zumeist sind die Ionentauscher mit Chlorid beladen, welches dann die im



vorliegenden Fall ohnehin schon überhöhte Chlorid-Konzentration im Thermalwasser weiter ansteigen ließen.

Der Hauptgrund, welcher gegen Entsalzung spricht, liegt jedoch in der Verlagerung des Entsorgungsproblems, da die mit Schadstoffen hoch angereicherte Regenerierlösung (beim Ionentauscher) bzw. das anfallende Konzentrat nur auf eine Sondermülldeponie zur sicheren Endlagerung verbracht werden kann. Nutzt man die thermische Energie des Thermalwassers, um das Konzentrat vollständig einzudampfen (Reduktion der Sondermüllmenge), steht diese Energie nicht mehr zur Gebäudeheizung zur Verfügung.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass diese Variante die geringste Aussicht auf nachhaltigen Erfolg bei der Umsetzung hätte und daher nicht empfohlen werden kann.

Variante 2b: Aufbereitungsanlage für Bor vor dem Thermalbad + Wärmetauscher

Die einzige halbwegs sinnvolle Installation einer Aufbereitungsanlage könnte zur Reduktion des Bor-Gehalts im Thermalwasser dienen. Dazu wäre der ideale Standort vor dem Thermalbad, sodass sowohl die Badegäste, als auch bei der anschließenden Einleitung die Flora und Fauna, unbeeinflusst blieben. Dieser Standort hätte zudem den Vorteil, dass die Thermalwassertemperatur mittels eines Wärmetauschers gesenkt werden könnte, um auch Ionentauscher einsetzen zu können.

Eine umfassende Studie zum Thema Entfernung von Bor aus Thermalwasser mit Diskussion der verschiedenen Verfahren ist in Kabay et al. (2018) gegeben. Dabei hat sich der Bor-selektive lonentauscher als bestes Abtrennverfahren herausgestellt. Prinzipiell würde die Anlage in der Dimensionierung zwischen den Varianten a und b in Abbildung 27 liegen. Das Kunstharz befindet sich in zwei isolierten Edelstahlbehältern, sodass die Temperatur beim Durchfluss praktisch konstant bleibt und somit im Sommer ein Wärmetauscher zum Einsatz kommen muss. Auf die Zunahme des ohnehin schon überhöhten Chlorid-Gehalts und die erforderliche fachgerechte Entsorgung der Regenerierlösung wurde oben bereits hingewiesen. Die Antwort auf die Anfrage zur Auslegung und dem Preis einer entsprechenden Anlage bei der Hydroisotop GmbH hat jedoch ergeben, dass aufgrund des hohen Chlorid-Gehalts des Thermalwassers der Ionentausch ohne zusätzliche Umkehrosmose nicht möglich ist, wodurch auch diese Untervariante verworfen werden muss.





Abbildung 27: Filtersysteme ausgelegt auf unterschiedliche Fließraten (a) 1 l/s (b) 50 l/s (www.hydroisotop.de). Bei einer Fließrate in Lovrin von 10 l/s läge die Dimensionierung des Filtersystems dazwischen.



Die Temperatur des Thermalwassers müsste im Sommer nach der Nutzung im Thermalbad mittels eines kleinen Wärmetauschers gesenkt werden, welcher 0,7 MW thermische Leistung abführen kann, um die erforderliche Temperatur von 35 °C für die Einleitung in natürliche Gewässer zu erreichen (NTPA 001). Die Wärme könnte z.B. für Trocknungsprozesse landwirtschaftlicher Produkte mit Erntesaison im Sommer verwendet werden (Abbildung 28) oder im örtlichen Thermalbad für zusätzliche Anwendungen (z.B. Bio-Sauna) genutzt werden.

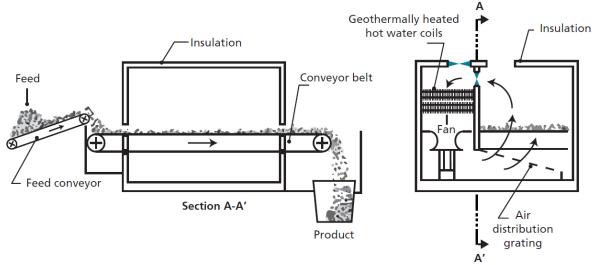


Abbildung 28: Geothermische Trocknung von landwirtschaftlichen Produkten (Van Nguyen et al. 2015).

5.3. Bau einer Kanalisation + Wärmetauscher zur Temperaturreduktion

Sollte die Reinjektion des Thermalwassers (vgl. Kapitel 5.1) nicht möglich sein, wäre der Bau einer Kanalisation in der Gemeinde Lovrin eine weitere Möglichkeit, die ökologische Gesamtbilanz des Systems zu verbessern. Neben den allgemeinen Vorteilen bei der Abwasserentsorgung hätte der Bau einer Kanalisation den Vorteil, dass der Aufwand für die Entfernung der Schadstoffe aus dem Thermalwasser entfällt, da in diesem Fall lediglich die Vorgaben der NTPA 002 zu beachten sind. Außerdem entfällt im Vergleich zur Variante 2 (Kapitel 5.2) die Lagerung der Regenerierlösung auf einer Sondermülldeponie.

Lediglich die Temperatur des Thermalwassers müsste analog zur Variante 2b im Sommer mittels eines kleinen Wärmetauschers gesenkt werden, welcher 0,6 MW thermische Leistung abführen kann, um die erforderliche Temperatur von 40 °C für die Einleitung in die Kanalisation zu erreichen (NTPA 002). Die Wärme könnte z.B. für Trocknungsprozesse landwirtschaftlicher Produkte mit Erntesaison im Sommer verwendet werden (Abbildung 28) oder im örtlichen Thermalbad für zusätzliche Anwendungen (z.B. Bio-Sauna) genutzt werden.

Die Kosten für den Bau der Kanalisation in Lovrin belaufen sich auf rund 2.500.000 Euro (J. Gerbl / Weber Romania S.R.L.). Die Kosten für einen kleinen Wärmetauscher betragen etwa 10.000 Euro (gec-co GmbH).



5.4. Verdünnung

Um von der Thermalwassertemperatur 62 °C (gemessen am 22.05.2019 an der Einleitungsstelle in den Entwässerungsgraben, vgl. Kapitel 3.3) auf eine Einleitungstemperatur von 35 °C gemäß den Vorgaben der NTPA 001/2002 zu kommen, ist bei einer durchschnittlichen Grundwassertemperatur von 12 °C (Sarbu & Sebarchievici 2016) und einer maximalen Fließrate des Thermalwassers im Sommer von 6 l/s eine Zugabe von 7 l/s an Grundwasser nötig. Im Winter liegt die Einleitungstemperatur aufgrund der Wärmenutzung zu Heizzwecken mit gut 30 °C unter dem Grenzwert.

Um die 7 l/s an Grundwasser bereitzustellen, wären zwei ca. 20 m tiefe Brunnen notwendig, wenn man die von Lazăr et al. (2014) modellierte Ergiebigkeit des oberflächennahen Grundwasserleiters heranzieht. Zur Sicherheit (Redundanz) sind drei Brunnen nahe am Thermalbad zu empfehlen. Die Kosten für diese Maßnahme betragen rund 150.000 Euro (J. Gerbl / Weber Romania S.R.L.). Pumpversuche müssen die Ergiebigkeit der Einzelbrunnen und eine hydraulische Modellierung das regional integrierte Wasserressourcenmanagement (IWRM) klären.

Durch die Verdünnung wären auch die Schadstoffe Chlorid und der damit zusammenhängende Salzgehalt im Sommer unterhalb der Grenzwerte. Nur Ammonium ließe sich mit dieser Maßnahme nicht wirklich senken, da das oberflächennahe Grundwasser schon überhöhte Werte aufweist (Radu et al. 2010). Aus diesem Grund ist der Bau einer Kanalisation (Kapitel 5.3) der effektivste Weg, sämtliche Grenzwerte zu unterschreiten, sofern keine Reinjektion des Thermalwassers möglich ist.

5.5. Zusatz: Abtrennung von Methangas und Verbrennung in einem BHKW

Als sinnvolle Ergänzung zu allen Varianten ist eine Abtrennung des mit dem Thermalwasser geförderten Methangases an der Bohrung zu betrachten, welches aktuell im Entgaser in die Atmosphäre freigesetzt wird. Das Methangas könnte (analog zu Deponiegas) mit einem Spezialmotor zur Energieberitstellung verbrannt werden (vgl. Abbildung 29). Zur Verbrennung des abgetrennten Methans könnte beispielsweise ein kleines Blockheizkraftwerk (BHKW) der Firma TEDOM a.s. (Třebíč, Tschechische Republik; https://www.tedom.com/de/) verwendet werden, welche schon Referenzen in Rumänien vorweisen können (Ploiesti- und Arad-Deponie: jeweils Cento 2x T160 SP CON installiert im Jahre 2013 und 2011).

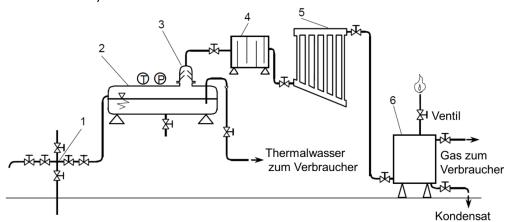


Abbildung 29: Schematische Darstellung einer Methangasabscheidung. 1 = Bohrkopf; 2 = Entgaser; 3 = Kuppel mit Hinderniskörpern; 4 = Tröpfchenabscheider; 5 = Kühler; 6 = Gasdruckbehälter (Antics & Rosca 2005, modifiziert)



Eine Anlage zur Gasabtrennung wurde bereits in Cozia (im Olt-Tal in den Südkarpaten gelegen) installiert (vgl. Abbildung 30). Die Grundlagen dazu wurden im Projekt "Energie aus Thermalwasser und abgetrennten brennbaren Gasen" im Rahmen von "INCO-COPERNICUS - EU fördert FTE-Kooperation mit Mittel- und Osteuropa" erarbeitet (Rosca 2007).

Wenn die Gaszusammensetzung ähnlich der von Calimanesti-Caciulata ist (80 % CH₄, 15 % N₂, 1 % CO₂; Antics & Rosca 2005), kann von einem Mindestheizwert von 28,8 kJ/Nm³ ausgegangen werden. Auch in Cozia beträgt der Methananteil rund 80 % (79,5 % CH₄, 14,7 % N₂, 1,0 % CO₂) und damit der Mindestheizwert 28,8 kJ/Nm³ (Rosca 2007). Es ist jedoch ist anzunehmen, dass die Methangehalte in Lovrin eher über 90 % liegen (Mrazovac & Basic 2009) und durch eine Geomix-Apparatur auch noch das im Wasser gelöste Methan genutzt werden kann (Abbildung 30). Diese Maßnahme dient außerdem dazu, die Explosionsgefahr bei der weiteren Verwendung des Thermalwassers zu mindern (Mrazovac & Basic 2009).



Abbildung 30: Auf den Entgaser montierte Anlage zur Methanabscheidung in Cozia (Rosca 2007)

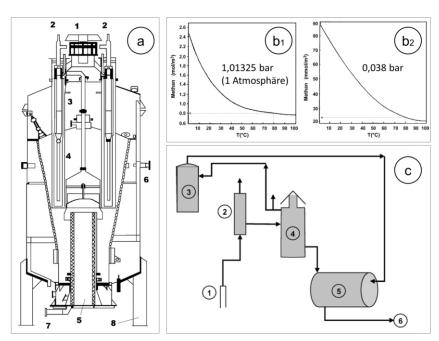


Abbildung 31: Geomix-Apparatur zur Entgasung des Thermalwassers (Mrazovac & Basic 2009). (a) Geomix Schemazeichnung: 1 = Ventil, 2 = Lufteinblasdüsen, 3 = Gaskammer, 4 = Wasserkammer, 5 = Gasbrenner, 6 = Wasserablauf, 7 = Wasserzulauf, 8 = Gestell; (b) Wirkprinzip mittels Unterdruck; (c) Komponenten: 1 = Bohrkopf, 2 = primärer Separator (die freie Gasphase wird bei 1 Atmosphäre abgetrennt und das Wasser mit den in unserem Fall rund 800 mmol/m³ an gelöstem Methan in den Geomix geleitet, 3 = Kammer für das durch zusätzliche Entgasung abgetrennte Gas, 4 = Geomix, welcher z.B. bei einem Unterdruck von 0,038 bar zur weiteren Methanabtrennung betrieben wird, 5 = Tank für das im Geomix behandelte nur noch in unbedenklicher Konzentration unter 30 mmol/m³ Methan enthaltende Wasser (kann durch Methan-Verbrennung erhitzt werden), 6 = Gasleitung zum Verbraucher für das abgetrennte Methan.



Für die Geomix-Anlage konnte im Rahmen dieser Studie kein Preis ermittelt werden, da die Anfrage an den korrespondierenden Autor bis dato unbeantwortet blieb.

Bei der konventionellen Methanabscheidung kann bei der direkten Verbrennung des Gases mit einer thermischen Leistung von maximal 350 kW gerechnet und bei einem Wirkungsgrad von 25 bis 40 % beim Einsatz eines kleinen BHKW von 88 bis 140 kW_{el} ausgegangen werden (Auskunft gec-co). Diese zusätzlich bei der Thermalwasserförderung anfallende Energiequelle sollte auf jeden Fall unabhängig von der Wahl der Geothermie-Variante (Kapitel 5.1-5.4) genutzt werden. Dafür eignet sich z.B. ein FLEXI 130 der TEDOM SCHNELL GmbH mit einer elektrischen Leistung von 104 kW.

6. Handlungsempfehlungen für künftige Nutzungskonzepte

Zusammenfassend kann man festhalten, dass die Variante 1 (= Reinjektion mit Trennung von Thermalwasser- und Heizkreislauf, vgl. Kapitel 5.1), am besten kombiniert mit einer Inhibition zwar relativ kostenintensiv, aber auch am besten für einen nachhaltigen Betrieb ist.

Bei erfolgreicher Reinjektion können zum einen die Kosten und den Aufwand für eine Wasseraufbereitung (Variante 2-4) eingespart und zum anderen das Reservoir längerfristig – auch bei
erhöhter Thermalwasserförderung – nachhaltig bewirtschaftet werden. Dies ist insbesondere für
künftige Nutzungskonzepte wie einen gemeinsamen Fernwärmebetrieb der Gemeinden Lovrin und
Gottlob und/oder einer Wärmeversorgung von Gewächshäusern aus Geothermie von besonderer
Bedeutung, da in diesem Fall weitere (aktuell nicht in Betrieb befindliche) Bohrungen wieder genutzt
werden müssten. Nur durch eine Reinjektion kann die Wasserbilanz im Untergrund ausgeglichen und
ein Rückgang der Förderraten verhindert werden. Handlungsempfehlungen für Untersuchungen zur
Vorbereitung einer Thermalwasser-Reinjektion sind in Kapitel 5.1 gegeben.

Bei einer Entscheidung gegen die Reinjektion stellt die Verdünnung mit Grundwasser oder der Bau einer Kanalisation sicher, dass zumindest die Umweltauswirkungen bei der Einleitung in den Entwässerungsgraben weiter reduziert werden bzw. nicht mehr vorhanden sind und bestehende Vorschriften (NTPA 001/002) eingehalten werden.

Als unabdingbar für die Auslegung des Thermalwasserkreislaufs und dessen nachhaltigen Betrieb wird das hydrologische Gutachten erachtet, welches die vorigen Ergebnisse diskutiert (siehe z.B. Abbildung 32; Tabelle 7) und neue Testarbeiten zur Ermittlung des Ist-Zustandes beinhaltet (wichtig dabei wären Durchfluss-, Interferenz- und Tracer-Tests, um das Reservoir zu charakterisieren).

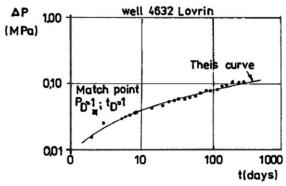


Abbildung 32: Ergebnisse des hydraulischen Tests der Bohrung 4632, welche als Reinjektionsbohrung genutzt werden könnte (Plavită & Cohut 1990).



Tabelle 7: Ergebnisse der Interferenztests unter Einbezug der Förderbohrung 4607 (Plavită & Cohut 1990). Bei Verwendung von Bohrung 4632 zur Reinjektion kann von einer Transmissivität von 72,5 Darcy-Meter ausgegangen werden.

a r e a	a u f.	obs. well	production well	rate	dist.	Δp	time	Pη=1 Δp	point tn=1 t	kh	øch
	2.			L/s	Km	MPa.	days	MPa	days	⊥)•ω:	m/Pa
	međ.	1544	4607 4636 4632	± 9.0 + 9.0 +14.0	0.675	0.018 0.041 0.092	17	0.023 0.024 0.052	1.8 1.4 0.6	23.0 22.1 15.8	1.79 x 10-8 1.65 x 10-8 1.44 x 10-8
I, 0 1,		1543	4632+4636 4607 1544+4636 1636+4632	+20.0 -10.0 -20.0 +20.0	0.525 1.875 1.450	0.153 0.017 0.084 0.055	127 15 15e	0.062	2.3 7.0 15.0 2.7	18.4 24.5 23.6 26.2	3.72 x 1c_8 1.18 x 1c_8 4.68 x 1c_8 8.45 x 1c_7
R		1538	1544+4636	-20.0	1.500	0.030	175	0.044	115.0	25.8	3.32 x 10
Ŋ		4632 4636 1535	4636+4632 1607 1514+4636 4607 4632 4607 1514+4636	+20.0 -8.0 †20.0 -10.0 +14.0 -10.0 +20.0	0.750 0.450 0.375 0.475 1.500	0.036 0.000 0.101 0.056 0.028	14 185 12 12	0.046 0.065 0.046 0.012 0.030	1.0 3.0 1.6 0.5 5.5 7.5	25.6 72.5 29.4 12.8 71.7 19.6 19.6	3.30 x 10-8 5.94 x 10-8 1.05 x 10-8 3.54 x 10-8 1.16 x 10-8 2.29 x 10-8

Als sinnvolle Ergänzung (oder als Einzelmaßnahme vorab umgesetzt) kommt die Abtrennung der brennbaren Gase in Frage. Durch die Verbrennung des Methans lässt sich Energie gewinnen, welche bislang ungenutzt bleibt. Die Verbrennung der Kohlenwasserstoffe kommt auch den Besuchern des Thermalbades zu Gute (nur noch geringe Phenolbelastung).

7. Generalisierung der Ergebnisse

Die Erkenntnisse und darauf aufbauenden Lösungskonzepte der vorliegenden Studie können auf alle Gemeinden in der Umgebung übertragen werden.

Bei der Übertragung des Konzepts müssen lediglich die etwas variierenden Rahmenbedingungen beachtet werden, insbesondere (i) die Tiefe der Basis des Aquifers, (ii) dessen Mächtigkeit und (iii) Permeabilität bzw. Transmissivität, (iv) der Druckwasserspiegel, (v) der maximale artesische Auslauf, (vi) die Temperatur sowie (vii) der Salzgehalt (siehe auch Abbildung 33).



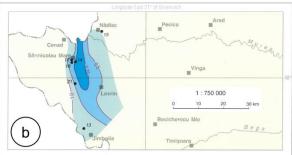


Abbildung 33: Charakteristika des pannonischen Aquifers in der Umgebung von Lovrin (Panu et al. 2002). (a) Temperatur in °C (rot) und Salzgehalt in g/l (grün) (b) Druckwasserspiegel in bar (violett) und maximale artesische Fließrate der Bohrung in l/s (schwarz).

Auch gilt es, die in anderen Projekten gewonnenen praktischen Erkenntnisse und umgesetzten Systemoptimierungen zu berücksichtigen. Dies sind insbesondere die beiden von GEF geförderten Foradex-Projekte (i) in Lovrin zur Optimierung des Fern- bzw. Nahwärmesystems und (ii) in Sânnicolao Mare zum Einbau einer Gestängepumpe, um die Wasserproduktion zu erhöhen, zur



Instandsetzung und Erweiterung des Fern- bzw. Nahwärmesystems auf Geothermiebasis (mit einem gasbetriebenen Spitzenlastkessel) sowie die Bohrloch-Reinigung und den Neustart der geothermischen Produktion für Zoppas Industries (Antal & Rosca 2008).

In Sânnicolao Mare liegen exakt vergleichbare Bedingungen wie in Lovrin vor, um dort das erarbeitete Konzept zu duplizieren. Es gilt bei der Übertragung zu beachten, dass von Lovrin Richtung Timişoara (= Gegenrichtung zu Sânnicolao Mare) die Bohrungen nicht mehr frei auslaufen und somit eine Thermalwasserpumpe in der Bohrung auf jeden Fall benötigt wird. Letzteres stellt auch den Normalfall dar, da artesische bzw. semi-artesische Verhältnisse vergleichsweise selten angetroffen werden. Auch aus diesem Grund berücksichtigt das oben vorgestellte Konzept auch die häufigere Variante, welche auch Vorteile bei freiem Ausfluss hat.

Unmittelbar übertragbar ist das Konzept jedoch nicht nur auf Projekte im östlichsten Zipfel von Rumänien, welcher in Abbildung 33 dargestellt ist, sondern sowohl in nordwestlicher Fortsetzung nach Ungarn (Makó-Trog) als auch in südöstlicher Richtung nach Serbien (Srpska-Crnja-Trog), da es sich geologisch um die gleiche Trogstruktur handelt (Abbildung 2).

Darüber hinaus kann das Konzept mit lokalen Anpassungen im gesamten Pannonischen Becken umgesetzt werden, um eine nachhaltige Bereitstellung geothermischer Energie zu ermöglichen.

Literatur

- Amjad Z. & Zuhl R.W. (2008): Heat Treatment of Synthetic Polymers as CaCO₃ Inhibitors Part I. Materials Performance, February 2008, 46-48.
- Antal C. & Rosca M. (2008): Current Status of Geothermal Development in Romania. United Nations University Geothermal Training Programme, 30th Anniversary Workshop, August 26-27, 2008, 8 p.
- Antics M. & Rosca M. (2005): The Calimanesti-Caciulata Spa, Romania. Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 7 pages.
- Antics M. (2003): Simulation of Geothermal Reinjection Processes. Paper presented at EGC 2003, Szeged, Hungary, 26-29 May 2003, 8 pages.
- Balázs A., Matenco L., Magyar I., Horváth F. & Cloetingh S. (2016): The link between tectonics and sedimentation in back-arc basins: New genetic constraints from the analysis of the Pannonian Basin. Tectonics 35(6): 1526-1559.
- Bendea C. & Rosca M. (1999): Industrial uses of geothermal energy in Romania. Geothermal Resources Council Transactions, October 17-20, 1999 (Reno, NE, U.S.A.), Vol. 23: 107-109.
- Bendea C., Antal C. & Rosca M. (2015): Geothermal Energy in Romania: Country Update 2010-2014. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, 9 pages.
- Bogdan H.-V., Covaciu-Marcov S.-D., Antal C., Cicort-Lucaciu A.-Ş. & Sas I. (2011): New Cases of Winter-Active Amphibians in the Thermal Waters of Banat, Romania. Arch. Biol. Sci., Belgrade, 63(4): 1219-1224.
- Bundschuh J. & Tomaszewska B. (2018 Eds.): Geothermal Water Management. 402 pages, CRC Press/Balkema.
- Dejan R. & Ljupko R. (2016): Synrift and Postrift Miocene Sediments of Northern Banat, Serbia. Underground Mining Engineering 28: 39-60.



- gec-co Global Engineering & Consulting-Company GmbH (2017): Entwicklung eines untertägigen Druckhalteventils für den Thermalwasserkreislauf zur Vermeidung oder Verminderung von Ausgasungen und Ablagerungen. Schlussbericht F&E-Projekt "Druckhalteventil", Förderkennzeichen 0325198A, 39 Seiten.
- Gilau L., Stanasel O., Gilau D., Antonescu A., Bogdan N., Codreanu I., Dobjanschi L. & Farcas M. (2003): Chemical Caracterization of Geothermal Waters From West Field of Romania. VI. Geothermal Waters Form South Zone of Field. Proceedings, 28th Stanford Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 27-29, 2003, 5 pages.
- Huenges E. & Erbas K. (1999): Energetische Nutzung von hydrothermalen Ressourcen. In: Thorweihe U. (Hrsg.): Forschungspolitische Dialoge in Berlin Geowissenschaft und Geotechnik, GEOSYS, Technische Universität Berlin, 64-75.
- Kabay N., Sözal P.Y., Yavuz E. Yüksel M. & Yüksel Ü. (2018): Treatment of geothermal waters for industrial and agricultural purposes. In: J. Bundschuh & B. Tomaszewska (Eds.): Geothermal Water Management. Chapter 6: 113-133.
- Lazăr G., Ghitescu M.-A., Popescu-Busan A.-I., Constantin A.T. & Nicoară Ş.-V. (2014): Specific hydraulics related to a groundwater catchment. Buletinul Ştiinţific al Universităţii POLITEHNICA Timişoara, Seria HIDROTEHNICA, TRANSACTIONS on HYDROTECHNICS, Vol. 59(73) Issue 2: 19-24.
- Lenkey L., Dövényi P., Horváth F. & Cloetingh S.A.P.L. (2002): Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics. EGU Stephan Mueller Special Publication Series 3: 29-40.
- Mitrofan H. & Şerbu V. (1997): Optimization of exploitation of geothermal reservoirs in the Pannonian Basin, Romania. Chapter 16 In: M. Albu, D. Banks & H. Nash (eds.): Mineral and Thermal Groundwater Resources. Pages 389-405, Chapman & Hall, London, ISBN 041261040 X.
- Mrazovac S. & Basic D. (2009): Methane-rich geothermal waters in the Pannonian Basin of Vojvodina (northern Serbia). Geothermics 38: 303-312.
- Ozturk M., Sakcali S., Gucel S. & Tombuloglu H. (2010): Boron and Plants. In: Ashraf et al. (eds.): Plant Adaptation and Phytoremediation. Chapter 13: 275-311, Springer Science+Business Media B.V.
- Pająk L. & Tomaszewska B. (2018): Reinjection of cooled water back into a reservoir. In: J. Bundschuh & B. Tomaszewska (Eds.): Geothermal Water Management. Chapter 2: 31-39.
- Panu D., Mitrofan H., Codrescu L., Militaru O., Preda M., Radu C., Stoia M. & Serban F. (2002): Romania. In: S. Hurter & R. Haenel (eds.): Atlas of Geothermal Resources in Europe. Page 50-51 and Plate 61-63.
- Plavită R. & Cohut I. (1990): Interference Tests in the Western Plain of Romania. Geothermal Resources Council TRANSACTIONS 14(II): 953-958.
- Radu E., Balaet R., Vliegenthart F. & Schipper P. (2010): Derivation of Threshold Values for Groundwater in Romania, in order to Distinguish Point & Diffuse Pollution from Natural Background Levels. Environ. Eng. Res. 15(2): 085-091.
- Rosca M. (2007): Geothermal Energy Use in Romania. RENEXPO 1st International Conference, 20 April 2007, Budapest, Hungary (oral presentation).
- Rotár-Szalkai Á., Maros G., Bereczki L., Markos G., Babinszki E., Zilahi-Sebess L., Gulyás Á., Kun É., Szőcs T., Kerékgyártó T., Nádor A., Ádám L., Rman N., Rajver D., Lapanje A., Šram D., Marković T., Vranješ A., Fărnoaga R., Baltres A., Cociuba I., Olah Ş., Samardžić N., Hrvatović H., Skopljak F. & Jolović B. (2018): D.5.1.1. Identification, ranking and characterization of potential geothermal



- reservoirs. Interreg Danube Transnational Programme DARLINGe Danube Region Leading Geothermal Energy, Report, 90 pages.
- Sarbu I. & Sebarchievici C. (2016): Using Ground-Source Heat Pump Systems for Heating/Cooling of Buildings. Chapter 1: 1-36, INTECH Open Science, http://dx.doi.org/10.5772/61372.
- Sebeşan M., Stănăşel O. & Iovi A. (2005): Scale Prevention with Sodium Tripolyphosphate as Inhibitor. Chem. Bull. "POLITEHNICA" Univ. (Timişoara) Volume 50(64), Issue 1-2: 80-82.
- Sommariva C. (2010): Desalination and advanced water treatment: Economics and Financing. Hopkinton: Miriam Balaban Desalination Publications, First edition, 168 pages.
- Sommariva C. (2017): State of the Art and Future Applications of Desalination Technologies in the Middle East. In: S. Murad et al. (Eds.): Water, Energy & Food Sustainability in the Middle East. Springer International Publishing AG, 107-124.
- Tanase I.E. (2016): Geothermal Reinjection in Sedimentary Basins. UNU-GTP Report 39(2016): 847-874.
- Ungemach P. (2003): Reinjection of cooled geothermal brines into sandstone reservoirs. Geothermics 32: 743-761.
- Van Nguyen M., Arason S., Gissurarson M. & Pálsson P.G. (2015): Uses of geothermal energy in food and agriculture. Rome, FAO, 52 pages.
- WHO (2017): Guidelines for drinking-water quality: fourth edition incorporating the first addendum. 541 pages.