

Das **GeoTHERM Journal** ist eine von Experten begutachtete Zeitschrift, die der Veröffentlichung von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praxistauglichen Beispielen der Erkundung und Nutzung von geothermischer Energie gewidmet ist. Der Leitgedanke entspricht dem Motto der GeoTHERM -expo & congress, der jährlich stattfindenden Ausstellung und Kongress in Offenburg, die Oberflächennahe und Tiefe Geothermie in allen Facetten darzustellen, die Potenziale und Vor- und Nachteile zu kommunizieren und eine Plattform zum Wissens- und Erfahrungsaustausch zu bieten.

GeoTHERM-Journal, Band 2 (2024)

Publiziert: 30.12.2024
Autoren: Referentinnen und Referenten des jährlichen GeoTHERM-Kongresses in Offenburg, Deutschland
Herausgeber: Doherr, D. (Steinbeis-Transferzentrum IT, Schutterwald)
Thieme, F. (Messe Offenburg-Ortenau, Offenburg)
Journal-Plattform: Open Journal System PKP (Public Knowledge Project)
Webadresse: <https://geotherm-journal.com>

GeoTHERM-Journal © 2024 by [Detlev Doherr & Frank Thieme](#)
is licensed under [CC BY 4.0](#)



In dieser Ausgabe des GeoTHERM-Journals enthaltene Artikel:

Detlev Doherr; Frank Thieme: Editorial Note

Lars Kühl; Janine Teelen: Der Beitrag oberflächennaher Geothermie zur emissionsfreien Energieversorgung in Industrie und Gewerbe

Pejman Shoeibi Omrani; Ryvo Octaviano; Jonah Poort; Demetris Palochis; Leila Hashemi; Paul Egberts; Hadi Dashtaki Hesari:

Digital Twin of Geothermal Assets Assisting the Production and Operational Decisions

Detlef Klaus; Tina L. Rasmussen; Helle H. Midtgaard:

Das am häufigsten unterschätzte Schlüsselement für erfolgreiche Geothermieprojekte

Fabian Neth; Roland Königsdorff; Daniel Buchmiller; Matthias Finkenrath; Christian Pressa:

Modelling of seasonal borehole thermal energy storages and integration into a power plant simulation environment

Juan Atencia; Frank Corredor; Yuzhu Hu; Hans Sjerps; Xunlez Nuñez:

Real-time Electric Submersible Pump Machine Learning Diagnostics Enable Scale Detection and Power Optimization in Geothermal Applications

Davide Di Tommaso; Maciej Pawlowski:

Monitoring geothermal wells: from HT directional, pressure and temperature while drilling to advanced casing integrity services

John Clegg:

New Advances in High Temperature Electronics and Sensors for Geothermal Drilling

Editorial Note

Willkommen zur zweiten Ausgabe unseres „GeoTHERM-Journals“, das sich der Veröffentlichung hochwertiger wissenschaftlicher und technischer Beiträge aus dem Bereich der Geothermie widmet. Dieses frei zugängliche Journal basiert auf den Vorträgen, die im Rahmen der renommierten GeoTHERM-Konferenz in Offenburg präsentiert wurden. Sie bietet einen einzigartigen Einblick in die aktuellen Entwicklungen und Erkenntnisse, die dazu beitragen, die Potenziale der Geothermie zu erschließen und die Risiken bei ihrer Anwendung zu minimieren.

Die „GeoTHERM - expo & congress“ ist eine jährlich stattfindende Fachmesse mit begleitendem wissenschaftlichem Kongress, die die aktuellen Entwicklungen der Branche aufgreift und eine internationale Plattform schafft, die sich fachspezifisch und neutral mit den Möglichkeiten, Chancen und Risiken der Nutzung geothermischer Energie widmet. Damit besteht für Aussteller, Referenten und Besucher gleichermaßen die Möglichkeit, sich über neueste Entwicklungen zu informieren und sich im weltweiten Dialog auszutauschen.

Die in diesem Journal präsentierten Artikel basieren auf den Einreichungen, die in einem gewissenhaften Qualitätssicherungsprozess im

Rahmen eines Double Blind Verfahrens von externen Expertinnen und Experten des Editorial Boards ausgewählt und begutachtet wurden. Dieser Ansatz gewährleistet, dass die Beiträge objektiv bewertet wurden und höchsten wissenschaftlichen Standards entsprechen. Damit wollen wir sicherstellen, dass die veröffentlichten Arbeiten einen bedeutenden Beitrag zur Weiterentwicklung der Geothermie leisten und einen Meilenstein für die Verbreitung von Erkenntnissen im Bereich der geothermischen Exploration und Nutzung setzen können.

Der Open Access Ansatz ermöglicht es, die Erkenntnisse und Ergebnisse einem breiten Publikum frei zugänglich zu machen und den Austausch zwischen Wissenschaft, Industrie und Verwaltung zu fördern.

Ein besonderer Schwerpunkt dieses Journals liegt auf zukunftsweisenden Themen wie einer emissionsfreien Energieversorgung, dem Einsatz von Digitalen Zwillingen, innovativen Ansätzen zur thermalen Energiespeicherung, der Nutzung künstlicher Intelligenz zur Identifikation von Ablagerungen in Bohrlöchern, der Überwachung und dem Monitoring von Bohrungen sowie der Entwicklung und Anwendung von Bewertungskriterien für die Erkundung und Erschließung geothermischer Ressourcen.

Wir möchten allen Autorinnen und Autoren danken, die ihre Arbeiten bei unserem Journal eingereicht haben, sowie den Mitwirkenden des Editorial Board, die die Einreichungen gewissenhaft und nach dem Standard der „guten wissenschaftlichen Praxis“ begutachtet haben. Die Erstellung eines anspruchsvollen Journals kann nur gelingen, wenn die Lektoren und die Redaktion professionell und mit Sorgfalt arbeiten und sich mit ihrer Expertise und Zeit einbringen. Daher gilt unser besonderer Dank allen, die an der neuen Ausgabe des „GeoTHERM-Journals“ mitgewirkt haben.

Darüber hinaus möchten wir die Gelegenheit nutzen, den Organisatoren der „GeoTHERM expo & congress“ zu danken, die mit ihrer professionellen Arbeit die jährlich stattfindende Veranstaltung mit Ausstellung und Konferenz tragen und damit das „GeoTHERM-Journal“ als Plattform für den wissenschaftlichen Austausch erst möglich gemacht haben.

Wir hoffen, dass diese Ausgabe sowohl als Informationsquelle über geothermische Innovationen als auch als Inspiration für neue Ansätze und Kooperationen in der Geothermie dient. Lassen Sie uns gemeinsam an einer nachhaltigen und innovativen Zukunft arbeiten!

Herzliche Grüße

Ihre Herausgeber

Detlev Doherr und Frank Thieme

Prof. Dr. Detlev Doherr

Steinbeis-Transferzentrum IT

Mörikestr. 1

77746 Schutterwald

Frank Thieme

Messe Offenburg-Ortenau GmbH

Schutterwälderstr. 3

777656 Offenburg

Der Beitrag oberflächennaher Geothermie zur emissionsfreien Energieversorgung in Industrie und Gewerbe

Lars KÜHL, Janine TEELEN

Institut für energieoptimierte Systeme (EOS)

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften

38302 Wolfenbüttel

Burkhard SANNER, Erich MANDS

UBeG Dr. Erich Mands & Dipl.-Geol. Marc Sauer GbR, 35580 Wetzlar

Deutschland

ABSTRACT

Das Forschungsvorhaben „geo_base - Energetische und ökologische Optimierung von Betriebs- und Regelstrategien für komplexe Energieversorgungssysteme auf Basis oberflächennaher Geothermie im Gewerbe- und Nichtwohnbau“ (gefördert vom BMWK, Fkz 03ET1552A) wurde in Kooperation mit dem E.ON Energy Research Center des Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate (EBC) der RWTH Aachen sowie der UBeG Dr. Erich Mands & Dipl.-Geol. Marc Sauer GbR, Wetzlar, durchgeführt und im April 2023 abgeschlossen.

Vorgestellt wird das Teilvorhaben „Geothermie und Thermische Speicher in komplexen Energieversorgungssystemen für

Produktion und Gewerbe“ des Instituts für energieoptimierte Systeme (EOS) an der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften.

Übergeordnetes Ziel des Projektes war die Überwachung, Bewertung, Simulation und Optimierung der geothermischen Energienutzung für die Beheizung und Kühlung von Produktionsgebäuden und -prozessen. Eine Bewertung der Eignung verschiedener Speichertechnologien in komplexen Energiesystemen und deren Übertragbarkeit auf andere Standorte wurde vorgenommen. Die Evaluierung der Regeneration des Untergrundes erfolgte auf Basis einer Wärme- und Kältebilanzierung sowie mittels Simulationen.

Stichworte: Industrie, Gewerbe- und Nichtwohnbau, Energieversorgungssysteme, Energiebilanz, Simulationsmodelle, Betriebsoptimierung

UNTERSUCHTE LIEGENSCHAFTEN

Innerhalb des Forschungsvorhabens „geo_base“ wurden zwei Industriestandorte untersucht – einer davon mit geothermischer Energienutzung mittels Energiepfählen sowie als Referenz ein weiterer Standort mit Wasserspeichersystemen für Wärme und Kälte. Die Liegenschaften werden im Folgenden näher beschrieben.

Volkswagen AG, Emden

Das Werk der Volkswagen AG in Emden liegt direkt am Nordufer der Ems. Halle 18 wird für den Karosseriebau genutzt und umfasst eine Grundfläche von ca. 60.000 m². Die Halle ist auf etwa 5.000 Betonpfählen mit einer Länge mittleren Länge von 18 m gegründet. Ca. 3.350 der etwa 5.000 Gründungspfähle sind als Energiepfähle ausgeführt.

Die Anlagentechnik der Produktionshalle sorgt neben der Konditionierung des Hallenbereichs und des Bürotraktes auch für die Abfuhr der Abwärme aus den Robotern der Karosseriefertigung. Die Roboterabwärme wird zur Regeneration des Erdreichs oder zur Heizung genutzt. Die Energiepfähle sollen als

Erweiterung für die thermischen Speicher dienen und die saisonale Verschiebung der Wärme- und Kälteversorgung ermöglichen. Die Energiebereitstellung zur Heizung und Kühlung in den Hallenbereichen ist in vier gleiche Systeme mit jeweils einem zentralem Zortström-Verteiler bzw. -Speicher als hydraulische Weiche und je einer Wärmepumpe (1.430 kW Heizleistung) untergliedert. Die Wärmepumpen entnehmen den Speichern das Wasser auf niedrigem Temperaturniveau und heben die Temperatur auf die von den RLT-Anlagen benötigten 45 °C an. Die RLT-Anlagen sind mit einer Wärmerückgewinnung und Lufterhitzern ausgestattet und versorgen die Hallenbereiche mit auf Niedertemperaturniveau erwärmter Frischluft zur Beheizung. Die Abwärme der Roboter wird direkt in den Zortström-Speicher eingeleitet.



Abb. 1: Zortström-Verteiler, VW AG Emden

Der Speicher ist darauf ausgelegt, die unterschiedlich warmen Wassermengen zu schichten, sodass jede angeschlossene Anlage die benötigte Temperatur beziehen kann. Da alle wichtigen Anlagenkomponenten an den Speicher angeschlossen sind, ist der Speicher gleichzeitig als Sammler und Verteiler eingesetzt.

Die Energiepfähle dienen zum einen dazu, den Zortström-Speicher im Sommer zu kühlen und zum anderen dazu, ihn im Winter mit der eingespeicherten Wärme zu beladen. Die vier identisch aufgebauten Teilanlagen, die jeweils aus einer Wärmepumpe und einem Zortström-Verteiler bestehen, sind jeweils an ein Viertel des Energiepfahlfeldes und der Roboter angeschlossen.

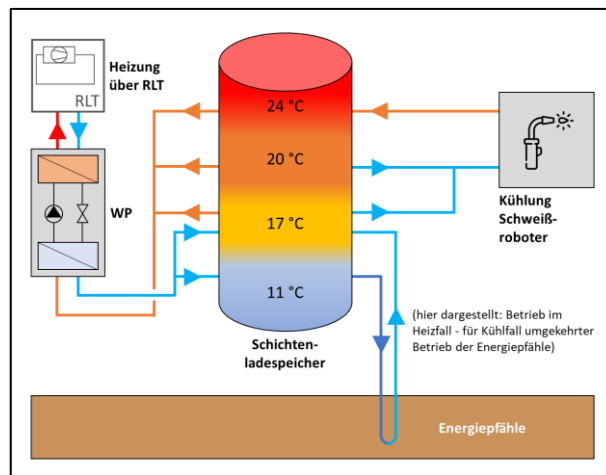


Abb. 2: schematische Darstellung Energieversorgungsschema, VW AG Emden

Das Kühlwasser für die Schweißroboter wird mit einer Kühlwassertemperatur von 17 °C bis 20 °C aus der zweiten und dritten Schicht von oben des in vier Schichten eingeteilten Zortström-Verteilers entnommen, von einem Beimischventil auf konstanten 20 °C gehalten und durch die Schweißprozesse auf 24 °C erwärmt. Das erwärmte Wasser wird in die oberste Schicht des Schichtenspeichers eingeleitet. Die RLT-Anlagen werden im Auslegungsfall mit einer Spreizung von 45/33 °C betrieben. Die Vorlauftemperatur ist dabei außentemperaturgeführt. Dazu entnimmt die Wärmepumpe das Wasser aus der ersten Schicht und kühlt dieses auf 11 °C ab (unterste Schicht). In den Phasen ohne Wärmebedarf wird die Abwärme der Roboter in das Geothermiefeld gespeichert. Für den Fall, dass die Kühlung nicht ausreicht, kann über die Wärmepumpen notgekühlt werden.

Ein großes Problem im Anlagebetrieb besteht darin, dass sich das Erdreich über die Betriebszeit seit der Errichtung des Gebäudes im Jahr 2014 soweit erwärmt hat, dass eine Überschreitung des maximal zulässigen Grenzwertes für das Erdreich in Höhe von 20 °C zu befürchten ist. Grund dafür sind in erster Linie die allgemein höheren Kühllasten aus der Fertigung. Da das Werk in den nächsten Jahren tiefgehend umgebaut werden soll, liegt das Augenmerk des Monitorings darauf, dieses Wärmepotenzial abzuschätzen und Strategien für eine Nutzung auf dem Gelände zu entwickeln.

Oeding print GmbH, Braunschweig

Der 2013 bezogene Neubau der Betriebsstätte der Druckerei oeding print GmbH liegt in Braunschweig-Rautheim. Schon in der Planungsphase standen Ausrichtung und Beschaffenheit der Gebäudehülle ebenso im Fokus, wie die optimal auf die Nutzung abgestimmte Anlagen- und Produktionstechnik.

Bei der Gebäudeplanung wurde besonderer Wert auf einen sehr weitreichenden winterlichen und sommerlichen Wärmeschutz gelegt. Die U-Werte unterschreiten die Anforderungen in der EnEV 2009 im Mittel um ca. 50 %. Das Energiekonzept des Gebäudes beinhaltet insbesondere einen Niedertemperaturspeicher (NT-Speicher) mit

einem erheblichen Volumen von 100 m³, dessen Nutzung zur Kühlung und Heizung im Rahmen des Projektes untersucht wird.

Die Wärmebereitstellung erfolgt durch den Einsatz einer Kraft-Wärme-Kopplung in Form eines Blockheizkraftwerkes (BHKW, 40 kW_{th} / 20 kW_{el}). Eine 222 kW_p Photovoltaikanlage (PV-Anlage) liefert zusätzlich Strom für den Gebäude- und Anlagenbetrieb. Überschüssiger Strom wird in das Netz eingespeist und bilanziell verrechnet. Die Wärme- und Kältebereitstellung innerhalb des Gebäudes erfolgt über Split-Wärmepumpen mittels eines VRF (Variable Refrigerant Flow)-Systems. Die Wärmeabgabe bzw. Wärmeentnahme in den Räumen erfolgt über die Innengeräte. Die Speisung des VRF-Systems wird über die im Gebäude anfallende Abwärme aus dem Produktionsprozess realisiert.

Die Kältebereitstellung zur Kühlung der Server erfolgt über zwei Adsorptionskältemaschinen mit einer Leistung von jeweils 10 kW. Die thermische Antriebsenergie wird über das BHKW erzeugt. Da der Kältebedarf der Server ganzjährig besteht, kann so eine hohe Laufzeit für das BHKW erreicht werden.

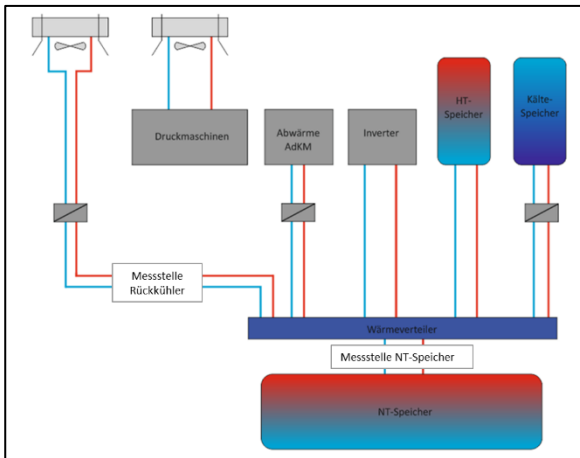


Abb. 3: Systemintegration NT-Speicher, oeding-print GmbH

Wesentlicher Bestandteil des Versorgungskonzeptes ist die thermische Energiespeicherung auf drei unterschiedlichen Temperaturniveaus in einem Hochtemperatur (HT)-Speicher (2000 L, Speisung über BHKW, u. Kompressorabwärme, 80 – 90°C), einem Trinkwarmwasserspeicher (1000 L), dem Niedertemperatur (NT)-Speicher (100 m³) und einem Kältespeicher (2000 L, Speisung über Kältemaschinen, 12 – 16°C). Der Kältespeicher wird zur Kühlung der Serverbereiche eingesetzt.

Das Herzstück der Speicherkombination bildet der NT-Speicher. Er dient im Wesentlichen als Senke für die Wärmerückgewinnung und zur Speisung des VRF-Systems, für das ein Temperaturniveau von 10 °C bis 45 °C vorzuhalten ist.



Abb. 4: NT-Speicher, oeding-print GmbH

Das Temperaturniveau im NT-Speicher wird über eine Ankopplung an den HT- und den Kältespeicher sowie über einen Rückkühler erreicht.

MONITORINGERGEBNISSE

Für die Optimierung von Betriebs- und Regelstrategien sowie zur Validierung der Simulationsmodelle wurden umfangreiche Messdaten der beiden Liegenschaften ausgewertet.

Volkswagen AG, Emden

Über die Messdaten der Wärmeaufnahme der Verdampfer und der Wärmeabgabe aus dem Kühlkreis der Roboter kann die Wärmemenge bestimmt werden, die entweder ins Erdreich gespeichert oder aus dem Erdreich entnommen wird. Im Sommer werden die

größten Wärmemengen in das Erdreich gespeichert, in den Wintermonaten wird jedoch nicht die gleiche Wärmemenge entnommen. Stattdessen wird auch in einigen Wintermonaten Wärme ins Erdreich eingespeichert.

Neben den Energiemengen wurden die Temperaturen im Erdreich untersucht. Die Daten werden an zehn Messstellen in jeweils 2 Tiefen bei etwa 7,5 m und 11 m gemessen. Die Messwerte zeigen, dass das Geothermiefeld sehr ungleichmäßig belastet wird.

Die Auswertung der monatlichen Temperaturmesswerte aus dem kompletten Geothermiefeld zeigt, dass sich nur 4 % der Messwerte im Bereich zwischen 18 °C und 19 °C befinden. Über 80 % liegen unterhalb von 17 °C. Da einige Teile des Geothermiefeldes offenbar intensiver erwärmt werden als andere, lässt sich daraus ein großes Potenzial für eine effizientere Nutzung ableiten. Könnte man die Wärmezufuhr gleichmäßig verteilen, würde eine ausgewogene Erwärmung stattfinden. Das Problem der Überwärmung über einen längeren Zeitraum kann damit jedoch nicht verhindert werden. Durch eine gleichmäßige Temperaturverteilung könnte jedoch der Betrieb des Feldes aufrechterhalten werden, bis eine nachhaltige Lösung für das Wärmeüberangebot gefunden ist.

Dass sich das Feld auch weiterhin erwärmt, wird durch den Vergleich der mittleren Erdreichtemperatur deutlich. Anfang Juli 2018 betrug der Mittelwert aller Messstellen im Erdreich 15,7 °C. Nach einem Jahr erhöhte sich dieser Mittelwert um 0,5 K auf 16,2 °C.

Für weitere Berechnungen wurden die Messdaten zur Wärmebilanz aus dem Wärmepumpenkreislauf untersucht. Die Auswertung zeigt, dass die vier Wärmepumpen im einjährigen Betrachtungszeitraum (04/2018 – 03/2019) 7.483 MWh Wärme zur Verfügung gestellt haben. Dabei haben diese 947 MWh Strom aufgenommen, sodass sich daraus eine mittlere gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen (SPF gemäß VDI 4650-1) von 7,9 ergibt. Die Wassertemperatur aus dem Erdreich beträgt dabei ca. 10 °C – 15 °C bei einer Zieltemperatur der Heizregister der Lüftungsanlagen in Höhe von 45 °C. Die Auswertung der durch die Wärmepumpen aufgenommenen und durch die Schweißroboter abgegebenen Wärmemengen zeigt hier ein großes Potenzial in Form eines Abwärmeüberschusses für eine weitere Wärmeproduktion, die in den umliegenden Gebäuden genutzt werden könnte.

Der Zortströmverteiler als zentrales Element des Versorgungssystems weist idealerweise vier Temperaturschichten auf. Diese liegen bei

11 °C, 17 °C, 20 °C und 24 °C. Bei der Datenauswertung fällt auf, dass eine klare Temperaturschichtung nicht vorhanden ist. Die Schicht 1 und 2 liegen sehr nah beieinander, ebenso wie die Schicht 3 und 4, siehe Abb. 5.

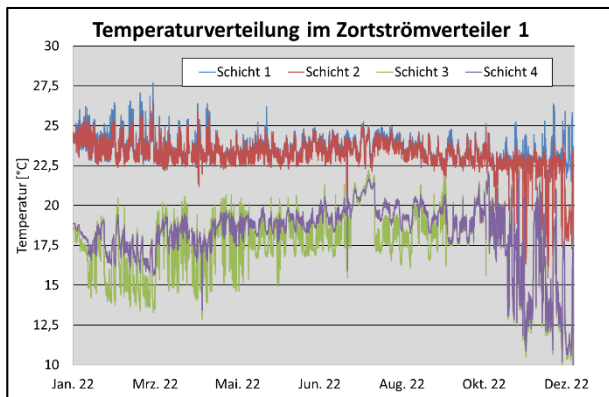


Abb. 5: Temperaturverteilung im Zortströmverteiler, VW AG Emden

Im Betrieb bilden sich nur zwei Schichten aus - eine bei 23 °C und eine bei 15 bis 17 °C. Dies lässt auf eine nicht ordnungsgemäße Betriebsweise und ggf. ein vorhandenes Optimierungspotenzial schließen.

Oeding print GmbH, Braunschweig

Der Hochtemperaturspeicher, der NT-Speicher und der Kältespeicher sind mit Temperatursensoren in verschiedenen Schichten ausgestattet. Die zu- und abgeführten Energiemengen erfasst. Die Daten zu den Temperaturen im NT-Speicher, der das Herzstück der Anlagentechnik darstellt, zeigen deutlich den Unterschied zwischen dem Sommer- und dem Winterbetrieb.

In den Wintermonaten wird die Temperatur aktiv auf ca. 15 °C gehalten, da der NT-Speicher in diesem Zeitraum den Invertern als Wärmequelle dient. Mit einer Umstellung der Druckprozesse im späten Projektverlauf fällt die Abwärme aus der Produktion, wie sie ursprünglich zur Einspeisung in den NT-Speicher konzipiert wurde, weg. Der Stützbetrieb erfolgt über das BHKW oder den nachgerüsteten Gasbrennwertkessel.

In den Sommermonaten wird das Speichervolumen des NT-Speichers als Wärmesenke genutzt. Bei der Betrachtung des Temperaturverlaufes über die Sommermonate ist deutlich zu erkennen, dass die Temperatur im NT-Speicher mit steigender Außentemperatur ansteigt. Die Kühlung des Gebäudes über den NT-Speicher erfolgt bis dieser einen Schwellenwert von max. 40 °C bis 45 °C erreicht hat. Anschließend wird die Wärme der Inverter direkt über den Rückkühler abgeführt, um eine Überhitzung des Speichers zu umgehen.

Die Energiebilanzen aus dem Gebäudebetrieb zeigt Abb. 6.

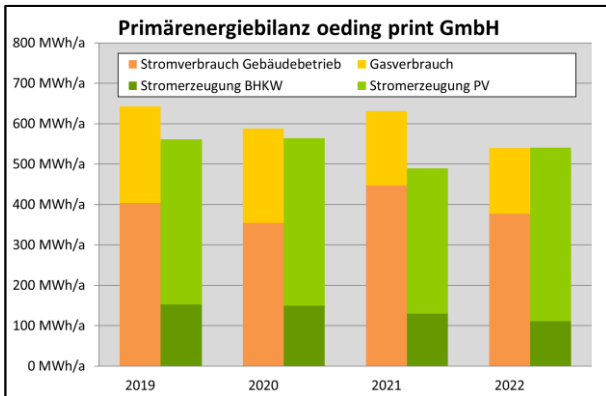


Abb. 6: Primärenergiebilanz, PE-Faktoren gemäß GEG, oeding print GmbH

Die durch das BHKW und die PV-Anlage produzierten Strommengen haben einen erheblichen Einfluss auf die Primärenergiebilanz. Beim Vergleich der letzten Energiebilanzen der Jahre 2019 bis 2022 zeigt sich, dass der angestrebte jahresbilanzielle Plusenergiestandard nur im letzten betrachteten Jahr 2022 erreicht wird.

SIMULATIONSERGEBNISSE

Die Simulationen von Gebäude und Anlagentechnik werden mit TRNSYS18 durchgeführt [2]. Wetterdaten der Standorte werden verwendet [4]. Simulationsrechnungen der Geothermie am Standort werden ergänzend mit EED [3] durchgeführt. Die Geothermie wird jedoch auch im Gebäude- und Anlagenmodell mit abgebildet. Die Validierung der Modelle erfolgt über die Daten aus dem Monitoring.

Volkswagen AG, Emden

Die Halle 18 wird als 4-Zonen-Modell abgebildet. Die Hallenbereiche sind hinsichtlich der Ausstattung an Technik sowie der thermischen Lasten aus der Produktion jeweils vergleichbar, so dass die Simulationsberechnungen jeweils für ein Viertel des gesamten Hallenbereiches durchgeführt werden.

Die aus dem Monitoring vorliegenden Daten weisen aufgrund unterschiedlicher Auslastung der Anlagen auch unterschiedliche Werte auf. Zur Validierung des Modells sind daher die wesentlichen Eckdaten zu den Maximalleistungen, der Temperaturen im Speicher und der zu- und abführenden Rohrleitungen und der Temperaturerhöhung im Erdreich als maßgebend herangezogen worden.

Das umgesetzte Verhältnis des Zortström-Speichers von Volumen zu benötigter Heizleistung beträgt 4,5 l/kW. Dies erscheint zunächst sehr gering, zeigt sich aber in der Praxis als taugliche Größe in Kombination mit einer funktionierenden Schichtenladeeinrichtung. Es wurden ergänzend Simulationen mit einer Variation des Speichervolumen von bis zu 35 l/kW durchgeführt. Diese haben keine signifikante Veränderung von Temperaturverlauf und Speicherbilanz ergeben. Der Speicher

übernimmt damit im System lediglich die Funktion einer hydraulischen Weiche und einer temperaturgeführten Verteileinrichtung der ein- und austretenden Wärmeströme. Im Gegensatz zur Erhöhung der Speichergröße hat sich im Betrieb die Notwendigkeit der Integration einer Schnittstelle am Speicher zur Auskopplung überschüssiger Wärme aus der Produktion in das Verteilnetz am Standort ergeben. Eine Anhebung des Temperaturniveaus im Erdreich sowie in der Rückspeisung von Kühlwasser in die Produktion könnte so wirksam vermieden werden.

Ohne die Auskopplung überschüssiger Wärme resultiert aus der sich so simulierten bilanziell ergebenden Überwärmung des Erdreichs eine Zunahme der Erdreichtemperatur, die sich hier auf einen Wert von 0,23 K im Betrachtungszeitraum eines Jahres beziffert.

Von dem Kooperationspartner UBeG wurde eine Analyse der Erdpfähle unter der Halle 18 vorgenommen.

Dabei wurden 2 Grenzfälle betrachtet. Ziel war, dass sich die Erdreichtemperatur bei einer Leistung von 330 W pro Pfahl für das Heizen und das Kühlen sowie einer jährlich übertragenen Wärmemenge von 1,5 MWh pro Pfahl nicht über 20 °C erhöht.

Zum einen betrachtet wurde der Fall, dass über einen Zeitraum von 25 Jahren jeweils ein 6-

monatiger durchgängiger Wärmeeintrag ins Erdreich mit anschließender 6-monatiger Entnahme erfolgt. Das zweite Szenario stellt dar, dass jeden Tag sowohl gekühlt als auch geheizt wird. Beide Fälle sind jeweils mit einer ausgeglichenen Bilanz zwischen Heizen und Kühlen simuliert worden, wobei die Zieltemperatur von 20 °C nicht erreicht wurde.

Ergänzend wurde im weiteren Projektverlauf mit einem überarbeiteten Gebäudemodell der Halle 18 eine Simulation für den Wärmebedarf durchgeführt. Die Simulation mit einer Wärmerückgewinnung von 80 % in den RLT-Anlagen ergibt einen Verlauf, der sich gut mit den vorhandenen Messwerten aus dem Jahr 2018/2019 deckt.

Zusätzlich wurde aus einem Datensatz für die Roboter kühlung eine Referenzwoche gebildet und damit ein Jahresverlauf für die anfallende Abwärme generiert. Die Simulation des Heizwärmebedarfs ergibt eine Gesamtmenge von 7.300 MWh. Im Vergleich dazu ergab die Messung für die Halle 18 im VW Werk am Standort Emden einen Wärmeverbrauch von 7.500 MWh für das Jahr 2018/2019. Die ermittelte Abwärmemenge aus der Roboter kühlung beträgt etwa 10.500 MWh. Dies ergibt einen Wärmeüberschuss von rund 3.000 MWh, der während des Jahres ins Erdreich abgeführt wird und dieses erwärmt. Ausgehend von den Lastdaten aus der

Gebäudesimulation wurde anschließend ein Szenario gesucht, bei dem die Temperaturen im Erdreich auch langfristig im Bereich von maximal 20 °C bleiben. Dazu müssten die Kühllasten entsprechend begrenzt werden. Bei einer Begrenzung des Wärmeeintrags auf maximal 1.500 kW wäre ein langfristig stabiler Betrieb möglich.

Oeding print GmbH, Braunschweig

Für die Wärmeversorgung der Fa. oeding print GmbH in Braunschweig wurde im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung der Planung und Umsetzung des Null-Emissions-Druckereigebäudes ein Simulationsmodell ebenfalls mit dem Werkzeug TRNSYS18 [2] erstellt.

Ein Lastverlauf aus der Simulation für den Wärme- und Kältebedarf ist in Abb. 7 enthalten. Signifikant ist der in einer Grundlastanforderung bestehende Kältebedarf (blau) für die Servertechnik und die Druckmaschinen, der entsprechend über die Anlagentechnik zu decken ist.

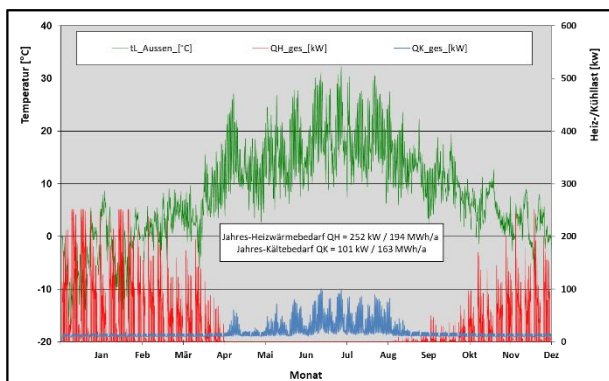


Abb. 7: Simulierter Lastverlauf, oeding print GmbH

Die Anlagentechnik wurde in Abhängigkeit des entwickelten Energiekonzeptes im Modell abgebildet. Wesentliches Element und besondere Anforderung der Modellierung war hierbei die Abbildung des NT-Speichers einschließlich dessen Einbindung in das Gesamtsystem.

Die Simulation ergibt, dass der NT-Speicher hinsichtlich der Temperaturen über die Speicherhöhe zwischen knapp unter 20 °C unten und 40 °C oben pendelt. In Phasen großer Wärmeentnahme ist eine Nachspeisung erforderlich. Der NT-Speicher ist auf die Einspeisung der Hochtemperaturseite angewiesen, um den Betrieb des VRF-Systems für die Beheizung des Büro- und Verwaltungsbereichs zu gewährleisten.

Das relativ große Volumen von 100 m³ wurde unter Beachtung der nicht ausgeglichenen Wärmebilanz in der Heizperiode sowie der ungünstigen geometrischen Verhältnisse des liegenden Speichers festgelegt. Die Anordnung des Speichers liegend und im Außenbereich ist der fehlenden Fläche und Aufstellhöhe im Inneren des Gebäudes geschuldet. Jedoch erfolgt die Ein- und Ausspeisung im Speicher damit auf geringem Höhenunterschied, eine wirkliche Schichtung kann sich so nicht ergeben.

Das umgesetzte Verhältnis von Volumen zu benötigter Heizleistung beträgt 400 l/kW. Es wurden ergänzend Simulationen mit einer Variation des Speichervolumen zwischen 50 l/kW (entspr. 12,5 m³) und 600 l/kW (entspr. 150 m³) durchgeführt.

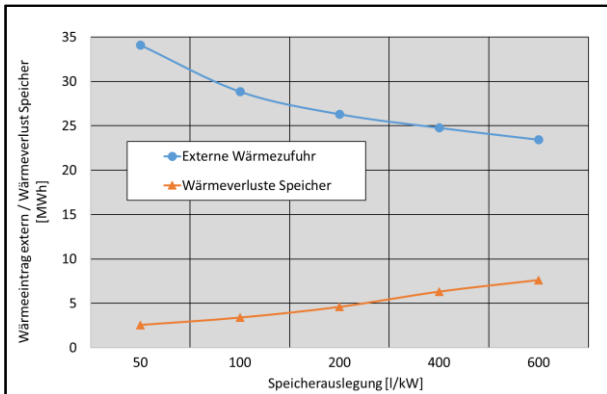


Abb. 8: Entwicklung der Speicherverluste (orange) sowie des ergänzenden Wärmebedarfes (blau) bei Erhöhung des Speichervolumens

Mit erhöhtem Speichervolumen ergibt sich zwar durch eine ausgeglichene Wärmebilanz ein geringerer ergänzender Wärmebedarf, allerdings erhöhen sich auch die Speicherverluste.

QUERVERGLEICH DER KONZEPTANSÄTZE FLINKER UND TRÄGER SPEICHERSYSTEME

Eine weitere Fragestellung innerhalb des Vorhabens stellte die Eignung flinker und träger Speichersysteme im Bereich der Gewerbe- und Produktionsgebäude dar. Hierbei konkurrieren konventionelle

Pufferspeicher mit kurzer Reaktionszeit, jedoch auch geringerer Speicherkapazität mit geothermischen Anlagen als trägen Speichersystemen großer Kapazität.

Das Temperaturniveau bewegt sich bei den geothermischen Anlagen auf einem eher niedrigen Niveau. Dies ermöglicht die Nutzung im „direct cooling“-Betrieb, z.B. zur Gebäude-, Server- oder Produktionskühlung ohne weitere Temperaturabsenkung. Aufgrund ihres typischer Weise höheren Temperaturniveaus zu direkten Heizzwecken bieten konventionelle Pufferspeicher diese Möglichkeit nicht. Im Gegenzug sind die höheren Temperaturniveaus hier direkt nutzbar, während bei den niedrigen Temperaturniveaus geothermischer Anlagen in diesem Fall die Einbindung von Wärmepumpen notwendig ist.

Bezüglich des Platzbedarfes der Speichersysteme müssen die örtlichen Gegebenheiten bewertet werden. Für geothermische Speichersysteme wird zwar ein sehr großes Volumen benötigt, nimmt im Allgemeinen jedoch eine Produktionsflächen in Anspruch. Flinke Speicher hingegen benötigen zwar vergleichsweise kleine Volumina, trotzdem führen sie zu einem Platzbedarf im Gebäude.

Sind in der Energiebilanz einer Liegenschaft deutliche saisonale thermische Gegensätze

erkennbar - typischerweise ein Kühlbedarf im Sommer sowie ein Heizbedarf im Winter – kann eine saisonale thermische Energiespeicherung bzw. Wärmeverschiebung mittels träger Speichersysteme in Form geothermischer Anlagen zur Reduzierung der Energiekennwerte und somit Kosteneinsparung beitragen. Der Einsatz von flinken Speichersystemen hingegen ist dann sinnvoll, wenn nur eine kurzzeitige Speicherung mit schneller Reaktion benötigt wird, bspw. um Lastspitzen abzufedern oder Wärmeverschiebung in kurzen Zeiträumen (Stunden/Tage) zu realisieren.

Einen weiteren signifikanten Vorteil der geothermischen Anlagen als träge Speichersysteme stellt die Grundlastfähigkeit bei großen umzusetzenden Wärmemengen dar, sodass lediglich ein geringer Anteil an thermischer Energie noch zusätzlich zugeführt werden muss.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein träges Speichersystem im direkten Vergleich zu konventionellen Pufferspeichern als flinkes Speichersystem insbesondere für Gewerbe- oder Produktionsgebäude die geeignetere Lösung darstellt. Hierfür sollte es jedoch mit einem geeigneten flinken Speicher als Bindeglied zwischen den auftretenden Wärmeströmen kombiniert werden.

FAZIT

Die Integration von thermischen Speichern in Abwärme oder regenerative Energien nutzende thermische Energieversorgungssysteme für Industrie- und Gewerbeanwendungen ist nach den Ergebnissen aus den begleiteten Projekten innerhalb dieses Vorhabens in jedem Fall sinnvoll. Von herausragender Bedeutung sind hierbei als Zielvorgaben für die sinnvolle Planung und Auslegung der Geothermienutzung ein langzeitliches stabiles Temperaturprofil im Erdreich – welches durch eine bereits während der Planungsphase durchgeführte simulative Bewertung erreicht werden kann – sowie die angepasste ergänzende Einbindung von flinken Speichersystemen, um einen effizienten und funktionsgerechten Betrieb zu ermöglichen.

Abschließend lässt sich feststellen, dass ausgewogene geothermische Systeme durchaus in der Lage sind, die Grundlast zum Heizen und Kühlen von Produktionsgebäuden und -prozessen zu decken und dazu beitragen können, die Emissionen und den Primärenergieverbrauch in diesem Wirtschaftszweig zu reduzieren. Somit können geothermische Systeme in Gewerbe und Industrie einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten.

LITERATUR

- [1] Kühl, L., & Schneider, F. (2019).
Forschungsvorhaben: Energieoptimiertes
Bauen: Monitoring Neubau Plusenergie-
Druckerei Oeding in Braunschweig:
Schlussbericht zum Projektende am
31.01.2019. Ostfalia Hochschule für
angewandte Wissenschaften.
<https://doi.org/10.2314/KXP:1687629439>
- [2] „TRNSYS“, Transsolar Energietechnik
GmbH, Curiestraße 2, D-70563 Stuttgart,
<https://www.trnsys.de/>
- [3] „EED – Earth Energy Designer“, Building
Physics, BLOCON AB, Nordmannavägen 96, SE-
224 75 Lund, Sweden,
<https://buildingphysics.com/eed-2/>
- [4] Deutscher Wetterdienst – DWD,
Frankfurter Straße 135, D - 63067 Offenbach,
www.dwd.de, Kundenberatungsmodul,
Klimadaten Testreferenzjahre TRY, 2024.

Digital Twin of Geothermal Assets Assisting the Production and Operational Decisions

Pejman Shoeibi Omrani^{1,2}, Ryvo Octaviano¹, Jonah Poort¹, Demetris Palochis¹, Leila Hashemi¹, Paul Egberts¹, Hadi Dashtaki Hesari¹

¹ Heat Transfer and Fluid Dynamics Department, TNO, The Netherlands

² Environmental Technology, Wageningen University & Research, The Netherlands

Abstract

Efficient production and operation of geothermal systems, aimed at minimizing total costs, emissions, and environmental footprints, are crucial for the global adoption of geothermal energy. Operational challenges like scaling, corrosion, and equipment degradation significantly impact operational expenditures (OPEX). Mitigation measures often negatively affect the environmental footprint. Therefore, proactive monitoring and mitigation considering multiple objectives are vital for sustainable geothermal asset performance. Digital twin technology, proven in industries like chemical, manufacturing and petroleum, offers a solution for optimizing operations and reducing emissions. This paper demonstrates the development and application of digital twin

technologies for real-time monitoring, performance optimization, and multi-objective process control in geothermal systems. The developed framework deploys open-source tools to create an open-source digital twin framework for the sector. The proposed architecture, real-time data integration, and functionalities such as process monitoring, event detection, forecasting, and optimization are further discussed in this publication.

Keywords: digital twin, operation optimization, predictive maintenance, real-time production optimization, geothermal assets.

INTRODUCTION

Low and mid-enthalpy geothermal energy has great potential to contribute to the heat transition and to make the heating of horticulture sector and built environment free from natural gas [1]. Typical geothermal system configuration is a geothermal doublet comprising components such as electrical submersible pump (ESP), casing, filters, and heat exchangers [2]. Various sensors monitor these components to track geothermal performance. Efficient production and operation of geothermal systems are essential to minimize total costs, emissions, and environmental footprints, thereby enhancing the global adoption of sustainable heat and power. Challenges like scaling, corrosion, and ESP failures significantly impact Operational Expenditure (OPEX) [3]. Some mitigation measures can negatively affect the environmental footprint, underscoring the importance of proactive monitoring and balancing multiple operational and environmental objectives for sustainable performance. While most processes are sensor-monitored, critical processes often lack continuous oversight, making real-time data analysis challenging for operators. Continuous

monitoring of critical processes and sustainability parameters, like real-time CO₂ emissions, would enable better real-time decision-making.

A digital twin framework involves creating a virtual representation that mirrors the physical infrastructure. The key difference between digital twin and computer simulation is the automated bi-directional data exchange between the physical asset and digital asset [4] which enables real-time insights and interaction between the two assets. Digital twin technology, proven in industries such as petroleum [5], optimizes operations and minimizes emissions. However, geothermal applications of digital twins are limited, mainly focusing on drilling processes [6] or subsurface and reservoir management [7]. To support the operation of geothermal assets, digital twin technology can provide real-time insights into the plant performance and critical processes which adversely impact the performance of the plant. The geothermal sector is a growing sector with a steep learning curve to optimize the operation of the geothermal assets. By providing an accessible and open-source platform for collaboration, such an open-source digital twin accelerates innovation and reduces costs in geothermal energy projects. In

this paper, we aim to develop open-source digital twin technologies for proactive monitoring and optimization of geothermal production and operation. Monitoring assists daily operations by interpreting performance issues, like filter clogging or skin formation near wells, enabling timely maintenance and reducing operational costs and emissions. In the next section, a proposed architecture for the digital twin is demonstrated and explained. The data management and model integration are briefly described followed by some examples on the status of the digital twin framework. In the final section of the paper, the added value of the open-source digital twin technology is discussed.

PROPOSED ARCHITECTURE FOR THE DIGITAL TWIN

The proposed architecture for the digital twin is shown in

Figure 1. This framework consists of multiple layers and components that interact seamlessly to provide real-time monitoring, simulation, and optimization. The architecture is designed to be flexible, scalable, and efficient, leveraging modern technologies such as containerization, web servers, and workflow

management tools. The building blocks of the architecture are further described below.

1) Data Layer;

- **Data Storage:** The data layer connects to various types of databases for structured and unstructured data, such as MySQL for relational data, MongoDB for non-relational databases and InfluxDB for time-series data. This layer is designed to be extensible, allowing integration with additional databases and data platforms in the future (such as OSDU [8]).
- **Data Ingestion/Collection:** Application Programming Interface (API)s facilitate communication between different databases and the computational backend, ensuring seamless data flow and synchronization.

2) Backend;

- **Computational Platform:** The backend includes computational engines like Python, C/C++, and MATLAB, which are used for simulations and data analysis. This layer can also integrate with other simulators to enhance the framework's capabilities.
- **Web Server:** Flask serves as the web server, providing a lightweight and

flexible environment for web application development. It handles requests and routes them to the appropriate backend processes.

3) Frontend;

- **Web Interface:** The frontend uses HTML, CSS, JavaScript, and Bootstrap to create an interactive and user-friendly interface. This layer ensures that users can access and interact with the digital twin models and applications easily.
- **Authentication:** Secure access to the web interface is managed through authentication mechanisms, ensuring that only authorized users can interact with the system.
- **Grafana:** it is a platform for visualization of time-series data for monitoring.

4) Workflow Manager;

- **Celery:** In the proposed architecture, Celery is used for real-time workflow management, handling asynchronous tasks, and scheduling periodic jobs. This ensures that the system can process real-time data and execute simulations without delays.

- **Task Queue:** Celery uses a task queue to manage and distribute tasks efficiently across available resources, ensuring optimal performance.

5) APIs;

- **Communication:** APIs are the glue that connects all components of the architecture. They enable data exchange between the data layer, backend, and frontend, and ensure that different parts of the system can communicate and function together.
- **Extensibility:** The use of APIs makes the system extensible, allowing for easy integration of new components and services as the framework evolves.

Plugin: Digital twin architecture works isolated from company's IT infrastructure. The connection is only between databases during data collection process (stream/batch) via APIs.

6) Containerization;

- **Docker:** The entire architecture is containerized using Docker, which encapsulates each component in its own container. This approach provides consistency across different

environments, simplifies deployment, and enhances scalability.

- Orchestration: Docker Compose or Kubernetes can be used to orchestrate and manage the containers, ensuring that all components work together harmoniously.

The proposed digital twin architecture is organized into four layers, including configuration, analytical, integration and visualization layers. Within the analytical layer the steps are organized into three process steps: pre-processing, calculation, and post-processing. In the pre-processing step, modules ensure that raw data from sensors is clean and consistent by performing tasks such as data imputation for missing data, averaging, interpolation, and spike detection. In the calculation step, modules which contain models for different geothermal plant equipment (such as pumps, filters, and heat exchangers) or processes ongoing in the geothermal production (such as corrosion, scaling, and erosion), provide additional information to the operator, including:

- Inflow Performance Relationship (IPR) for monitoring well inflow, injectivity back to

the reservoir, and potential formation damage due to scaling.

- Vertical Lift Performance (VLP) to monitor resistance and friction in the production and injection casing.
- Pump and ESP performance module to monitor pump head, performance, and power consumption in real-time, and detect anomalous pump behavior.
- Pressure drops and flow calculations in the surface facilities, including heat exchangers, separators, and filters.
- Fluid tracking along the geothermal facilities and auxiliaries' equipment such as combined heat and power (CHP), heat pump and boilers.
- Well casing and pipeline integrity module to assess integrity issues such as corrosion and erosion in the pipeline and casing.
- Flow-chemistry scaling module to estimate scaling and corrosion types and potential in various system locations.

In the post-processing step, modules provide Key Performance Indicators (KPIs) that directly display results to the operator. These include a model and measurement error module, an operating window alarm module, and a system overview module, which offer indicators for

operational excellence, safety, and sustainability (emissions).

DATA MANAGEMENT AND MODEL INTEGRATION

Geothermal asset consists of several components connected from production reservoir to injection reservoir via topside facilities for heat exchange with heating grids. JSON file is used to describe each component information and asset configuration. This format is chosen because its simplicity and readability.

The component’s properties include:

- identifier or id
- type
- parameters
- tagnames
- connections

These properties are used by the modules and applications as inputs. Below is an example of the data structure for an ESP:

```
"type": "Pump",
"id": "XXXX",
"name": "esp_123",
"parameters": {
```

```
  "esp_depth": 500,
  "esp_head_coeff": "1.1e2;2.3e-1;5.4e1",
  "esp_max_flow": 150,
  "esp_bep_flow": 100,
  "esp_min_flow": 60,
  "esp_no_stage": 12,
  "esp_power_coeff": "0.8e1;1.5e-2;4.3e-1",
  "esp_tubing": 0.254,
  "esp_type": "REDA D1150N 400 Series",
},
"tagnames": {
  "calculated": {
    "esp_efficiency": "<tagname_value>",
    "esp_head": "<tagname_value>",
    "esp_power": "<tagname_value>"},
  "measured": {
    "esp_voltage": "<tagname_value>",
    "esp_current": "<tagname_value>",
    "esp_flow": "<tagname_value>",
    "esp_frequency": "<tagname_value>",
    "esp_inlet_pressure": "<tagname_value>",
    "esp_inlet_temperature": "<tagname_value>",
    "esp_motor_temperature": "<tagname_value>",
    "esp_outlet_pressure": "<tagname_value>",
    "esp_outlet_temperature": "<tagname_value>",
    "esp_vibration_x": "<tagname_value>",
    "esp_vibration_y": "<tagname_value>"},
},
"connections": {
  "source": {
    "id": "<component_ID>",
    "type": "well" },
  "target": {
    "id": "<component_ID>",
    "type": "filter" }
}
```

Parameters field consists of information needed to perform calculation by the modules. Tagnames field gives a reference to the database which data value needs to be taken for the input or output of the module.

Sometimes the module also needs information from previous or subsequent component, thus this relation is described in connections field. Each component's properties in the geothermal asset are stored in the project folder of MongoDB.

Real-time data stream from sensors are collected from production database to internal database via API. InfluxDB is chosen to store timeseries data because its query performance, write throughput, and storage compression. The data is divided into 3 categories: measured, filtered, a calculated with format described below.

```
Timestamps: 2024-01-01 00:00:00
Field key: <plant>_<asset_id>_<tagname>_<unit>
Field value: XXX
```

CURRENT STATUS

This section provides an overview of the status of the digital twin, including the configuration of assets and the real-time monitoring capabilities via a Grafana dashboard.

- Configuration of Assets: This includes a detailed diagram of all components in the geothermal facilities, wells, and reservoirs. Each asset is linked to a real-time data

source and key parameters for real time monitoring and specific applications.

- Real-time monitoring dashboard: The connection with Grafana dashboard provides continuous insight into the performance of geothermal assets, by tracking key metrics. Figure 2 showcases real-time data visualization for the injection well component.
- Applications: several applications are developed to monitor assets based on functionalities listed in Section 0. This application is used by the user for tuning the model, forecasting, offline simulation, etc. For example, production well monitoring application to help user finding optimal operating points of the operation or performance degradation.

The process data is calculated by modules framework every X minute defined by the user. Currently the digital twin is deployed, tested, and running in Cloud. The way that the model are integrated can be seen in Figure 3. The real-time data (RT) and configuration parameters hosted on configuration database will be connected to component models, e.g. filters, heat exchangers, pump, wells, and other

equipment. Within each equipment, the different processes which are of interest for monitoring can be coupled, such as corrosion, erosion, and scaling. The models will make use of real-time data to perform the calculations or estimation on the status of each component. The output of each component will be connected to the next components to continue the calculations. The parameters which are set to be transferred from one components to the other ones are pressure (P), temperature (T), flow rate (q) and composition (x). Depending on the component model and requirement of connected components, some of these variables might not be needed to be transferred and it can be disabled. A solver will be required to combine all the components and process together and solve for the entire system in order to provide insights on the status of the plant.

EXAMPLE

To demonstrate the connected workflow in the digital twin framework an example is provided. The case study is about monitoring the performance of an electrical submersible pump (ESP) in a geothermal plant for direct use application. Real-time monitoring of ESP head

(difference between intake and discharge pressure of the pump) and comparing it with theoretical head of the pump can provide valuable insights about the performance and degradation of the equipment. For this purpose, a simplified nodal analysis model was made to link pressure and flow rate over the ESP. This model was included in the backend of the digital twin framework. The ESP model utilized real-time data of the flow rate and intake pressure of the ESP to calculate the pump head using theoretical ESP curve. This calculation was performed in real-time and was compared with the measured head of the ESP. This comparison is shown in Figure 4. It can be seen that the initiation of the degradation of ESP is visible from approximately three months prior to the failure of the pump (occurred in January 2021). This degradation was observed due to mismatch between the ESP theoretical head and measured head, and it was visualized in an easy-to-understand manner.

OPEN-SOURCE

Open-source digital twin technology offers substantial benefits for the geothermal industry by improving efficiency, flexibility, and

safety in the design and operation phase through transparent and collaborative tool development. By leveraging open-source models, the development of digital twin tools becomes more efficient, fostering a growing market. This transparency ensures that workflows are trustworthy and reviewed by the entire community, promoting sector-wide learning and innovation.

Additionally, open-source digital twins provide efficient and uniform data for regulators, stakeholders, and benchmarking purposes, facilitating collective learning and accurate monitoring of system performance and emissions. This uniformity is achieved through a common set of public models used for calculating key parameters, which supports reliable and standardized data handling. By accelerating sector learning and fostering an environment of transparency and collaboration, open-source digital twin technology not only enhances operational performance but also drives the geothermal industry towards more sustainable and optimized practices.

Summary

This paper presents a proposed architecture for creating an open-source digital twin tailored to the geothermal sector, leveraging the strengths of open-source tools. The architecture is designed with modular building blocks, each explained in detail, to provide a comprehensive understanding of how these components integrate to form an interconnected digital twin system. The discussion highlights the critical added value that open-source solutions bring to the geothermal industry, emphasizing enhanced collaboration, cost-effectiveness, and innovation. By adopting open-source tools, the geothermal sector can benefit from increased transparency, improved data sharing, and accelerated technological advancements, ultimately driving more efficient and sustainable energy solutions.

References

- [1] IEA (2021), Geothermal Power, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/geothermal-power>
- [2] Wasch, L., Creusen, R., Eichinger, F., Goldberg, T., Kjoller, C., Regenspurg, S., . . . van Pul-Verboom, V. (2019). Improving Geothermal System Performance Through Collective Knowledge Building and

- Technology Development. European Geothermal Congress.
- [3] Octaviano, R., Dussi, S., de Zwart, H., Shoeibi Omrani, P., van Pul-Verboom, V., Elewaut, K., & van Schravendijk, B. (2022). Model-based monitoring of geothermal assets. WarmingUP program final report.
- [4] Zhanga, Haiwen; Maa, Lin; Sun, Jiao; Lin, Hansheng; Thünerb, Matthias (2019). Digital Twin in Services and Industrial Product Service Systems: Review and Analysis. *Procedia CIRP*. 83: 57–60. doi:10.1016/j.procir.2019.02.131. ISSN 2212-8271.
- [5] Thambynayagam, M. (2019). Guest Editorial: Digital Transformation: Quest for Operational Efficiency. *J Pet Technol* 71, 14–15. doi: <https://doi.org/10.2118/0719-0014-JPT>
- [6] Osinde, N., Byiryngiro, J., Gichane, M., & Smajic, H. (2019). Process modelling of geothermal drilling system using digital twin for real time monitoring and control. *Designs*, 3(45).
- [7] Voskov, D., Abels, H., Barnhoorn, A., Chen, Y., Daniilidis, A., Bruhn, D., Drijkoningen, G., Geiger, S., Laumann, S., Song, G., Vardon, P. J., Vargas Meleza, L., Verschuur, E., & Vondrak, A. (2024). A research and production geothermal project on the TU Delft campus: Initial modeling and establishment of a digital twin. In *Proceedings of the 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (SGP-TR-227)*. Stanford University, Stanford, California, February 12-14, 2024.
- [8] The Open Group OSDU Forum. (2024). Open Subsurface Data Universe (OSDU) Data Platform. <https://osduforum.org/>

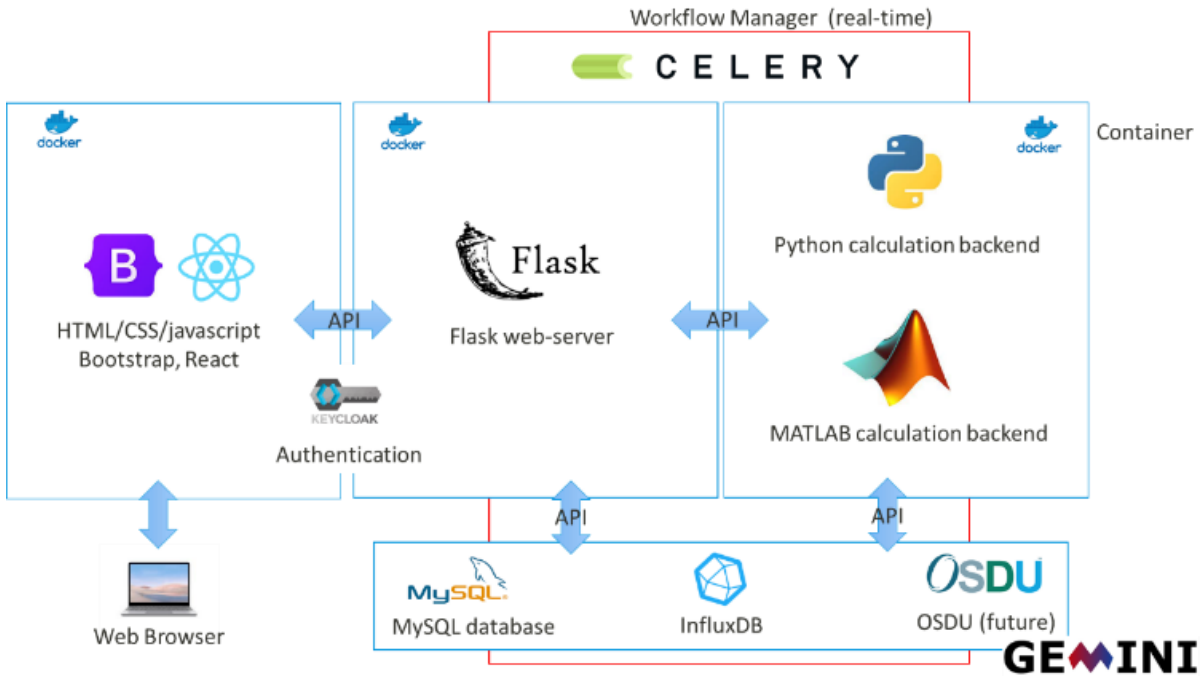


Figure 1. Proposed architecture for the open-source digital twin framework of geothermal assets



Figure 2. A snapshot of a Grafana dashboard for real-time monitoring of an asset, here is an injection well data (including wellhead pressure, temperature, flow rate and calculated bottomhole pressure and injectivity index).

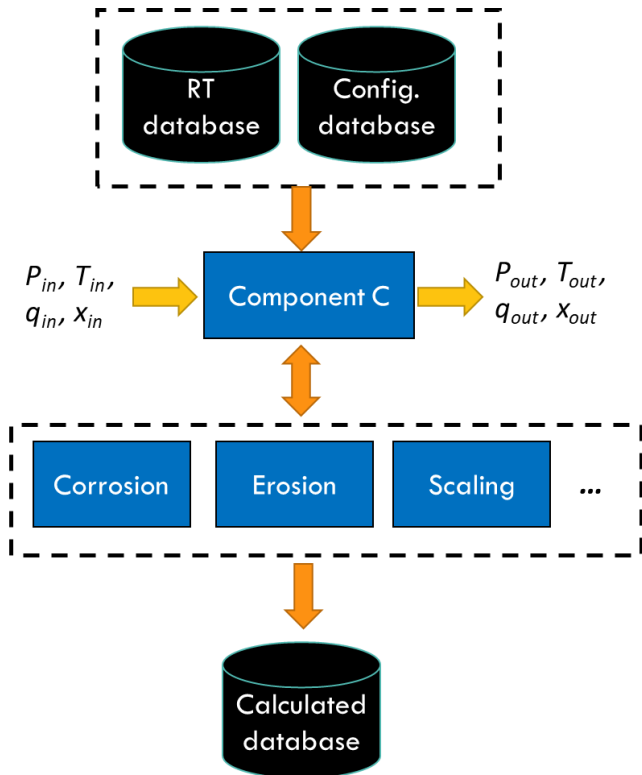


Figure 3. Example of models' connection with databases on the component and process levels

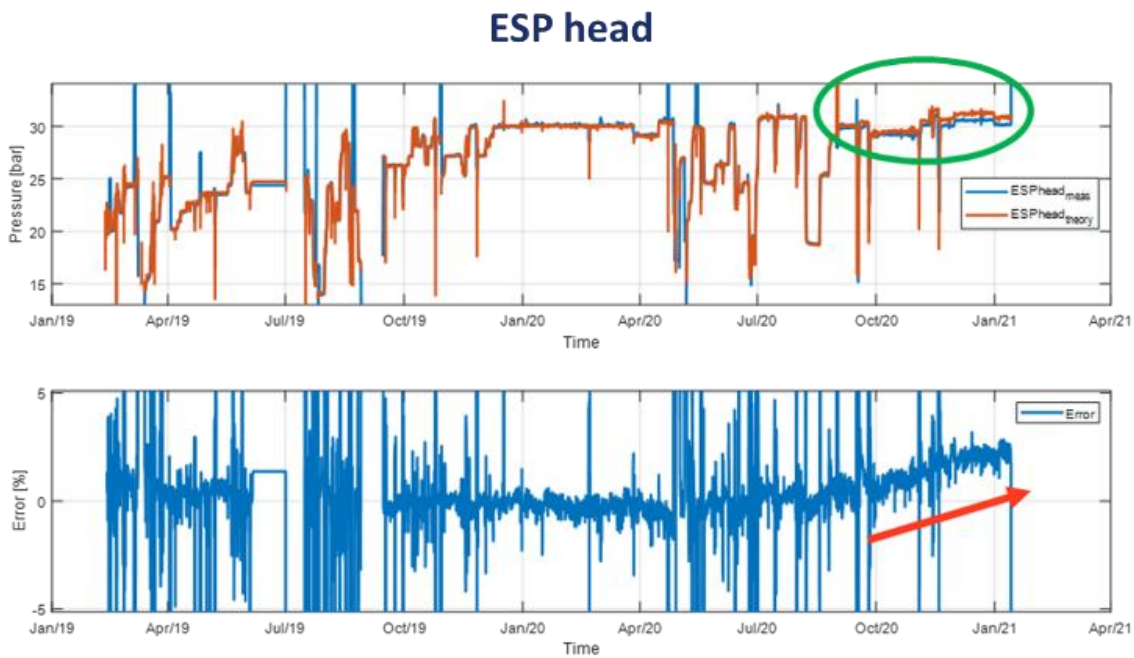


Figure 4.

Monitoring of ESP head based on measured head and theoretical head.

Das am häufigsten unterschätzte Schlüsselement für erfolgreiche Geothermieprojekte

Detlef Klaus, Tina L. Rasmussen, Dr. Helle H. Midtgaard

WellPerform AS, 2840 Holte, Dänemark

ZUSAMMENFASSUNG

Die Gewinnung geothermischer Ressourcen ist von Beginn an komplex und kostenintensiv. Die in Bezug auf den Wärmebedarf gestellten Erwartungen werden am Ende oft nicht erfüllt. Da vor allem der Untergrund selbst in benachbarten Gebieten nicht einheitlich ist, muss sowohl die Planung als auch die Ausführung von Bohrungen stets individuell angepasst werden. Auch können unerwartete Probleme beim Abteufen auftreten, die zu hohen Kosten und eingeschränkter Wirtschaftlichkeit führen. Einige wenige Projekte wiederum müssen aufgrund der Wasserzusammensetzung, ungeeigneter Grundwasserleiter oder unerwarteter Temperaturen sogar gänzlich aufgegeben werden. Schon an dieser Stelle des Beitrags wird deutlich: Ein Geothermieprojekt ist ein dynamisches System, das während seiner gesamten Lebensdauer betreut werden

muss, und zwar von Anfang an. Steht das erforderliche Wissen nämlich schon in der frühen Projektphase zur Verfügung, können Bohrungen mit hoher Leistung und langfristiger Integrität konzipiert werden.

Warum scheitern Projekte dennoch? Ein Schlüsselement, mit dem sich die meisten Projektunsicherheiten verringern lassen, ist ein ganzheitlicher und strukturierter Ansatz bei der Bewertung der verschiedenen Bausteine eines geothermischen Entwicklungsprojekts. Dieser dient dazu, Datenlücken zu vermeiden und die Integration technischer Kompetenzen mit Wissenstransfer zusammenzubringen. Dieses Element wird allerdings häufig übersehen bzw. vernachlässigt.

In diesem Beitrag wird dargestellt, wie eine geeignete geothermische „Play Analysis“ in Kombination mit einem gründlichen und

präzisen „Well Delivery Process“ sowohl kleinen als auch großen Tiefengeothermieprojekten zu einer soliden Grundlage für eine weitestgehend reibungslose Projektentwicklung verhelfen kann und dadurch die Erfolgchancen des Projekts erheblich erhöht.

Keywords: Well Delivery Model, Planungsfehler, Projektabsicherung, Wissenstransfer, Risikoanalyse.

1. EINFÜHRUNG

Fragt man allgemein nach den Gründen für den schleppenden Ausbau der Geothermie in Deutschland, so erhält man häufig die Antwort, dass die Risiken und Unsicherheiten zu groß seien, um ein Projekt zu starten. Diese Bedenken sind bis zu einem gewissen Grad nachvollziehbar, da der Untergrund bei einer Tiefenbohrung – anders als an der Oberfläche – nicht klar erkennbar ist. Dies birgt einerseits erhebliche Projektrisiken und damit unerwartete Kosten, andererseits werden die Erwartungen und angestrebten Ziele nicht immer erreicht.

Erfahrungen^{1 2} haben gezeigt, dass die Erkennung von Risiken und die Verringerung von Auswirkungen durch ein gutes Informations-

management erheblich verbessert werden können. Es ist wichtig, dass dieser Ansatz in allen Projektphasen angewandt wird, d. h. vom Screening über die Bohrplanung bis hin zur Durchführung der Bohrungen.

2. RISIKOERKENNUNG

Die Energiegewinnung aus der Erde umfasst weit mehr als nur das Erstellen von Tiefbohrungen. Ein zentrales Problem in diesem Bereich sind die nicht erkannten Projektrisiken, z. B. eine zu geringe Produktivität, Probleme beim Abteufen der Bohrung usw., die zu erheblichen Kosten führen können. Zudem werden die Ziele und Erwartungen nicht immer wie geplant erreicht, wodurch die Effizienz und der Erfolg von Geothermieprojekten ebenfalls beeinträchtigt werden können. Durch die Berücksichtigung besonderer Aspekte kann die Energiegewinnung aus der Erde effizienter und erfolgreicher gestaltet werden, was langfristig zu einer nachhaltigeren und kosteneffektiveren Energieversorgung beiträgt.

Im Folgenden werden drei wesentliche Aspekte zur Erkennung und Verringerung von

¹ Rautenbacher, Lukas (2016). Improving well delivery process in exploration and applying drilling and geological principles. (Bachelor Thesis). Leoben: Montanuniversität.
<https://pureadmin.unileoben.ac.at/ws/portalfiles/portal/1876544/AC13278140n01vt.pdf>.

² de Wardt, John P. (2010). Well Delivery Process: A Proven Method to Improve Value and Performance While Reducing Cost.
<https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/10DC/All-10DC/SPE-128716-MS/105990?redirectedFrom=PDF>.

Risiken bei der Energiegewinnung aus der Erde näher beleuchtet.

2.1 MITIGIEREN VON RISIKEN

Die frühzeitige Erkennung und Mitigierung von Risiken im Vorfeld ist entscheidend für den Projekterfolg. Dazu ist jedoch eine gründliche Analyse und Bewertung aller möglichen Risiken erforderlich. Diese beginnt mit einer umfassenden Datengewinnung und -analyse. Informationen und Erfahrungen aus der näheren Umgebung sind grundlegend, um potenzielle Risiken zu identifizieren. Für eine Unterscheidung zwischen guten und fehlerhaften Informationen ist es dabei wichtig, die Qualität der gesammelten Daten zu bewerten. Karten der Reservoirausdehnung sowie der Verbindung mit angrenzenden Reservoiren sollten erstellt werden, um die bestmögliche Platzierung von Bohrungen zu gewährleisten. Wesentliche Reservoirereigenschaften wie erhoffte Fließrate, erwartete Permeabilität sowie Temperatur und Stabilität der Formation müssen dazu unbedingt berücksichtigt werden. Für die Auslegung der Bohrung und der Produktion sind zudem Informationen über die Wasserzusammensetzung wie Salzgehalt oder das Vorhandensein korrosiver Gase von großer Bedeutung. Essenziell ist auch die Quantifizierung von Unwägbarkeiten auf dem Weg zum Reservoir. Als Beispiel ist hier ein Projekt in Rødby, Dänemark, angeführt.

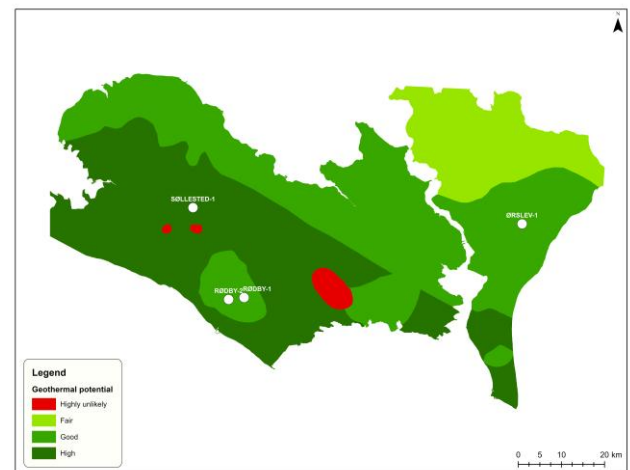


Abb. 1: Play Screening Karte eines geothermischen Potenzials in Dänemark

Eine Analyse in der Screening-Phase anhand der oben genannten Kriterien ermöglicht es, das geothermische Potenzial in einer Karte darzustellen. So lassen sich Datenlücken ermitteln, die aufzeigen, welche weiteren Informationen erforderlich sind.

2.2 SORGFÄLTIGE PLANUNG

Eine detaillierte und durchdachte Planung kann dazu beitragen, die Wahrscheinlichkeit von Problemen zu reduzieren und die Erfolgchancen des Projekts zu erhöhen. Dies beinhaltet die Berücksichtigung aller relevanten Faktoren und die Entwicklung von Strategien zur Risikominderung. Eine sorgfältige Planung ist entscheidend, um die Erfolgchancen eines Projekts – und damit verbunden den Zeit- und Kostenaufwand – zu maximieren und die Risiken zu minimieren. Durch eine detaillierte, durchdachte Planung können potenzielle Probleme frühzeitig erkannt und entsprechende Maßnahmen zur Risikominderung ent-

wickelt werden. Dies umfasst die Berücksichtigung aller relevanten Faktoren und die Entwicklung von Strategien zur Bewältigung möglicher Herausforderungen. Eine gründliche Planung trägt dazu bei, die Effizienz zu steigern und die Projektdurchführung innerhalb des vorgesehenen Zeit- und Kostenrahmens zu gewährleisten. Hier einige Risiken, die eine negative Beeinflussung auf die Bohrzeit – und damit auch auf die Kosten – haben:

- Referenzdaten umliegender Bohrungen werden ignoriert oder falsch interpretiert.
- Es mangelt an detaillierter Vorplanung, besonders bei der Risikominimierung.
- Bohrarbeiten halten sich nicht an das abgestimmte, ausführliche Programm.

Dazu ein Beispiel aus dem Bereich von E&P-Bohrungen. In einer Region mit vergleichbarem Untergrund wurde über mehrere Jahre aus Kostengründen an einem schlanken Verrohrungsschema festgehalten. Dabei traten immer wieder Probleme in einer Bohrungssektion auf.

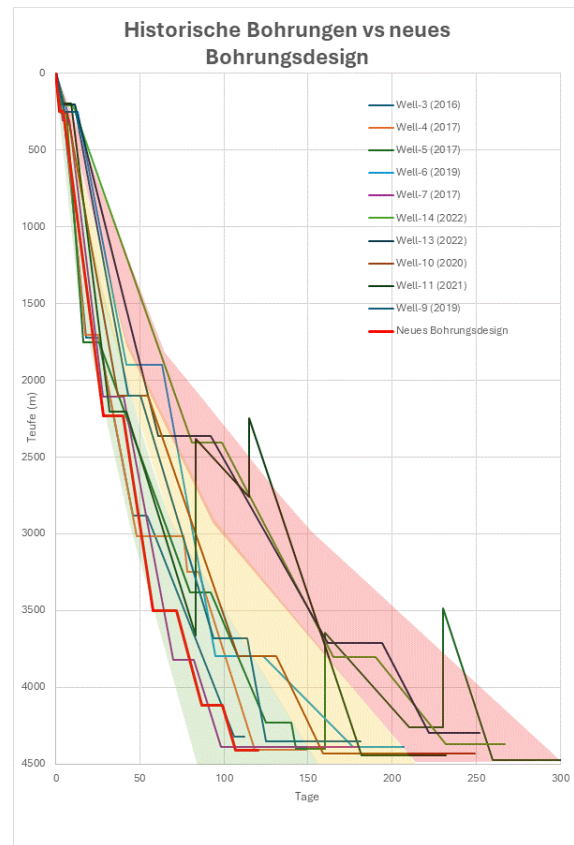


Abb. 2: Zeitteufen-Diagramm

Über ein externes Gutachten wurde erkannt, dass diese Probleme am besten durch eine weitere Bohrsektion mit einer zusätzlichen Rohrtour behoben werden können. Daraus resultieren eine Risikominderung und eine Kostensenkung ohne Qualitätsverlust.

2.3 WISSENSTRANSFER

Der Wissenstransfer zwischen den verschiedenen technischen Disziplinen ist essenziell, um innovative Lösungen zu entwickeln und die Effizienz des Projekts zu steigern. Der Austausch von Wissen und Erfahrungen fördert eine ganzheitliche Herangehensweise und verbessert die Zusammenarbeit innerhalb des Projektteams. Durch den interdisziplinären Austausch können unterschiedliche Perspekti-

ven und Expertisen genutzt werden, um komplexe Herausforderungen zu bewältigen und die Projektergebnisse zu optimieren.

Durch die Berücksichtigung dieser Aspekte kann die Energiegewinnung aus der Erde effizienter und erfolgreicher gestaltet werden, was langfristig zu einer nachhaltigeren und kosteneffektiveren Versorgung beiträgt. Der Wissenstransfer zwischen den technischen und geowissenschaftlichen Disziplinen hat einen immensen Einfluss auf die Lebensdauer einer Geothermiebohrung.

Wird das Wissen nicht adäquat ausgetauscht, können schnell falsche Rohrmaterialien gewählt werden, die den späteren Belastungen nicht standhalten. Vor dem Hintergrund von Einsparungen werden teilweise eigenständig Maßnahmen durchgeführt, die nicht im Einklang mit dem abgestimmten Programm stehen. Dies führt sehr schnell zu Integritätsproblemen oder sogar zu einer Verringerung der Produktion, was wiederum unerwartet hohe Kosten für die Instandhaltung des Bohrlochs nach sich ziehen kann.

In der folgenden Abbildung ist ein CO₂-Fraß an einem Produktionsrohr dargestellt. Unzureichender Schutz und falsche Materialauswahl können unter Umständen den Verlust der Integrität zur Folge haben.

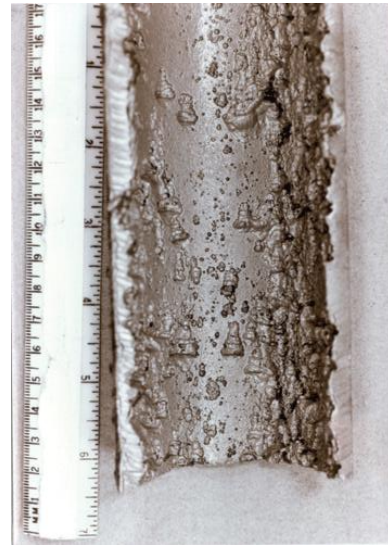


Abb. 3: CO₂-Korrosion an einem Tubing

Auch kann es durch fehlende Abstimmung technischer Disziplinen bei der Produktion zu Querschnittsverengungen durch ungewollte Ablagerungen kommen. Dieses Problem hat eine Reduzierung der Produktivität und auch der Wirtschaftlichkeit des Projekts zur Folge.



Abb. 4: Scaling in einem Produktionsrohr

3. WELL-DELIVERY-MODELL

Der hier vorgestellte Lösungsansatz zur Vermeidung der genannten Probleme ist ein **Well-Delivery-Modell**.



Abb. 5: Schema des Well-Delivery-Modells

Damit ist ein ganzheitlicher und strukturierter Ansatz gemeint, bei dem eine schrittweise Untersuchung und Entwicklung eines Geothermieprojekts durchgeführt wird.

Der stufenweise Aufbau des Modells bildet die Grundlage für das Projekt. Wichtig ist, dass sowohl eine Bewertung als auch eine „Go/No-Go“-Entscheidung anhand vorher definierter Abbruchkriterien jeweils beim Übergang von einer Phase zur nächsten vorgenommen wird. Abgestimmte Abbruchkriterien helfen, eine schnelle Entscheidung zu treffen, stellen aber auch sicher, alle notwendigen Randbedingungen durchdacht zu haben. So werden die Phasen Schritt für Schritt nach dem gleichen Schema abgearbeitet.

Die Phasen selbst sind ebenfalls strukturiert aufgebaut. Dies wird am Beispiel der zwei ersten Phasen näher erläutert.

3.1 PROJEKTIDEEN-SCREENING



Abb. 6: Schema des Projektideen-Screenings

Eine erfolgreiche Vorgehensweise in der ersten Phase umfasst folgende entscheidende Schritte.

Der erste Schritt, die **Datengewinnung** und das **Erkennen von Datenlücken**, besteht in der umfassenden Sammlung relevanter Daten. Dies beinhaltet geologische, geophysikalische und geochemische Informationen, die für die Bewertung des geothermischen Potenzials notwendig sind. Um gezielte Maßnahmen zur Datenerhebung zu planen und sicherzustellen, dass alle notwendigen Informationen vorliegen, müssen gleichzeitig bestehende Datenlücken identifiziert werden.

Ermittlung der **benötigten Wärme** bzw. des **Energiebedarfs**: Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die genaue Bestimmung des Wärme- und Energiebedarfs, den das geplante Geothermievorhaben decken soll. Diese umfasst die Analyse des aktuellen und zukünftigen Energieverbrauchs sowie die Identifikation der spezifischen Anforderungen der Endnutzer. Eine präzise Bedarfsermittlung ist entscheidend, um die Dimensionierung des geothermischen Systems optimal zu gestalten.

Die Bewertung des **geothermischen Potenzials** am Standort ist ein zentraler Schritt. Hierbei werden die geologischen Bedingungen, die Temperaturverteilung und die Durchlässigkeit der Gesteinsschichten untersucht. Zudem müssen die rechtlichen Rahmen-

bedingungen und **vorhandenen Lizenzen** geprüft werden, um sicherzustellen, dass alle notwendigen Genehmigungen für die Exploration und Nutzung der geothermischen Ressourcen vorliegen.

Eine **vorläufige Kostenabschätzung** ist unerlässlich, um die wirtschaftliche Machbarkeit des Projekts zu bewerten. Dies umfasst die Analyse der Investitionskosten für Bohrungen inklusive ausreichender Rücklagen für Eventualitäten beim Bohren (Bohr Risiken), Anlagenbau und Infrastruktur sowie die Betriebskosten für den langfristigen Betrieb des geothermischen Systems. Eine realistische Kostenplanung hilft, finanzielle Risiken zu minimieren und die Rentabilität des Projekts zu gewährleisten.

Basierend auf den gesammelten Daten und Analysen werden konkrete **Vorschläge für das weitere Vorgehen** entwickelt. Dies beinhaltet die Planung der nächsten Schritte wie detaillierte Machbarkeitsstudien, technische Planungen und die Einholung weiterer Genehmigungen. Zudem werden Strategien zur Risikominderung und Optimierung des Projekterfolgs erarbeitet.

Durch die sorgfältige Berücksichtigung dieser Aspekte kann die Planung und Umsetzung eines Geothermieprojekts effizient und erfolgreich gestaltet werden, was langfristig zu einer

nachhaltigen und kosteneffektiven Energieversorgung beiträgt.

Nach dieser Phase erfolgt eine Bewertung, ob das Projekt weitergeführt werden soll. Dabei kann sich herausstellen, dass Informationen fehlen, aber auch, dass das Projekt nicht sinnvoll ist. Wenn die Bewertung eine Fortsetzung empfiehlt, kann in die zweite Phase übergegangen werden.

3.2 PROJEKTDEFINITION



Abb. 7: Schema der Projektdefinition

In der Phase der Projektdefinition werden die Grundlagen für den Erfolg eines Projekts gelegt. Diese Phase umfasst mehrere entscheidende Schritte:

Zu Beginn wird eine umfassende **Analyse von Vergleichsprojekten** durchgeführt. Diese Analyse hilft, wertvolle Erkenntnisse aus ähnlichen Projekten zu gewinnen und potenzielle Herausforderungen sowie bewährte Praktiken zu identifizieren.

Im nächsten Schritt wird eine **technische Machbarkeitsstudie** erstellt, um die Durchführbarkeit des Projekts zu bewerten. Diese Studie untersucht die technischen Anforder-

ungen und Möglichkeiten, die für die erfolgreiche Umsetzung notwendig sind.

In einem weiteren Schritt werden **Zeit- und Kostenschätzungen** vorgenommen. Eine präzise Planung der benötigten **Ressourcen** einschließlich Personal, Materialien und finanzieller Mittel ist entscheidend, um den Projektverlauf effizient zu gestalten und Budgetüberschreitungen zu vermeiden. Falls noch nicht vorhanden, wird ein **Lizenzantrag** erarbeitet, mit dem sichergestellt wird, dass alle rechtlichen Voraussetzungen erfüllt sind und das Projekt die notwendigen Genehmigungen erhält.

In der Phase der Projektdefinition sollen alle wichtigen Parameter definiert werden, um eine korrekte Planung und Zielführung in den folgenden Phasen zu gewährleisten.

Nach Abschluss der Projektdefinitionsphase wird eine Bewertung vorgenommen, die Aufschluss darüber gibt, ob eine Fortführung in der nächsten Phase sinnvoll ist. Diese Bewertung hilft, fundierte Entscheidungen zu treffen und das Risiko von Fehlinvestitionen zu minimieren.

Auch die weiteren Phasen im „Well-Delivery-Process“ wie Design, Planung, Ausführung und Handover sind ähnlich strukturiert aufgebaut. Auch hier gibt es einzelne Schritte, die durchlaufen werden und am Ende jeder Phase

wird auch hier wieder eine Bewertung über die Weiterführung des Projekts durchgeführt.

4. RESÜMEE

Ein Schlüssel zum Erfolg von Geothermieprojekten ist eine ganzheitliche und strukturierte Herangehensweise.



Um die Ziele des Projekts zu erreichen, ist es wichtig, die Bedürfnisse in jeder Phase des Projekts zu berücksichtigen, dies gilt auch für die einzelnen Teilschritte. Dies stellt sicher, dass alle Anforderungen und Erwartungen kontinuierlich erfüllt werden. Nach jeder Projektphase sollten interne oder externe Überprüfungen durchgeführt werden. Diese unabhängigen Kontrollen helfen, die Qualität und Genauigkeit der Arbeit zu gewährleisten und mögliche Fehler frühzeitig zu erkennen. Es ist entscheidend, zwischen Unsicherheit und Risiko zu unterscheiden und eine sorgfältige Analyse durchzuführen, um zu verstehen, wie Risiken mitigiert werden können.

Dies ermöglicht eine gezielte Risikomanagementstrategie und trägt zur Stabilität und Sicherheit des Projekts bei.

Obwohl die hier dargestellte Vorgehensweise zunächst einfach erscheint, so ist es in der

Praxis sehr schwierig, sich an die einzelnen Schritte zu halten. Vor allem ist eine enge und kontinuierliche interdisziplinäre Zusammenarbeit in allen Phasen des Projekts unerlässlich. Um fundierte Entscheidungen zu treffen und damit Kosten zu reduzieren, ist es weiterhin wichtig, sämtliche verfügbaren Daten und bisherigen Erfahrungen zu nutzen. Eine effektive und transparente Kommunikation innerhalb des Projektteams ist entscheidend, um Missverständnisse zu vermeiden und eine reibungslose Zusammenarbeit zu gewährleisten.

Modelling of seasonal borehole thermal energy storages and integration into a power plant simulation environment

Fabian NETH^①, Roland KOENIGSDORFF^①, Daniel BUCHMILLER^①, Matthias FINKENRATH^②, Christian PRESSA^②

^①Institute of Building and Energy Systems, Biberach University of Applied Sciences
D-88400, Biberach a. d. Riß, Germany

^②Institute for Energy and Propulsion Technologies, Kempten University of Applied Sciences
D-87435, Kempten, Germany

ABSTRACT

This paper presents an analytical method for calculating the thermal behaviour of borehole heat exchangers and borehole thermal energy storages under the boundary condition of a constant inlet temperature. An analytical model based on the use of dimensionless temperature response functions, so-called g-functions, is set up for this purpose. Due to the small difference in g-functions for different boundary conditions within short observation times, the analytical model can be verified by a two-dimensional numerical borehole heat exchanger model with prescribed thermal

power input. In addition, the numerical model is used to evaluate the thermal capacity of a borehole thermal energy storage with 80 boreholes. The analytical model is coupled to the *EBSILON® Professional* power plant simulation environment. In future, this connection enables the simulation of borehole thermal energy storages in combination with heat generators or heat pumps in district heating applications.

Keywords: borehole heat exchangers, borehole thermal energy storage, analytical model, numerical simulation, storage capacity, power plant simulation.

1. INTRODUCTION

In its strategy for transition to renewable energies, the European Commission has stated that the share of solar thermal and geothermal energy should be at least tripled to achieve the EU targets for 2030 [1]. Therefore, it is necessary to identify and evaluate possible thermal underground storage capacities in addition to installing further geothermal heat exchangers. The European Geothermal Energy Council has also called for the consideration of thermal underground storages in a 9-point action plan [2].

Thermal underground storage systems, in particular the borehole thermal energy storages (BTES) considered in this study, are used to cover peak loads and the shift between seasonal heat demand and supply. BTES consist of several boreholes at comparatively short distances from each other. During summer, BTES are often charged with surplus solar or waste heat from high temperature processes and discharged during the heating period, e.g. in conjunction with high-temperature heat pumps.

In order to model a borehole heat exchanger (BHE) in such a system, it makes sense to set the boundary conditions to a predefined inlet temperature instead of a constant heat flow. This article describes an analytical approach

for calculating the thermal behaviour of BTES for predefined inlet temperature. A verification with numerical simulations shows that the analytical solution is valid at least for short periods of times. The numerical model is also used to analyse the thermal storage capacity of BTES.

The overall aim of the analytical model is to interact with the *EBSILON*[®] *Professional* power plant simulation environment (*EBSILON*). *EBSILON* deals with the simulation of high-temperature heat pumps. The interface between the analytical model and *EBSILON* is also described.

2. ANALYTICAL MODEL

This section describes an analytical model to calculate the thermal reaction in a BHE with prescribed and over a considered time step constant fluid inlet temperature. The goal is to calculate the fluid outlet temperature of a single BHE or a BHE field.

Eskilson showed that the temperature at the borehole wall \bar{T}_b can be evaluated by the help of so-called g-functions g , describing the time-dependent dimensionless thermal response of a corresponding BHE [3]:

$$\bar{T}_{b,n} = T_0 + \sum_{i=1}^n \frac{\dot{q}_i}{2\pi\lambda} (g_{n-i+1} - g_{n-i}) \quad (1)$$

Depending on the injected or extracted heat flux \dot{q} and the thermal conductivity of the ground λ ,

the temperature drop or rise between the undisturbed ground and the borehole wall temperature can be superimposed and accumulated to the initial ground temperature T_0 for an amount of equidistant time steps n .

By definition g_0 is equal to zero, and therefore equation (1) can be expressed as

$$\bar{T}_{b,n} = T_0 + \dot{q}_n R_{g,n} + S_{g,n-1} \quad (2)$$

with the thermal resistance $R_{g,n}$ as

$$R_{g,n} = \frac{g_1}{2\pi\lambda} \quad (3)$$

and the summation term $S_{g,n-1}$ as

$$S_{g,n-1} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\dot{q}_i}{2\pi\lambda} (g_{n-i+1} - g_{n-i}) \quad (4)$$

Considering the inside of the borehole, two more heat transportation processes have to be accounted. First, the injected or extracted heat flux has to cross the grouted borehole and the wall of the pipes until it reaches the fluid. The effective thermal borehole resistance $R_{b,eff}$ includes these influences as well as the thermal short circuit between the upward and downward fluid flows in the pipes:

$$\dot{q}_n = \frac{1}{R_{b,eff}} (\bar{T}_{f,n} - \bar{T}_{b,n}) \quad (5)$$

Assuming the mean fluid temperature \bar{T}_f to be the arithmetic mean between the inlet ($T_{f,in,n}$) and outlet fluid temperature ($T_{f,out,n}$), equation (5) can be expressed as follows:

$$\dot{q}_n = \frac{1}{R_{b,eff}} \left(\frac{T_{f,in,n} + T_{f,out,n}}{2} - \bar{T}_{b,n} \right) \quad (6)$$

The second heat transportation process within the borehole is the heat flux carried by the fluid flow within the pipes. The total pipe length L of one pipe circuit in the borehole is two times the borehole depth H .

$$\dot{q}_n = \dot{V}_n \rho c_p (T_{f,in,n} - T_{f,out,n}) \frac{2}{L} \quad (7)$$

The corresponding fluid parameters as the volume flow \dot{V} , the density ρ and the specific heat capacity c_p are related to the total volume flow supplied to a single BHE.

Equations (7) and (2) can be inserted in equation (6):

$$\dot{q}_n = \frac{1}{R_{b,eff}} \left(T_{f,in,n} - \frac{\dot{q}_n L}{4\dot{V}_n \rho c_p} - T_0 - \dot{q}_n R_{g,n} - S_{g,n-1} \right) \quad (8)$$

For better clarity the thermal resistance R_f is introduced:

$$R_f = \frac{L}{4\dot{V}_n \rho c_p} \quad (9)$$

Further parsing of equation (8) under consideration of equation (9) leads to:

$$\dot{q}_n = \frac{T_{f,in,n} - T_0 - S_{g,n-1}}{R_{b,eff} + R_f + R_{g,n}} \quad (10)$$

Also, equation (7) can be reinterpreted with equation (9) in order to calculate the fluid outlet temperature:

$$T_{f,out,n} = T_{f,in,n} - 2\dot{q}_n R_f \quad (11)$$

Inserting equation (10) in (11):

$$T_{f,out,n} = T_{f,in,n} - \frac{T_{f,in,n} - T_0 - S_{g,n-1}}{R_{b,eff} + R_f + R_{g,n}} 2R_f \quad (12)$$

Equation (12) can be used to calculate the fluid outlet temperature at time step n with regard to the temperature responses in the past. The thermal influence of the past can be evaluated by the superposition of g-function values. The *Python* tool *pygfunction* is used here to calculate g-functions [4,5]. It is open source, free to use and fits well to the presented approach, which is also implemented in the *Python* programming language. Using *pygfunction*, it is possible to calculate g-functions for different boundary conditions, including the boundary condition of a specified inlet temperature required here [6,7].

Fig. 1 shows an example of calculated g-functions with *pygfunction* for a BHE field of 6 x 4 BHEs (example is delivered with the *pygfunction* toolbox). The g-function values differ depending on the given boundary condition, but they are almost equal until a logarithmic value of the dimensionless expression $\ln\left(\frac{t}{t_s}\right) = -2.5$ is reached. As stated by Cimmino, these are several years for conventional BHE dimensions [8].

As a consequence of these almost equal g-function values, short time considerations of BHEs and the surrounding ground are

therefore independent of the given boundary condition. In the next chapter, a numerical model is presented, which serves to verify the analytical solution.

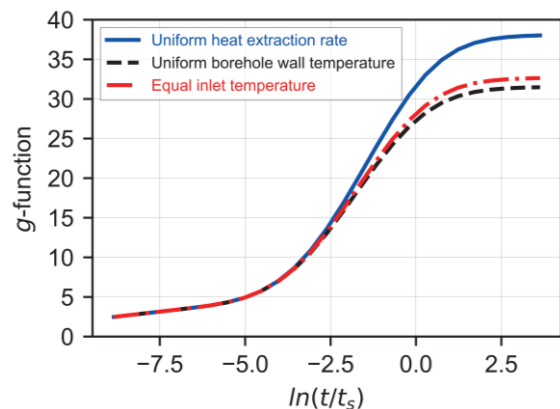


Fig. 1: Example g-function values calculated with *pygfunction* for a 6 x 4 BHE field and different boundary conditions [5]

3. NUMERICAL SIMULATION AND VERIFICATION

For verifying the analytical model described in the previous section, a simplified numerical BHE model is simulated with *COMSOL Multiphysics*[®] (software Version 6.1). In the following, a BHE field with 80 boreholes is considered. The arrangement of the BHEs in the field is based on the real system in Crailsheim [9] and shown in Fig. 2. The distance between the boreholes is 3 m and the depth of each BHE is 55 m.

The positions of the BHEs are symmetrical to the x - and y -axis, which means that only a quarter of the borefield needs to be simulated. The

simulated quarter therefore consists only of 20 BHEs, which are highlighted with black points in Fig. 2.

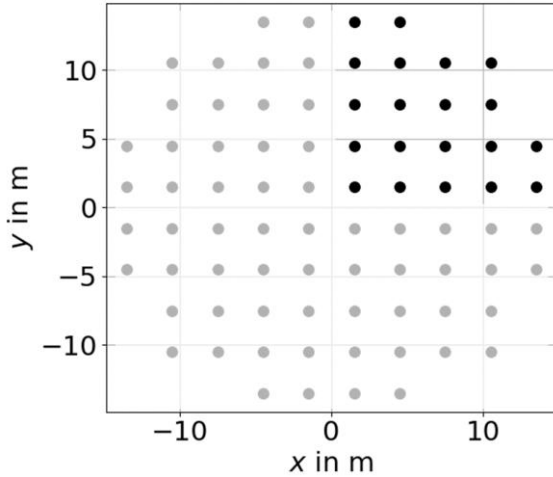


Fig. 2: Arrangement of the borefield in Crailsheim with 80 BHEs

The numerical BHE model is simplified in that only a 2D region is modelled, which thus corresponds to an infinite line source. In the simulation of the BHEs, as shown in Fig. 3, each BHE is therefore regarded as a simple point source in the 2D space that extends to infinity in the ordinate of the drawing plane. The dimensions of the simulated area are equal in x and y direction with a value of 20 m. In *COMSOL Multiphysics*[®] it is possible to expand the physically investigated area with so-called infinite boundary layers. In the model used here, the infinite boundary layers are applied to the last metre at the top and right edge, which is extended by a factor of 10^3 . At the end of the infinite boundary layers, the boundary condition of a constant temperature is applied.

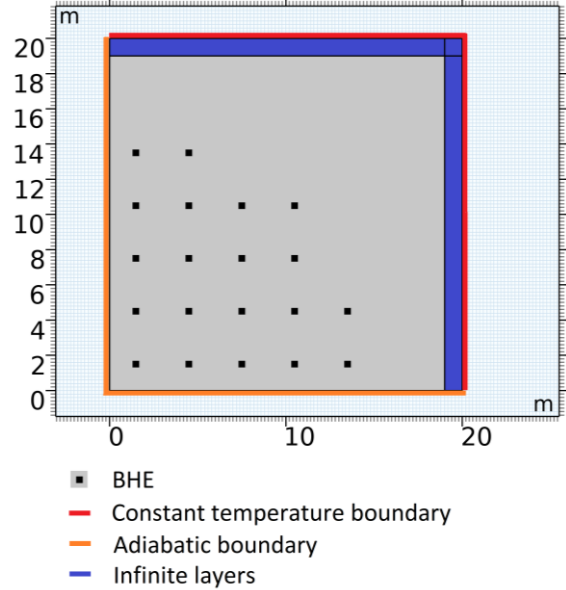


Fig. 3: Construction of the 2D model of the single BHE with adiabatic boundary conditions at the symmetry axes $x=0$ and $y=0$ and constant temperature conditions at the end of the infinite boundary layers

In the following verifications, a specific heat load of 40 W/m is injected through the BHEs to the surrounding ground. The simulation period is one month. In order to analyse the heat distribution in the area under investigation with sufficient accuracy, the mesh near the BHEs is significantly refined. The size of the grid cells increases with increasing distance from the BHEs as shown in Fig. 4. In addition to the mesh settings, the time step width of the simulation is limited to one hour, so that calculation errors are minimised.

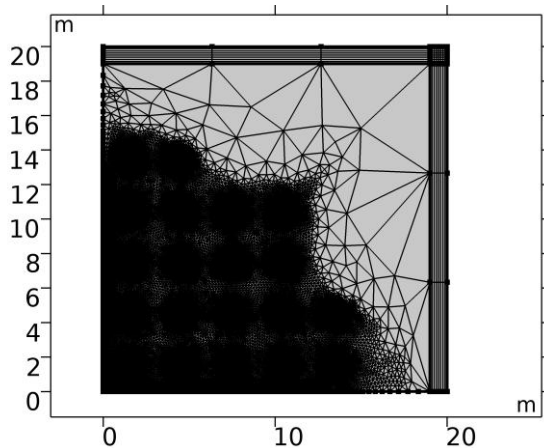


Fig. 4: Generated mesh for the investigation of 20 BHEs within the BHE field

In order to use the analytical equations shown in section 2 and to compare the results with the solutions obtained with the numerical simulations, the injected heat load of 40 W/m must be converted to an inlet temperature. This can be calculated using equation (7) based on the given heat load and a given mass flow rate. The mass flow rate is set to 0.2 kg/s per BHE. To calculate the fluid inlet temperature, however, the fluid outlet temperature must also be specified. In the first time step, the fluid outlet temperature is therefore set to the undisturbed ground temperature. All subsequent values of the fluid inlet temperature can then be calculated using the fluid outlet temperature of the previous time step. The undisturbed ground temperature is set to 0 °C in the following considerations. The g-function for individual arrangement of the 80 BHEs is created by *pygfunction*.

The comparison focuses on the temperature

at the borehole wall, i.e. at a distance of 0.075 m from the heat source. This is the only comparable temperature due to the fact that the g-functions are calculated for this radius. Conclusions about the fluid inlet and outlet temperature cannot be drawn with the simplified numerical model.

Fig. 5 shows the results of the analytical and the numerical solutions for the mean borehole wall temperature over all boreholes (\bar{T}_b and $\bar{T}_{b,Comsol}$). In addition, the temperature curves for the outermost and innermost borehole are shown ($\bar{T}_{b,Comsol,o}$ and $\bar{T}_{b,Comsol,i}$), i.e. the boreholes at position $x_o, y_o = (1.5, 1.5)$ and $x_i, y_i = (10.5, 10.5)$ according to Fig. 3.

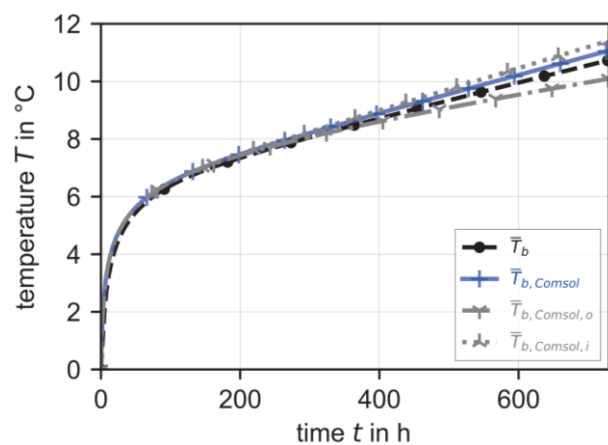


Fig. 5: Comparison of different borehole wall temperatures in a BHE field calculated with the numerical model and compared to the overall borehole wall temperature of the analytical model

For the short time of one month, the difference between the analytical and numerical solution with regard to the mean borehole wall temperature over the entire field is small. The deviation at the end of the calculation period is below 5 % ($\bar{T}_b = 10.74$ °C and $\bar{T}_{b,Comsol} =$

11.07 °C). The temperature difference at the innermost and outermost BHE shows the influence of the BHEs on each other. BHEs at the outer edge of the field are less influenced by neighbouring BHEs and therefore have a lower temperature rise than BHEs in the centre of the field.

The comparison between the numerical and analytical model shows a good agreement of the average borehole wall temperatures over short periods of time. However, further investigations are required to verify the temperature values over longer periods. This is particularly difficult with numerical models, as a detailed model of the borehole interior must be provided to represent the correct boundary condition (constant inlet temperature). Symmetries can also no longer be used for the investigation of U-probes and double U-probes, which significantly enlarges the calculation area and makes it three-dimensional.

However, the numerical model with 80 BHEs shown here is suitable to assess the temperature development not only at the wall of the borehole, but also at any point in the field. In the next section, this flexibility is used to estimate the storage capacity of such BTES.

4. EVALUATION OF STORAGE CAPACITY OF BTES

In contrast to the analytical model, the numerical model allows to assess the temperature at any point within the simulated area. This makes it possible to evaluate the temperature development, e.g. along the symmetry axes of the BHE field, and thus easily calculate the stored thermal energy. In contrast, only the average borehole wall temperature over the entire field can be considered in the analytical model, which makes it difficult to determine the stored thermal energy. Therefore, the thermal storage capacity is only evaluated with the numerical model in this work.

The numerical model from section 3, which represents 20 of 80 BHEs, is used to determine the storage capacity as an example. This model reflects the real BTES installed in Crailsheim, Germany. Fig. 6 shows a picture during the drilling of the boreholes. Since the numerical model includes the simplified assumption that the length of the BHEs is infinite (2D model), the storage capacity can only be determined without losses in the depth of the ground.



Fig. 6: Installation of the 80 BHEs at the BTES in Crailsheim, Germany [9]

For this reason, the storage capacity is related to the BHE length in the following considerations (as depicted in Fig. 7). In addition, the capacity is also considered in several sections along the radius of the BTES (see Fig. 3, symmetry axis $x_c, y_c = (0,0 \dots 20\text{m})$) in order to recognize the distribution along the BHE field.

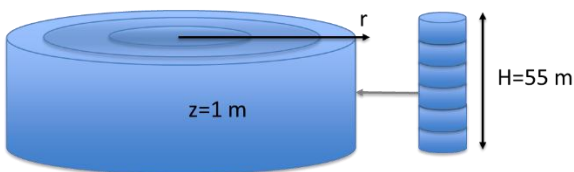


Fig. 7: Splitting the BTES into several layers of the same size

Fig. 8 shows the ground temperature determined at the symmetry axis as well as the thermal storage capacity per borehole length calculated with the temperature rise from 0 °C after one month of simulation. The influence of the neighbouring BHEs on the temperature at the symmetry axis can be seen from the fluctuating temperature line. Beyond the outermost borehole, which is

located at a distance of 13.5 m from the centre of the BTES, the temperature drops very quickly. The thermal energy stored initially rises with increasing diameter as long as the temperature remains almost constant, and then decreases. This is due to the fact, that the storage capacity is calculated here with the volume of each ground section along the radius, which becomes larger with greater distance to the centre.

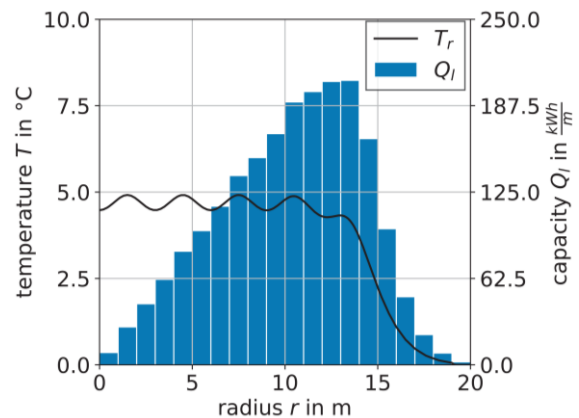


Fig. 8: Temperature and thermal capacity distribution over the radius of the simulated BTES after one month of constant heat injection

The example shown serves primarily to illustrate the distribution of the temperature and the stored thermal energy, i.e. thermal storage capacity. Building on this, a method for determining the capacitance with the analytical model is to be developed in further work.

5. INTERACTION WITH EBSILON® PROFESSIONAL

Within the HeatSHIFT research project, the analytical model presented in this paper is being

further improved [10]. The analytical model is already being used in combination with *EBSILON* to calculate the thermal interaction between high-temperature heat pumps and the ground. Extra interfaces were programmed on the *EBSILON* and *Python* side for this purpose. The function of the interfaces and an overview of the interaction between the two tools is shown in Fig. 9.

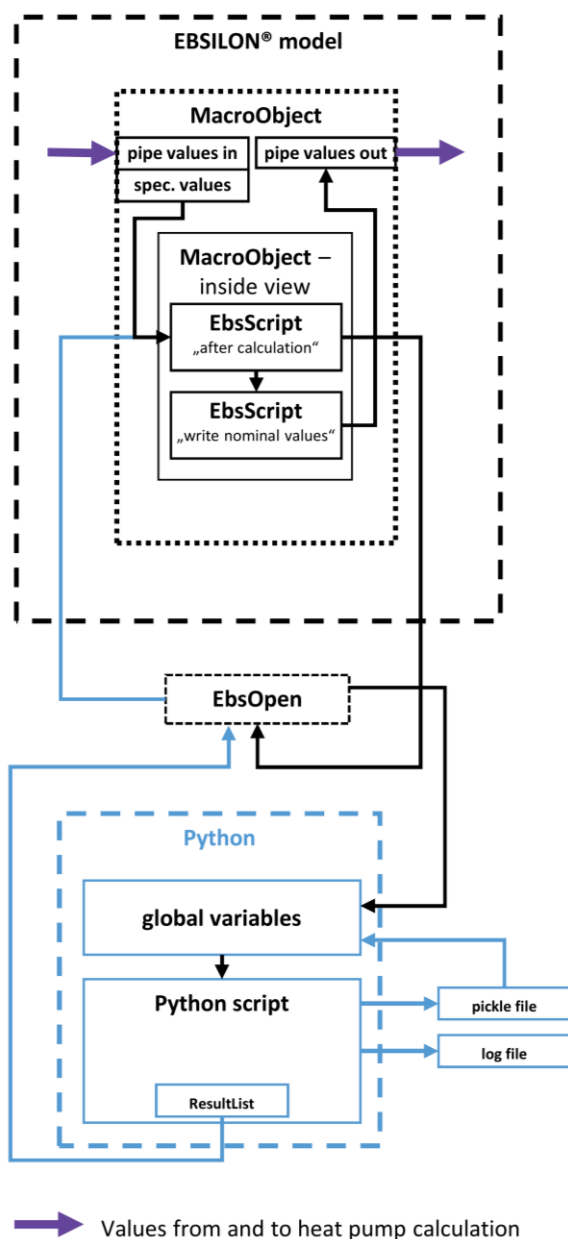


Fig. 9: Overview of the interface between the

EBSILON and python model

EBSILON executes the *Python* script for calculating the BHEs via an *EbsOpen* interface. Relevant parameters such as the volume flow and the BHE inlet temperature are transferred to the *Python* script. The *Python* script calculates the reaction of the ground and passes values such as the BHE outlet temperature back to *EBSILON* (Result list). At the same time, *Python* creates pickle and log files to retrieve the values already calculated for the calculations in the next time step. These values from the previous time steps are required for the temporal superposition. *EBSILON* uses the returned values to calculate the thermal behaviour of the heat pump.

The interaction between *Python* and *EBSILON* works very reliably via the described interface. However, the calculation speed is dependent on read and write processes in the log and pickle files. Further work on the interface is planned in order to eliminate this bottleneck.

6. SUMMARY AND CONCLUSIONS

The present paper shows an analytical method to calculate the thermal response of single BHEs as well as multiple BHEs summarized in a BTES with prescribed fluid inlet temperature. Based on g-functions, this method is verified using

numerical simulations with predefined heat flux for short times. When considering a BTES with 80 BHEs for the period of one month, the difference between the analytical and numerical solutions in terms of the temperature increase is less than 5 %.

As the evaluation of the thermal storage capacity still has to be worked out using the analytical model, an initial exemplary analysis was carried out using the numerical model. This made it possible to visualise the temperature curve and the storage capacity as a function of the storage radius.

By using the analytical model in conjunction with *EBSILON*, the interaction between high-temperature heat pumps and BTES is to be investigated. The implemented interface is shown and further tests will also provide information on the thermal behaviour of BTES.

The results shown are based on the observation of only short periods of time. However, in order to verify the analytical solution for longer time periods, the numerical simulation has to be extended to a three-dimensional model with heat flux from the surface and deeper ground layers as well as a detailed borehole heat exchanger model to meet the influences due to the specific boundary conditions (also recognisable in Fig. 1). In addition, a method still needs to be

identified with which the analytical model can also calculate the storage capacity of BTES. As the numerical simulations have shown, the consideration of the temperature distribution over the radius of the storage tank is relevant here.

7. REFERENCES

- [1] European Commission (2022). European Solar Energy Strategy. COM(2022) 221 final. Brussels
- [2] European Geothermal Energy Council (2024). Geothermal Now Manifesto. https://www.egec.org/wp-content/uploads/media_publication/Geothermal_Manifesto.pdf
- [3] P. Eskilson (1987): "Thermal analysis of heat extraction boreholes". PhD. Thesis, Lund, Sweden.
- [4] Cimmino, M. (2018). pyfunction: an open-source toolbox for the evaluation of thermal response factors for geothermal borehole fields. In Proceedings of eSim 2018, the 10th conference of IBPSA-Canada (pp. 492-501). IBPSA. ISBN 978-2-921145-88-6.
- [5] Cimmino, M., & Cook, J.C. (2022). pyfunction 2.2: New features and improvements in accuracy and computational efficiency. In Research Conference Proceedings, IGSHPA Annual Conference 2022

(pp. 45-52). International Ground Source Heat Pump Association. DOI:

<https://doi.org/10.22488/okstate.22.000015>.

[6] Cimmino, M., (2015). The effects of borehole thermal resistances and fluid flow rate on the g-functions of geothermal bore fields. International Journal of Heat and Mass Transfer. Volume 91. Pages 1119-1127. ISSN 0017-9310.

<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.08.041>.

[7] Cimmino, M. (2019). Semi-Analytical Method for g-Function Calculation of bore fields with series- and parallel-connected boreholes. Science and Technology for the Built Environment, 25(8), 1007–1022.

<https://doi.org/10.1080/23744731.2019.1622937>.

[8] Cimmino, M., Bernier, M. (2014). pygfunction 2.2: A semi-analytical method to generate g-functions for geothermal bore fields. International Journal of Heat and Mass Transfer. Volume 70. 2014. Pages 641-650. ISSN 0017-9310.

<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.11.037>.

[9] Bauer, D., Heidemann, W., Müller-Steinhagen, H. (2007). Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim. OTTI 17.

Symposium Thermische Solarenergie. Bad Staffelstein.

[10] Kempten University of Applied Sciences (2023). HeatSHIFT - Optimierung des Hochtemperaturwärmepumpeneinsatzes in der Fernwärmeversorgung zur Verschiebung von Wärmeüberschüssen und Dekarbonisierung. Research project.

<https://forschung.hs-kempten.de/forschungsprojekt/482-heatshift>

8. ACKNOWLEDGMENT

This work is funded by the German Federal Ministry of Economic Affairs and Climate Action (BMWK) within the framework of the research project HeatSHIFT, grant number 03EN3073. The authors gratefully acknowledge the financial supports given.

Real-time Electric Submersible Pump Machine Learning Diagnostics Enable Scale Detection and Power Optimization in Geothermal Applications

**Juan Atencia, Frank Corredor, Yuzhu Hu, Hans Sjerps, Xunlez Nuñez
Artificial Lift, Halliburton**

**Columbusstraat 19, 7825 VP Emmen,
The Netherlands**

1. ABSTRACT

Geothermal energy is a highly reliable, eco-friendly, sustainable, and clean energy source that has proven to be a game-changer in the residential and industrial sectors. It can be developed from hot rocks saturated in geologically favorable reservoirs, in which water is produced at temperatures greater than 120 °C from a depth of up to 4 km utilizing an Electric Submersible Pump (ESP).

Due to the flow rates required, high-enthalpy fluids, and harsh downhole conditions of geothermal wells, a real-time Well Manager System was implemented to improve the ESP design, operation, reliability, and well performance. This paper details the operating conditions of a high-efficiency geothermal ESP system in Germany with in-

house developed machine learning models.

Our Well Manager System has advanced to obtain virtual measurements, visual operating indices, vibrations tracking, real-time pump, and well performance evaluation, electrical unbalance tracking, and scale detection.

The machine learning models predicted pump intake pressure, motor temperature, fluid temperature, and flow rate, with less than 5% error compared to actual measurements. Additionally, the virtual parameters and real-time total dynamic head were analyzed together to indicate potential scale buildup within the flow meter or downhole components.

A thorough assessment was made by

continuously monitoring (24/7/365) the enabling recommendations to improve power consumption and increase the ESP's run life.

Keywords: GeoESP[®] pump, real-time monitoring, machine learning, scale detection, power optimization.

2. INTRODUCTION

Geothermal power is a clean and renewable source of energy from the earth's crust, which has become an attractive alternative to coal, oil, and natural gas, allowing diversification of the energy matrix in countries where it has been developed. These energy systems are produced from sandstone reservoirs with a moderate-to-excellent productivity index which are usually unable to naturally lift the geothermal fluids to the surface at economically viable flow rates according to the energy demand [1]. To enable reliable water management in geothermal energy production, most operators rely on ESP systems that produce hot brines containing dissolved gas from harsh geothermic reservoirs to surface facilities.

physical and digital aspects of the system, Once the ESP system is deployed in the well, the extreme temperatures, highly abrasive fluids, and corrosive environments [2], [3], [4], represent the principal challenges in high-efficient Geothermal Electric Submersible Pump applications (GeoESP[®] pump). Additional challenges include scale deposition, solids and abrasives production, fines migration, corrosive-erosive wear, resonant frequencies and high vibration, electrical insulation failure, pump performance tracking, excessive heat, high shafts, and thrust bearings loads. Reliable ESP design to mitigate these issues is a vital part of the economic viability of the project.

This article shares a successful case study of a geothermal well in Germany in which a real-time monitoring cloud system of the ESP allowed the optimization of operating parameters, detection of abnormal trends, avoidance of potential detrimental conditions, recommendations for sizing enhancements, support for the root-cause-failure analysis, and improvement in the reliability of the whole system. To the author's knowledge, very few works on real-time monitoring of ESP systems in geothermal wells have been published to date [5].

3. METHODOLOGY

3.1. GeoESP® pump application

The installed high-efficiency GeoESP® pump system was designed for a target flow rate of up to 450 m³/h (125 L/s):

- Mixed-flow centrifugal pumps with Inconel shafts, enhanced tungsten carbide thrust inserts, grooved bushings, unique retaining rings, and Erosion Buster® diffusers that help prevent scale deposition and abrasives recirculation. Given the wide range of operation of the pump, the ESP could maintain constant operation according to the heat requirement for different climatic seasons.
- GeoESP® pump Intake with a metallic mesh to prevent large solids and rocks from entering the pumps, designed for lower pressure drop and enhanced power requirements.
- Defender® Seals with labyrinth chambers, Durahard® 3 corrosion-resistant coatings, and extended expansion capacity to cope with thermal cycling and calcium carbonate scale plugging.

- Tandem motors with mechanical bearings retainers incorporated into large wide-profile Big Foot™ bearings, which allow movement of the rotor stack within the stator and heat transfer during thermal cycling, as well as tungsten carbide radial supports to reduce vibration.
- High-temperature downhole gauge evaluated for the expected harsh downhole environment.

The project can be described as a medium enthalpy doublet system. The ESP equipment was operated uninterrupted from start-up with a stable input power supply and within its recommended design limits.



Fig. 1: GeoESP® pump schematic.



Fig. 2: Machine learning models implementation in the Intelivate™ Well Manager System.

3.2. Monitoring and optimization

The Intelivate™ Well Manager System is a customizable monitoring and collaboration cloud platform that was implemented for geothermal projects surveillance and digitalization of operations with GeoESP® pumps. The platform works with a Remote Terminal Unit (RTU) installed at the well site that serves as an EDGE device for monitoring data capture and computing, event diagnostics, machine learning deployment, and wireless sensor implementation using private VPN encrypted communications. This allows the geothermal plant and the GeoESP® pump to be monitored in real-time from computers, tablets, and cellphones on a 24/7/365 basis.

3.3. Machine learning models

Statistical machine learning processes monitoring ESP systems is a relatively new technology in the oil and gas industry; it allows the prediction of multiple operating parameters with high precision and events detection by combining physical and trained mathematical models adjusted to each well [6]. A wellbore variable is fitted with a selected machine learning technique by using one or a combination of statistical learning models such as linear regression, logistic regression, decision trees, random forest, and neural networks in a time interval that includes a group of monitoring data. The selected model is then validated with data that was not involved in the previous training and the calculations are run in real-time in the

Intelevate™ Well Manager System.

Once the GeoESP® pump is started, around 2-3 weeks of data capture is required, including frequency changes for proper calibration of the machine learning models. In case of downhole gauge failure, the machine learning models enable the backup and continuous monitoring of the ESP with excellent prediction accuracy and low error (<5%), for pump intake pressure, motor temperature, fluid temperature, and produced total dynamic head (TDH).

4. RESULTS

4.1. GeoESP® virtual pump intake pressure

The pump intake pressure (PIP) is the pressure exerted by the well fluid on the sensor head and serves as a critical diagnostic for pump performance as it is a function of flowing bottomhole pressure, fluid level over the pump, fluid composition, static reservoir pressure, flow rate, and productivity index.

Local governmental authorities in Germany require a continuous real-time measurement of this pressure. As shown in figure 3, the implemented Geo Virtual machine learning models can calculate the

virtual PIP with less than 5% arithmetic error (less than 2 bar) by considering well conditions, equipment specifications, and past performance.

The monitoring and comparison of this pressure between different installations of the same well allows the evaluation of several things:

- The drawdown profile and time necessary to stabilize the productivity index of the geothermal reservoir (figure 4).
- Detection of stage wear, scale accumulation, solids plugging, fluid recirculation, and productivity index changes (figure 5). This helps identify whether the well requires a lower total dynamic head (TDH) to produce similar flow rates compared to previous runs.
- Recommendation of proactive chemical treatments for scale (figure 6). In this case, a downhole scale treatment was performed after the marked increase in the sensor pump intake pressure and Geo Virtual PIP error because of scale plugging at the intake ports. An increase in error can indicate possible adverse well conditions or

approaching ESP failure.



Fig. 6: Proactive chemical treatment based on virtual parameters observations.



Fig. 5: Productivity index tracking.

<https://doi.org/10.53196/gtj-2024>

4.2. GeoESP virtual temperatures

The motor winding and fluid temperatures are also predicted with less than 5% error (less than 2.5 °C), even during frequency reduction events, as seen by the overlapping curves in figure 7. The high wellbore temperature and scaling tendencies of the produced geofluids determine the baseline on which the motor will run and keeping track of these parameters is especially important for diagnosing organics deposition on the downhole components as well as fluid compositional changes. Exceeding the downhole gauge temperature ratings can cause frozen data at low runtimes.

It is important to have the machine learning models already calibrated with data from the current or previous run to avoid the installation of backup sensors in the production string or additional surface hardware.

4.3. GeoESP virtual flow rate

Predicting flow rate using machine learning techniques is generally more challenging than the other operating variables. Until now, errors of 3% have been achieved, but in some cases, this can

reach 5% (figure 8). It is worth highlighting that during frequency changes it has been possible to maintain the accuracy of the predictions. Also, if the surface flow meter is calibrated, it is necessary to recalibrate

the machine learning model as well.

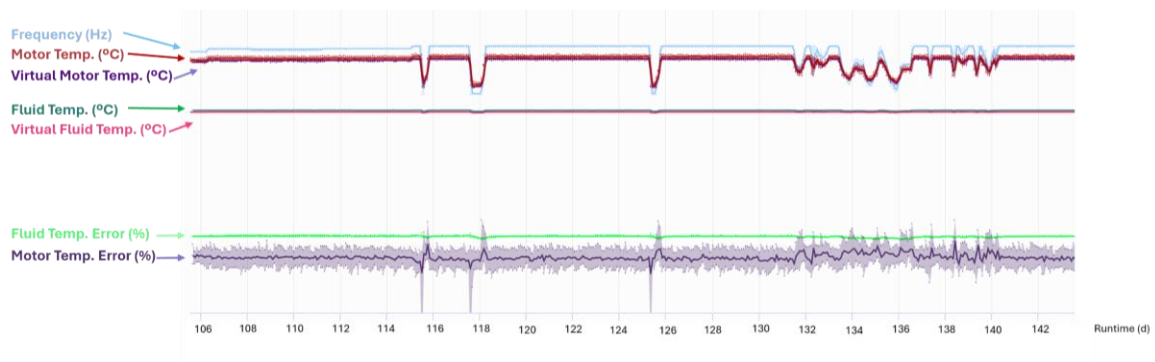


Fig. 7: Geo virtual temperatures tracking.

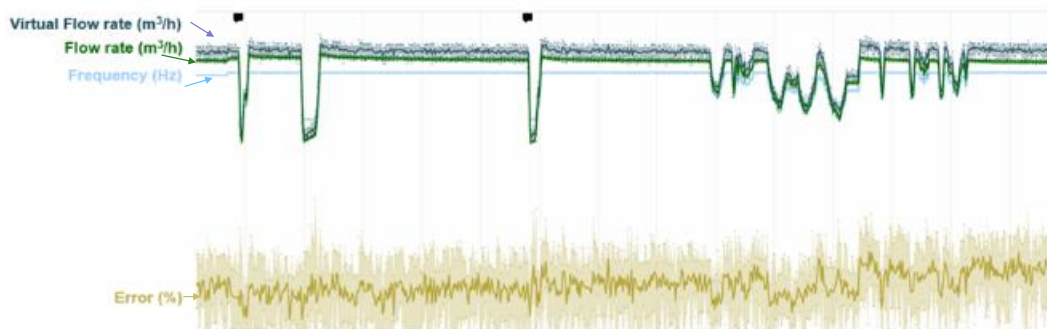


Fig. 8: Geo virtual flow rate tracking.

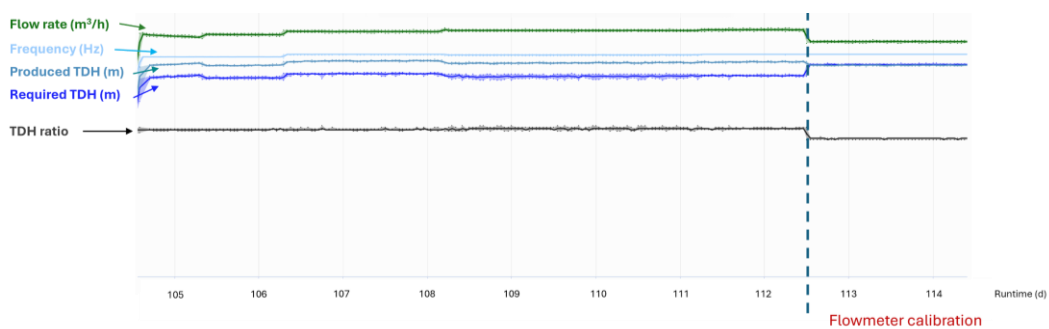


Fig. 9: Required and produced total dynamic head tracking.

4.4. GeoESP virtual TDH

Considering the dynamic lift height, the friction loss in the tubing, and the necessary lift on the surface, it was possible to implement the real-time calculation of the required TDH [7], as well as the produced TDH based on the installed high-flow pump. The TDH tracking is used for identification of scale deposition on surface lines. In figure 9, after a flow meter calibration, the produced TDH by the pump equalized the required TDH by the well. This is an indicator of scale deposits inside the surface flow meter since its principle of operation is based on the fluid velocity through the cross-sectional area.

4.5. Vibration tracking

The vibration assessment of ESP systems considers that the most important amplitude occurs in the radial orientation, i.e., perpendicular to the length of the equipment since it affects the bearings and the stability of the shafts. In high-production geothermal wells, the vibration is highly oscillatory, and its amplitude must be constantly observed to determine possible resonance frequencies. From historical data analysis, it has been determined that 0.5 G is a limit for peak

vibrations in geothermal wells.

Figure 10 shows how the vibration increases when operating the GeoESP® pump at resonance frequencies. Subsequently, it was possible to identify that this range of frequencies generated resonant vibrations; by avoiding it during speed reductions, there was a lower amplitude and peak of vibrations in the X and Y axes.

The significant benefit of monitoring of these parameters is to prevent operation in resonance, which may affect the system's mechanical integrity.

4.6. Electrical unbalance tracking

The output voltages and currents are the electrical energy supplied by the medium-voltage variable speed drive and transmitted by the power cable to the electric submersible motor. In general, it is recommended that the output voltage and current unbalance be less than 3% when running at a steady frequency (figure 11). A deviation greater than 3% could be related to high harmonic distortion, faulty VSD output filters, phase insulation deterioration, ground phases, high leakage current, input power fluctuations, flat cable configuration, cable/splice

impurities, manufacturing defects, unbalanced temperature distribution across the motor, buckling/bending, motor frame size, rough handling during shipment or resonance frequencies.

The electrical unbalance is calculated by taking the arithmetic average and comparing it with the value of each electrical phase. In the following example, once the resonant frequencies were avoided during normal geothermal plant operations, it was possible to verify that the electrical unbalance decreased, which is favorable for a longer motor run life.

4.7. Event detection

Early detection of scale development or solids plugging at the downhole intake is performed while running at a constant frequency, based on a TDH and flow drop from expected conditions. Another indicator factor is a rapid vibration increase exactly during TDH changes. Also, from the Geo Virtual PIP calibration it was noticed that the pressure drop across the intake and friction losses were much higher compared to historical data. The combination of these findings is intrinsically related to scale build-up.

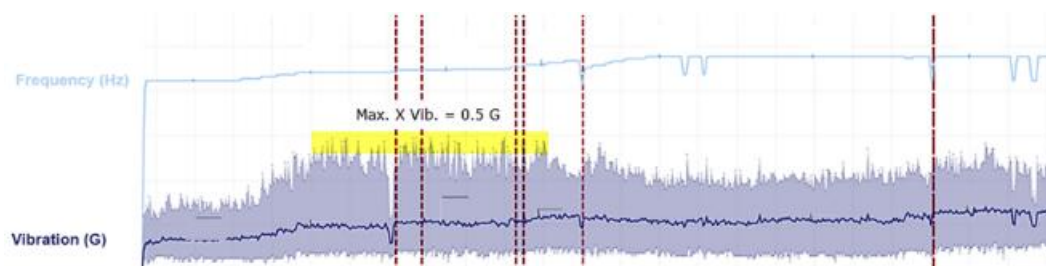


Fig. 10: Vibration resonance.

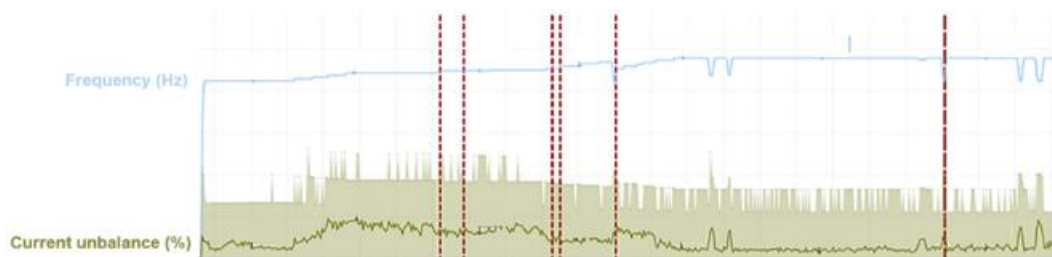


Fig. 11: A-phase current unbalance tracking during resonance frequencies.

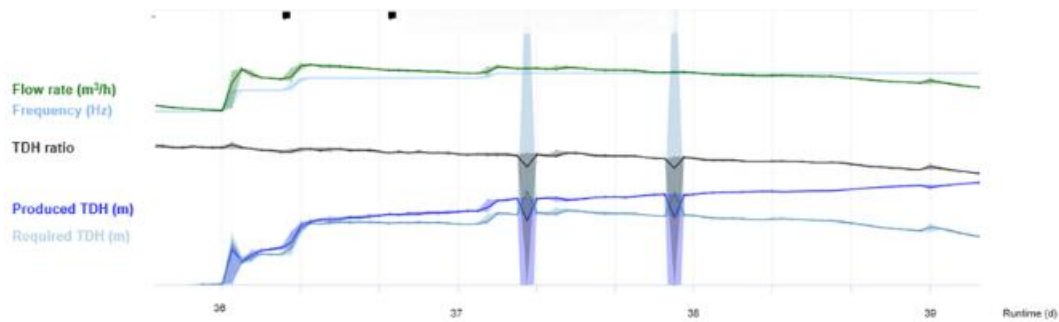


Fig. 12: Scale build-up detection.

5. CONCLUSION

The predicted virtual parameters using machine learning models are within 5% error for pressures, temperatures, and flow rate. The models have been implemented for more than 1500 days with successful results across more than 12 applications. The virtual pump intake pressure, total dynamic head, and vibrations tracking help identify when scaling accumulates in the flow system which is particularly useful for detecting when a chemical treatment is required. In conclusion, the digitalization of the geothermal plant and downhole pump supports the development of rapid decision-making protocols when abnormal conditions arise, preserving the electromechanical integrity of the GeoESP® pump.

6. REFERENCES

- [1] Grant M. (2013): Geothermal reservoir engineering, Elsevier.
- [2] Octaviano R, Dussi S, de Zwart H, Omrani PS, van Pul-Verboom V, Elewaut K, et al (2022), Model-based monitoring of geothermal assets, WARMINGUP.
- [3] Kullick J. Modeling and control of deep geothermal electric submersible pump systems (2022), Technische Universität München.
- [4] Kullick J, Hackl CM (2017), Dynamic modeling and simulation of deep geothermal electric submersible pumping systems. *Energies* (Basel). MDPI; 2017;10(10):1659.
- [5] Tandazo S, Hu H, Corredor F. Monitoring Real-Time Geothermal Data Leads to Innovative Machine Learning

Improvements in ESP Operations and Diagnostics (2022), EAGE GET 2022 p. 1–4., European Association of Geoscientists & Engineers.

[6] Lastra R. (2019). Electrical submersible pump digital twin, the missing link for successful condition monitoring and failure prediction. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.

[7] Takács G. A critical comparison of TDH calculation models in manual ESP design procedures, (2021). J Pet Sci Eng. Elsevier; 2021;201:108210.

Monitoring geothermal wells: from HT directional, pressure and temperature while drilling to advanced casing integrity services.

Davide Di Tommaso¹ and Maciej Pawlowski²

¹IES, Weatherford

66026, Ortona

Italy

²IES, Weatherford

30855, Langenhagen

Germany

ABSTRACT

Nowadays the energy sector is undergoing a milestone turn into more environmentally responsible green industry to comply with “net zero by 2050” regulations. The clear goal is to reduce the footprint of the global greenhouse gases to alleviate the ongoing climate change. Through this transformation, the geothermal energy plays an essential part by emitting significantly less harmful carbon dioxide, being more environmentally friendly than fossil fuel energy sector. Apart from the differences in the design and overall approach from the geothermal wells with respect to the

oil and gas wells, safety and integrity is invariably the uppermost common denominator. With this view, the monitoring of a well throughout its entire life is the most powerful instrument: from the early stage of drilling operations, to optimize trajectory and acquire formation evaluation data in real time to be able of taking immediate informed decisions, until the later stages of casing and cement operations, to evaluate the shear bond quality and inspect the casing integrity condition even after years.

This article describes a new set of high-temperature Logging-While-Drilling (LWD) and Pressure-While-Drilling (PWD) technologies for operating up to 210°C and will continue with defining the conventional methods as well as the state-of-the-art modern E-Line technologies for a comprehensive overview of the casing/cement integrity.

Keywords: geothermal well, drilling, cement, casing integrity, LWD and high temperature.

1. INTRODUCTION

The use of directional drilling in a geothermal field is usually dictated by various objectives: geological targets, for example, to intersect as many or as less formation fractures as possible, or the perimeter lease boundaries, institutional, legal, or topographic issues, and lastly but with major economic efficiency importance, it allows to drill several wells from one prepared surface site while avoiding collisions. The difficulties inherent in directional drilling are aggravated in the geothermal wells because of 2 major reasons: the electronic tools and elastomer elements

in the motors, susceptible to high temperature. HeatWave™ Logging-While-Drilling (LWD) tools are introduced here: a new set of directional, pressure and temperature, gamma ray, resistivity, density and porosity to operate in temperatures up to 200 – 210 °C. The HeatWave™ HEL Measuring-While-Drilling (MWD) tool enables the operator to safely control wellbore trajectory and orient the downhole motor for sliding up to 180°C in large hole sizes, down to 12 ¼", and up to 200°C for smaller hole sizes, like 8 ½" and below. In our case, MWD was also equipped with the Bore and Annular Pressure (BAP) sensor (Fig. 1), a high temperature Pressure-While-Drilling (PWD) sensor that provides bore and annular pressure and temperature in real time. The system was used in some high enthalpy deviated geothermal wells where lost circulation was expected, mainly related to the presence of natural highly productive fracture system.

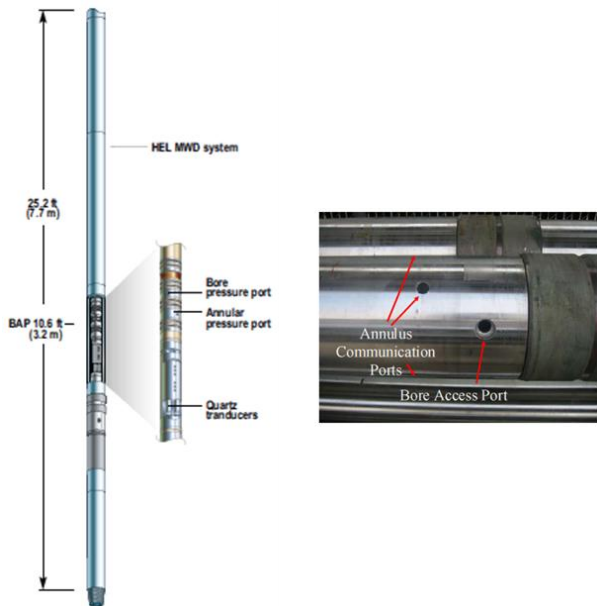


Fig. 1: HeatWave™ HEL MWD tool equipped with the Bore and Annular Pressure (BAP) sensor.

In addition to the applications commonly used in wells, the real time and cost-effective measurement of downhole pressure and temperature was attempted to be used to better understand hydraulic conditions of the reservoir, improve accuracy in fracture characterization and position, and prevent downhole equipment damage or NPT.

Casing can be run shortly after the well section is drilled and assessed, possibly using LWD data, in order to separate the formation and prevent borehole collapse events. Once the casing is set, a cement job can be performed. Historically the integrity of

wellbores was assessed based on the temperature and cement bond log (CBL) surveys run on the electric cable. Mechanical caliper tool was run to assess condition of the inner side of the casing. These logging methods even though extremely reliable for qualitative analysis have been lacking in azimuthal sensitivity and overall resolution, that is required to get a complete picture of the wellbore conditions to successfully maintain the integrity of wells. Over the last decades, developments in the E-Line technologies resulted in the broad range of the cased hole measurements portfolio offered by various service companies. Among these, Weatherford provides SecureView®, a single-trip casing and cement evaluation service, which is one of the most competitive offerings on the market. In just one trip it provides high-definition logs of inner casing, outer casing, cement strength, and cement bond, which can reveal casing and cement anomalies and wellbore problems quickly and efficiently (fig. 2).

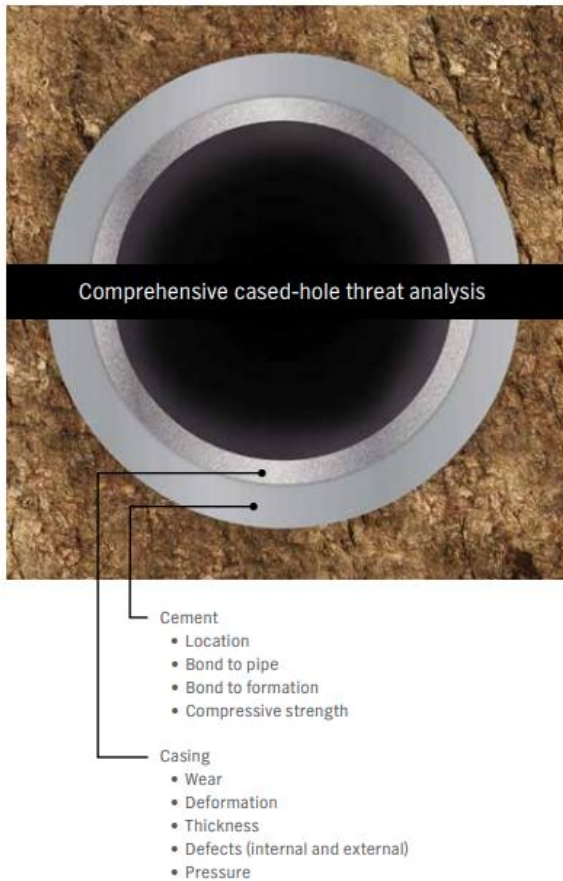


Fig. 2: SecureView[®], single-trip casing and cement evaluation service answers

2. DELIVERING HIGH-RESOLUTION TRIPLE COMBO LWD LOGS IN ULTRAHIGH-TEMPERATURE WELLS

As drilling moves into deeper and hotter environments, even high-temperature LWD systems can't handle the heat. Operators often settle for extensive temperature-mitigation measures, additional operating

time and expense, or the prospect of receiving no data at all. The HeatWave™ Extreme service brings reliable LWD measurements to the most challenging drilling environments on Earth. Jointly designed and field-proven with a major E&P company, the service acquires high-quality LWD data in temperatures up to 200°C and pressures up to 30,000 psi. Each HeatWave Extreme service component, from electronics to elastomers, was completely redesigned for optimal reliability and robust resistance to ultra-high temperatures, high pressures, and vibration. The result is the first LWD service to reliably acquire gamma ray, resistivity, neutron porosity, bore and annular pressure, and density data at high temperatures (fig. 3) without wireline runs, extra trips, or temperature mitigation.

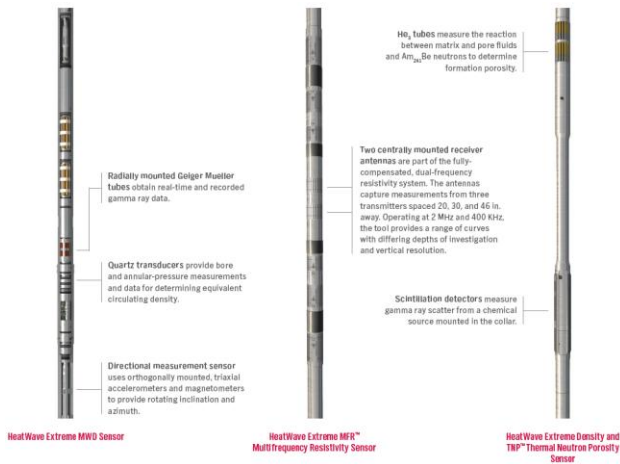


Fig. 3: The complete HeatWave™ Extreme triple-combo LWD service.

3. WHILE DRILLING MEASUREMENTS AND APPLICATIONS IN HIGH ENTHALPY GEOTHERMAL WELLS

A combination of mud motor (PDM), MWD and BAP (pressure-while-drilling sensor), was used to drill and steer the 8 ½” sections of some high enthalpy (>200°C) geothermal wells. In this fields, lost circulation was expected mainly related to the presence of natural highly productive fracture system (Fig. 4).

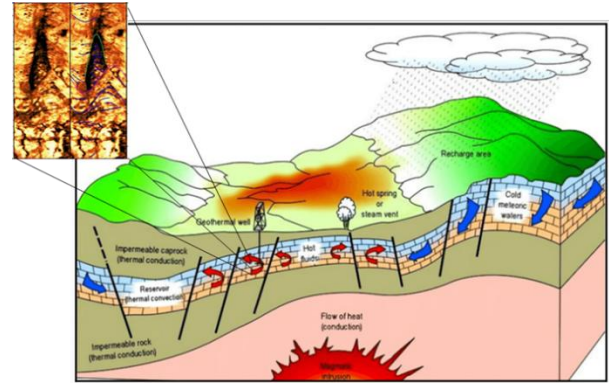


Fig.4: Schematic model of a fracture driven geothermal system (modified from the web).

The wells were successfully drilled up to a wellbore inclination of 30 degrees and a maximum recorded temperature of 184 °C. Close to the end of the well it was necessary to run a single shot due to the occurrence of total losses and MWD not able to take surveys. The pressure and temperature data recorded by the BAP sensor was analyzed and some interesting behaviors were observed, and possible specific applications were highlighted. It was noticed that, while drilling deeper into the well, there were two main different temperature trends during periods of suspended circulation or pump off necessary to take survey or run single shot. In particular, until a specific depth, the temperature during pump-off was increasing even if fresh water was pumped into the annulus to cool the well and hold annular

pressure to keep water mud level. At some point the temperature during similar interval of pump off was stable. The lack of temperature increase was interpreted as a more effective cooling effect on the reservoir and formation related to the presence of highly injective and connected fractures intercepted during drilling. The “open” system created by the presence of fractures allows to cool a larger volume of the reservoir during drilling and circulation in the annulus (Fig. 5), avoiding the effect of the “closed” system, like an “hot pot”, whose temperature is controlled by the thermal gradient (Fig. 6). In some cases, after drilling deeper, the “hot pot” effect was resumed indicating that the fractures had been closed by cuttings or that the water column was below fracture and not able to effectively decrease the temperature.

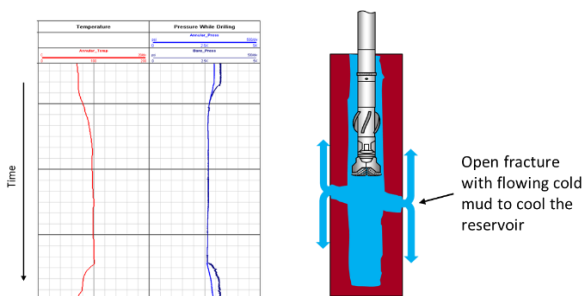


Fig.5: Temperature is stable at 100°C after 2.5 hours without circulation, indicating the presence of highly injective and connected fracture.

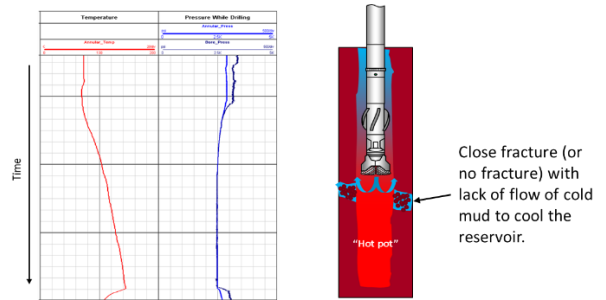


Fig.6: Temperature increases from 70°C to 145°C in 2.5 hours, indicating mud fluid is not cooling the formation (“hot pot”).

The awareness about which of the two conditions we have inside the wellhole is particularly important. In an “hot pot” situation motor and MWD failures are highly likely to occur because of the temperature, especially when tripping back into the hole. The ability of a top-drive unit to circulate while tripping into or out of the hole is a significant advantage for this operating method. As the tool can also send maximum and minimum temperature during pumps off, we are able to understand the heating gradient and make same interpretation in real time. As shown in Figure 7, we can also interpret the depth position of the fracture looking at the boundary between the two conditions.

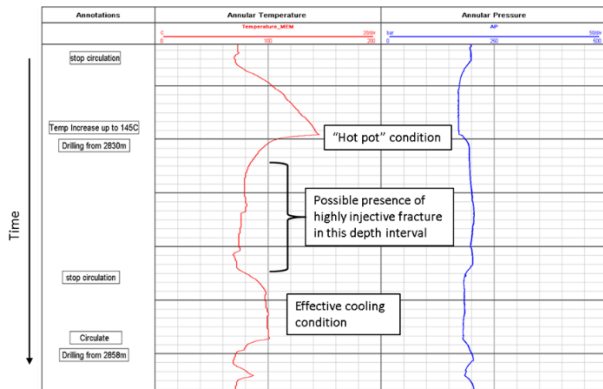


Fig.7: Based on transition between the two trends we can interpret fracture depth between 2830 and 2858 m MD.

Another observation is about the pressure as we noticed a large decrease of annular pressure, that does not correlate to rig operations, which can indicate presence of highly injective fracture and steam hot water or steam influx that causes a decrease in EMW and, consequently, of the pressure. Figure 8 shows a sudden decrease of pressure, also when drilling, between 3106 and 3125 m MD and, after that, tendency of the temperature to increase quickly as soon as circulation is off. This may indicate the presence of fracture with hot water or steam influx.

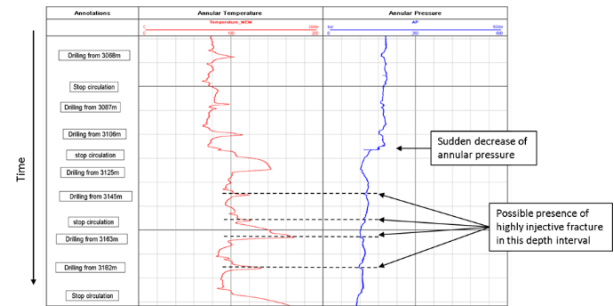


Fig.8: Temperature increase and pressure decrease indicating steam influx from fractures.

In conclusion, we have explored new potential application for MWD pressure-while-drilling tool (BAP) applied to geothermal wells. In addition to the applications commonly used in oil and gas wells, the real time and cost-effective measurement of downhole pressure and temperature was attempted to be used to better understand hydraulic conditions of the reservoir, improve accuracy in fracture characterization and position, and prevent downhole equipment damage and NPT. Although there are multiple variables to take into consideration, the concept proves to be valuable and deserves further discussion and case history. If zones with fractures must be sealed in the upper intervals of the well, cement is usually the treatment of choice but is hard to place accurately. It is much more important to repair loss zones where casing will later be set than in production intervals. If the loss zones cannot be effectively repaired

before casing is run, more complicated cementing procedures must be used to accomplish an effective casing cement job.

4. WELL INTEGRITY WIRELINE LOGGING IMPORTANCE THROUGH THE GEOTHERMAL WELLS

At certain stage, each of the wellbore needs to be cased and cemented to keep them stable and to preserve hydraulic isolation of the penetrated wellbore from the surrounding formations. In that matter Weatherford's state-of-the-art modern E-Line technologies called SecureView[®] offers the means for a comprehensive overview of downhole condition as a necessary step to plan further remediation actions. SecureView[®] is a combination of advanced versions of the tools currently available in the market - UltraView[®], CalView[®], FluxView[®] and BondView[®] (Fig.9). These tools can be run in tandem which significantly reduces logging time and can positively impact overall performance of the workover operations. By utilizing cutting edge technologies SecureView[®] can identify the wellbore

integrity problems that conventional tools standalone cannot do.

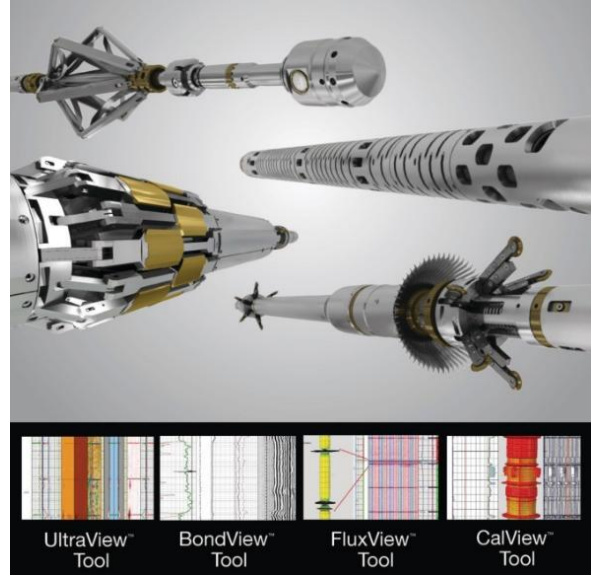


Fig.9: SecureView[®] suite

As most of the geothermal wells contain CO₂, H₂S and other corrosive elements it is extremely important to precisely monitor conditions of the tubulars to ensure safe and responsible wellbore utilizations. Pulsed echo ultrasonic measurement (UltraView[®]) provides circumferential casing thickness, radii, and amplitude maps. When combined with a highest resolution in the marked multi-finger caliper (CalView[®]) and electromagnetic tools (FluxView[®]) it can identify any type of casing imperfection, from general corrosion or wear towards small size pitting, including casing scale or solids buildup. That also

involves any types of casing deformation caused by increased pressures, commonly observed in geothermal wells. Acoustic impedance of the material behind the casing from pulsed echo ultrasonic tool provides the means for detailed high resolution 360 degrees coverage cement evaluation with the option to quantify and differentiate between water, cement and gas content within the casing annulus. This poses a high importance as the quick temperature cycling in the geothermal wells affects the effectiveness of the cementing job, creating leak paths like channels or micro-annulus that might compromise the integrity of the wellbore. Combination of the advanced UltraView® with conventional BondView® (CBL) measurements gives a complete picture of casing-cement and cement-formation bond quality. Broad range of the ultrasonic tool head sizes are increasing its application from small size API casings to large completions, dictated by the needs of high flow rates in geothermal wells. Applications of the UltraView® is not limited to the conventional wellbores completion based on steel or metal alloys and it can be successfully run as well through fiberglass casings, extremely thick

casings or to evaluate light weight foamed cements.

SecureView® extent far beyond the conveyance logging methods and equipment. Proprietary software, processing algorithms, sophisticated reporting and interactive 3D data manipulation and presentation formats make SecurView® a comprehensive solution for identification of well integrity problems and recommendations on remedial options (Fig.10).

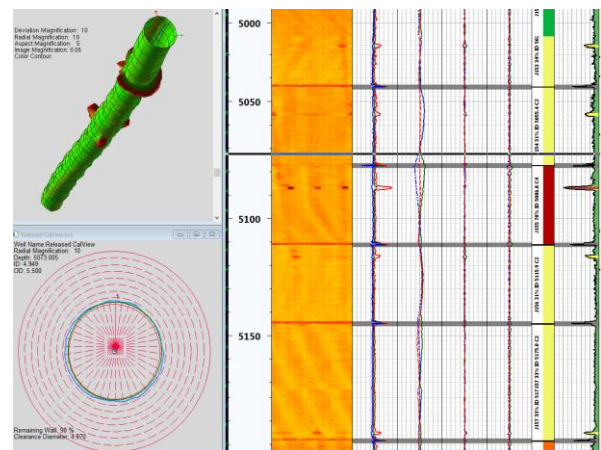


Fig.10: CalView® data presentation - 3Dview of the casing shape, 2D cross-section as well as joint summary log plot

5. CITATIONS

- [1] Finger J. and Blankenship D. (2010): "Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling." Prepared for the

International Energy Agency, Geothermal Implementing Agreement, Annex VII, December 2010.

- [2] Korhan Kor (2023): “A Synopsis on Pressure-While-Drilling Applications”. IPETGAS 2023 - 21st International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkiye, Ankara (27-29 September 2023).
- [3] Weatherford (2003): “Bore and Annulus Pressure (Version 2)”. Field Instruction Section 8, October 2003.
- [4] Weatherford manuals: CBT-A_TM-08, CIT_TM-08_W, MSC_TM-08_W, URS_TM-08_W

New Advances in High Temperature Electronics and Sensors for Geothermal Drilling

John Clegg

Hephae Energy Technology

Cheltenham, UK

ABSTRACT

Enhanced and Advanced Geothermal Systems (EGS and AGS) are new methods of creating geothermal installations that have already been demonstrated to potentially increase electric power production by a factor of greater than 10 when compared with more conventional methods. Some involve fracturing the rock between injector and producer wells, and some rely on drilling wells to convey closed loop fluid systems to take heat from the rock.

Compared with conventional hydrothermal wells, they are technically challenging to drill. In particular, very accurate well positioning, generally including horizontal wells, will be required. The oil and gas industry can already drill accurate directional wells and this capability to position the well is directly

transferable to some of the first EGS and AGS wells because they are likely to be drilled at temperatures familiar to oil and gas drillers. But to make EGS and AGS wells more economically interesting, they will need to be drilled at higher temperatures which are currently beyond the capabilities of oil and gas drilling equipment.

Even the claimed 175°C operating capability of oil and gas technologies is challenging for the economics of geothermal drilling because equipment operated at this maximum temperature limit exhibits low mean time between failure and/or service. Therefore, the industry needs a step change in its approach to the temperature capabilities of downhole equipment.

Keywords: EGS, AGS, unconventional, high temperature, electronics, cooling, MWD, RSS.

1. INTRODUCTION

Key challenges facing geothermal energy include the cost of drilling wells and the maximum temperature at which they can be drilled.

In a briefing to the European Parliament, Vittorio Prodi noted that “the main obstacle to the development of the geothermal sector in Europe remains the high cost of drilling, which represents two thirds of the costs of a geothermal plant” [1]. And Farina et al reported in 2023 that “high enthalpy scenarios, for temperatures higher than 170°C, present many challenges for most of the current drilling and completion technologies” [2].

This needs to be considered in the context of the leverage that can be achieved by drilling higher temperature reservoirs.

Hephae Energy Technology has used the US Department of Energy Geothermal Electricity Technology Evaluation Model (GETEM) [3] to calculate the leverage of temperature over the economics of geothermal wells, and the results are significant.

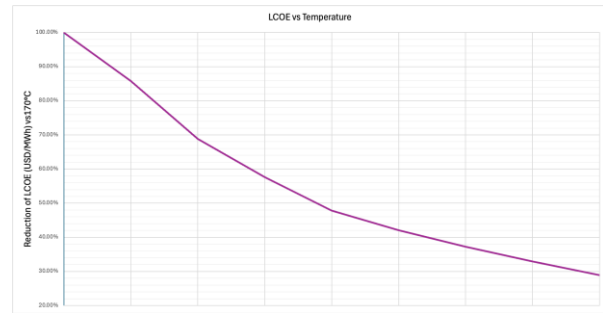


Fig 1: LCOE as a function of reservoir temperature.

Increasing reservoir temperature from 170°C to 210°C improve LCOE by approximately 25%, and increasing further to 250°C improves LCOE by approximately 45%.

To further emphasise the opportunity that would be opened up by solving these dual problems, the United States Department of Energy’s “Earthshot” published a set of pathways to the “Enhanced Geothermal Shot”, which included: drilling at four times current speed; reducing well construction cost by 60%; and enabling access to 50% more hot rock [4].

The oil and gas industry already has proved its ability to drill much more efficiently and with less use of resources, by tripling the amount of footage drilled per rig in the last two decades [5], [6].

Now, unconventional geothermal operators are planning to drill wells that look like unconventional oil and gas wells, with long deviated or horizontal sections that are

precisely controlled. For example, Eavor is drilling a set of deviated AGS wells in Bavaria that intersect each other at the very end of the well in order to create the required closed loop [7]. And Fervo is drilling EGS wells in Nevada and Utah, USA, are drilled precisely parallel to each other in order to optimise the hydraulically stimulated completion.

These pilot projects are being drilled with reservoir temperatures between 150°C and 200°C, but both would benefit from better economics if they could be drilled deeper and hotter.

1. CURRENT STATE OF DRILLING

The precision with which EGS and AGS wells will need to be drilled demands technologies familiar to drillers in oil and gas, namely measurement while drilling (MWD) and rotary steerable system (RSS) technologies. The MWD provides to the driller real-time measurements of inclination and azimuth in addition to some geologic information, and status information on things like downhole mechanics and dynamics. This allows the well path to be monitored and adjustments made as necessary to keep on track and to prevent equipment damage. The RSS can be used to make directional adjustments in long tangent and horizontal sections. Both rely on complex sensors and electronic systems.

A recent report published for the Clean Air Task Force [9] provides a very good description of the current state of drilling technology. It shows how existing electronics-based drilling tools are limited to temperatures between 175°C and 200°C. It also describes potential mitigating technologies including mud chillers (to reduce the temperature of the drilling mud before it enters the well so that any downhole tools are exposed to colder fluid) and coated or insulated drill pipe (to maintain that colder temperature for as long as possible as the fluid is pumped into the well). Unfortunately, neither of these techniques fully mitigate the situation because there are times when the drilling fluid is not circulated, and in this event any tools that happened to be downhole will be rapidly heated up. Accordingly, the Clean Air Task Force report proposes a hybrid solution whereby mitigating technologies are used alongside increasingly high temperature capable downhole tools in order to optimise the economics of the geothermal well.

2. FUTURE STATE – HIGH TEMPERATURE TOOLS

Hephae Energy Technology has set out to solve the problem of high temperature drilling tools by creating a new generation of downhole electronics combined with new ideas about how to keep them cool. The

company is developing its electronics in Houston, Texas, USA – where there is a well-established ecosystem for high-quality and high-reliability electronics manufacture. It is developing its mechanical engineering and thermal modelling capabilities in Bilbao, Spain – an area not known for drilling technology. Solving the problem of thermal management presents a significant challenge and the company deliberately took on people who had not been exposed to previous attempts to solve it. To quote Edward De Bono: “sometimes the situation is only a problem because it is looked at in a certain way. Looked at in another way, the right course of action may be so obvious that the problem no longer exists” [10].

Keeping electronic components cool is not just a question of protecting them from the external environment. They have the capability to internally generate a substantial amount of heat, and therefore it is also necessary to protect them from themselves. Therefore, the problem in question is how to get the heat from the die, in the centre of the electronic component, to a place where it can be safely disposed of – for example the drilling mud or a cooling system. The solution is complex. It necessarily includes design and packaging of printed circuit boards (PCBs), but it also must include consideration of how heat

is transferred away from the board. Therefore, for high temperature tools, thermal design of the packaging in order to ensure flow of heat away from the boards and into a cooling medium is paramount. The oil and gas industry has done an excellent job over recent decades of packaging electronics in order to protect them from the shock and vibration environment typically seen while drilling wells. However, for higher temperature operation, packaging in this way is no longer enough. The need to avoid damage due to shock and vibration must be carefully balanced against the need for thermal management.

The solution selected, after careful consideration, by Hephae Energy Technology is the use of circular printed circuit boards, approximately 75 mm in diameter.

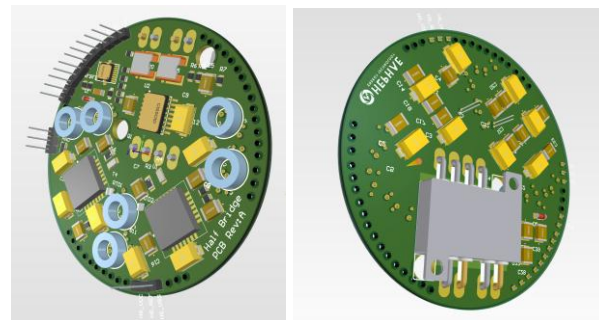


Fig 2: Circular printed circuit board assemblies.

The circular shape allows the most efficient use of surface area and volumetric space, and the thermally anisotropic characteristic of the printed circuit board assembly (PCBA), whereby the effective thermal resistance

reduces as the radius increases, promotes radial transport of heat.

Modelling has shown that this arrangement can minimise the temperature difference between the die and a component at the centre of a board and a thermally conductive structure at the outside.

The PCBAs are mounted orthogonal to the axis of the tool in a stack which is surrounded by and contained by a set of metallic rings. Once heat has been conducted from a component to the edge of the circular PCB, it can be rapidly conducted through the metallic rings, either radially or axially, and into a cooling medium. This medium might be drilling mud flowing past the outside of the tool, or for higher temperatures it could include cooling methods embodied inside the tool itself. Either way, the architecture of the stack is the same.

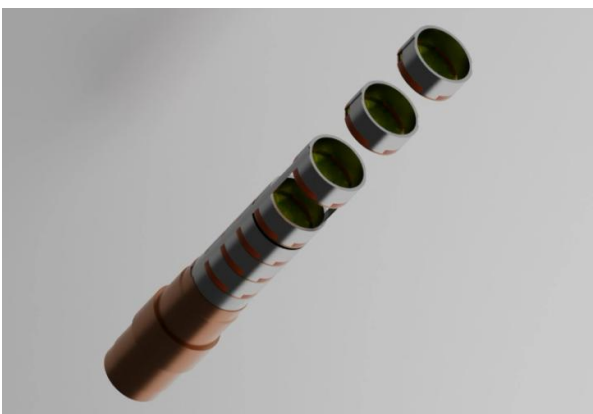


Fig 3: Exploded view of stack showing circular PCBAs and metallic rings.

As well as providing for optimum heat transfer, small, circular PCBAs are inherently very stiff,

with a much higher resonant frequency than would be seen in a more conventional rectangular downhole PCBA. This additional stiffness will make them more suitable for the severe shock and vibration environment that they are likely to encounter in light of the dysfunctions present in drilling lateral wells.

3. PRACTICAL ISSUES – COMPONENT SELECTION AND TESTING

Initial attempts at component selection have identified many commercially available components that will operate at temperatures of at least 210°C. This matches the initial operating specification of the tool, which is good news in principle, provided that we remove heat from the components in the manner shown above and thereby minimise the difference between die temperature and cooling temperature.



Fig 4: Oven testing above 230°C.

However, a small number of components are

not available for such extreme temperatures. In this case, it has been possible to repackage these and the repackaged versions have been thoroughly tested at high temperatures. So far, testing of components at temperatures between 220°C and 230°C has proved the physics. The components work reliably at these temperatures, indicating no major issues with capacitance or leakage currents. Further work will entail highly accelerated life testing (HALT) whereby assemblies are subjected to temperature, shock and vibration simultaneously. However, any problems identified during this phase testing will be soluble using known engineering techniques in terms of improving the support, mounting, or placement of components or PCBs.

4. CONCLUSIONS

Importing technologies from the oil and gas industry can significantly reduce the cost of drilling unconventional geothermal wells and allow the use of accurate directional drilling to optimise potential production.

The leverage of temperature is very significant, with a 25% reduction in LCOE available if reservoir temperatures can be increased by just 40°C.

However, at present the technologies used in the oil and gas industry are not capable of reliable operation above 200°C.

Although the temperature of drilling tools can be reached by the use of mitigating technologies like mud chillers and insulated pipe, none of these technologies will fully mitigate the situation because there are times when the drilling fluid is not circulated, and therefore the best solution for the industry will be a hybrid solution whereby mitigating technologies are used alongside increasingly high temperature capable downhole tools.

Developing high temperature electronics requires that the self-generated heat from electronic components is quickly and safely removed from the component into either or both of the drilling mud and a downhill cooling system. Thermal design of the packaging in order to ensure flow of heat away from the boards and into a cooling medium is paramount.

One approach is to use a circular printed circuit board to promote the radial transport of heat, and combine it with a terminally conductive structure to rapidly take heat away. This structure could comprise a set of metallic rings that constrain the circuit board. The inherent stiffness and high resonant frequency of small circular boards will also be suitable for the severe shock and vibration environment that they are likely to encounter. So far, heat testing of components has demonstrated reliable operation of all

elements of the system between 220°C and 230°C.

Future work will entail highly accelerated life testing whereby assemblies are subjected to temperature, shock and vibration simultaneously.

REFERENCES

[1] V. Prodi (2014): "Significant barriers' to geothermal power must be overcome",

[3] US Department of Energy, Geothermal Technologies Office (2016), "Geothermal Electricity Technology Evaluation Model."

<https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-electricity-technology-evaluation-model>

[4] energy.gov (2023), "Enhanced Geothermal Shot"

<https://www.energy.gov/eere/geothermal/enhanced-geothermal-shot>

[5] Baker Hughes (n.d.), "North America Rig Count"

<https://rigcount.bakerhughes.com/na-rig-count>

[6] US Energy Information Administration (n.d.), "Footage Drilled for Crude Oil and Natural Gas Wells",

https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_wellfoot_s1_a.htm

TheParliament,

<https://www.theparliamentmagazine.eu/new/article/significant-barriers-to-geothermal-power-must-be-overcome>

[2] D. Farina *et al.* (2023), "Well Design Challenges in Geothermal Energy Applications", Chemical Engineering Transactions, The Italian Association of Chemical Engineering, Vol. 105, 2-23, pp. 427-432.

[7] Eavor (n.d.), "The world's first Eavor-Loop for heat and power is under construction in Germany", <https://eavor-geretsried.de/en/>

[8] Fervo (2023), "Fervo Energy Announces Technology Breakthrough in Next-Generation Geothermal", <https://fervoenergy.com/fervo-energy-announces-technology-breakthrough-in-next-generation-geothermal/>

[9] T. Pink, R. Pearce and D. Bour (2024), "Bridging the Gaps: A Survey of Methods, Challenges, and Pathways Forward for Superhot Rock Drilling." Clean Air Task Force.

[10] E. De Bono (1967), "The Use of Lateral Thinking", Jonathan Cape Ltd, London, 1967.