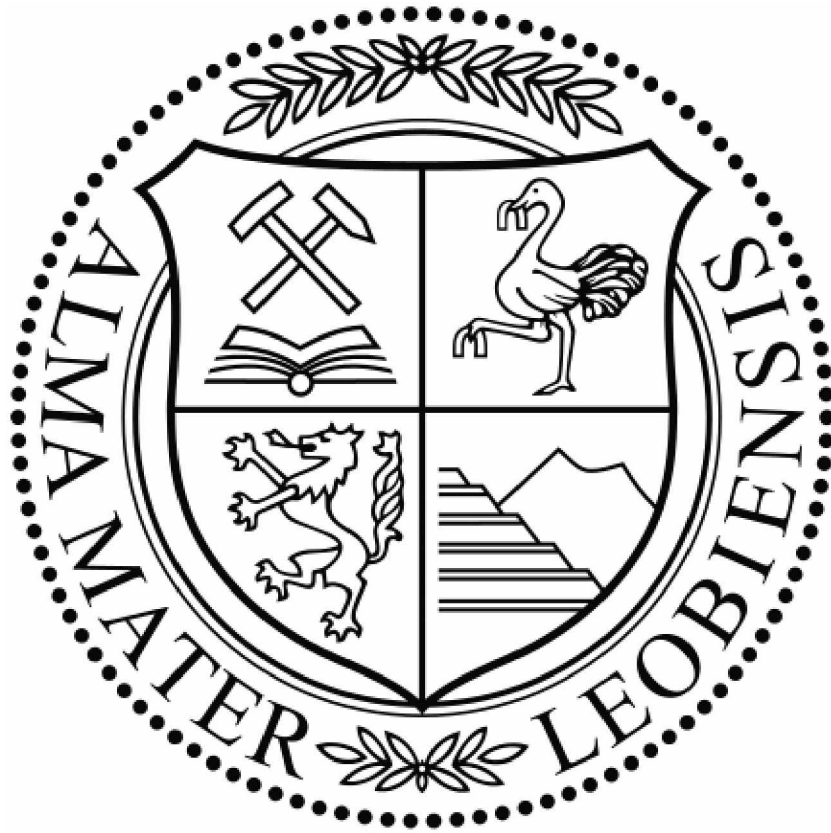


MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN



# Petrographie und Reservoirqualität des Unterturon Glaukonitsandsteins im Feld Voitsdorf

---

Diplomarbeit

Martin Riedl

## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubter Hilfsmittel bedient habe.

---

(Martin Riedl)



## DANKSAGUNG

Die Verfassung einer wissenschaftlichen Arbeit wie dieser Masterarbeit benötigt ein gewisses Maß an Unterstützung, um sie abzuschließen. Ich möchte daher allen, die mir geholfen und mich in meinen Bemühungen begleitet haben, danken. Besonders gilt mein Dank Frau Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Doris Groß und Herrn Univ.-Prof. Mag. rer. nat. Dr. mont. Reinhard Sachsenhofer, die mich während meiner Arbeit betreut haben und mir mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind. Generell möchte ich mich bei der gesamten Belegschaft des Lehrstuhls für Erdölgeologie für die Unterstützung bedanken.

Ich möchte der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) danken, welche mir die Möglichkeit bot, für sie diese wissenschaftliche Arbeit zu erstellen, sowie mir Zugang zu Kernmaterial und Literatur gab. Mein besonderer Dank gilt dabei Herrn Dipl.-Ing. Dr. mont. Lorenz Scheucher.

Auch dem Lehrstuhl für Angewandte Geophysik, dem Lehrstuhl für Geologie und Lagerstättenlehre und dem Lehrstuhl für Nichteisenmetallurgie der Montanuniversität Leoben sowie dem Department für Geodynamik und Sedimentologie der Universität Wien gilt mein Dank für die Unterstützung während meiner durchgeführten Messungen. Abschließend möchte ich mich auch noch besonders bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die mich zu jeder Zeit unterstützt haben.

## ZUSAMMENFASSUNG

Der Unterturon Glaukonitsandstein im Feld Voitsdorf ist ölführend. Wegen sehr geringer Permeabilität gelang bisher aber trotz relativ hoher Porosität keine wirtschaftliche Förderung. Im Zuge der vorliegenden Studie wurden die sedimentologischen und petrophysikalischen Eigenschaften des Unterturon Glaukonitsandsteins in vier Bohrungen aus dem Voitsdorf Feld untersucht und die Gründe für die geringen Permeabilitätswerte erarbeitet. Zudem wurden, aufbauend auf die Untersuchungsergebnisse, im Rahmen einer Literaturstudie verschiedene Stimulierungsmethoden, die zu einer Erhöhung der Permeabilität führen, evaluiert.

Die Ergebnisse der sedimentologischen Untersuchungen erlauben eine Dreigliederung des Unterturon Glaukonitsandsteins in eine Upper, Middle und Lower Unit. Alle Einheiten weisen eine komplexe Diageneseentwicklung auf. Diese begann bereits kurz nach Ablagerung der Sedimente mit Glaukonitbildung, gefolgt von der Umwandlung des Glaukonits in Berthierin. Frühdiagenetisch bildete sich auch ein Tonmineralsaum um verschiedene Körner, bevorzugt jedoch um Glaukonit. Später lieferte die Verdrängung von Feldspäten das  $\text{SiO}_2$  für die Bildung einer ersten, feinkörnigen ( $< 5 \mu\text{m}$ ) Quarzzementphase, wobei währenddessen akzessorisch auch Chlorit gebildet wurde. In größerer Versenkungstiefe begann die Smektit-Illit Umwandlung, wodurch zusätzliches  $\text{SiO}_2$  für eine zweite, grobkörnigere ( $>20 \mu\text{m}$ ) Quarzzementphase frei wurde. Nachfolgende Zementation durch Calcit in der Lower Unit zeigt eine Änderung des Porenwasserchemismus an, welche auch zur Bildung von euhedralem Pyrit in Tonlamellen führte. Abgeschlossen wurde die Diagenese von lokaler Oxidation sowie Minerallösung in der Middle Unit. Abgesehen von den Lösungsporen liegt ein Großteil der Poren als Mikroporen ( $< 5 \mu\text{m}$ ) vor, wobei sich diese einerseits zwischen Tonmineralplättchen und andererseits zwischen mikrokristallinem Quarz bilden.

Es existiert eine schwache Korrelation zwischen Porosität und Permeabilität, wobei sich auf Grund der unterschiedlichen diagenetischen Prozesse fünf teilweise überlappende Cluster bilden. Die relativ besten Reservoireigenschaften zeigen die durch Lösungseffekte beeinflussten Proben der Middle Unit. Durch Quarz zementierte Proben weisen zum Teil ähnlich hohe Porositätswerte, aber geringere Permeabilitäten auf. Schlechtere Permeabilitäts- und Porositätswerte weisen Proben mit tonigen Porenfüllungen auf, wobei jene mit Berthierin vergleichsweise höhere Werte aufweisen als jene mit Kaolinit. Die schlechtesten Reservoireigenschaften weisen durch Calcit zementierte Proben der Lower Unit auf.

Die Upper und Lower Unit scheiden als konventionelle Reservoirs jedenfalls aus. Allerdings weist auch die Middle Unit bei einer durchschnittlichen Porosität von 12 % einen Medianwert der Permeabilität von nur 0.27 mD auf.

Eine Literaturstudie zeigt, dass (1) Matrix Säuerung, (2) in-Situ Aufheizung und (3) Behandlung mit Gleichstrom mögliche Stimulierungsverfahren sind. Alle diese Methoden weisen eine geringe Eindringtiefe auf. Zudem lassen sie in Gesteinen mit intensiver Quarzzementation, wie sie im unteren Teil der Middle Unit häufig sind, keine positiven Ergebnisse erwarten.

## ABSTRACT

The Lower Turonian Glaukonitsandstone in the Voitsdorf Field is oil-bearing. However, because of low permeability, it was not possible till now to produce the oil economically. Within the frame of the present thesis, the sedimentological and petrophysical characteristics of the Lower Turonian Glaukonitsandstone has been studied using samples from four wells in the Voitsdorf Field in order to reveal the reasons for its low permeability. In addition, based on the study results and a literature survey, different stimulation techniques are evaluated, which may result in increased permeability.

The sedimentological results of the study justify a tripartitioning of the Lower Turonian Glaukonitsandstone into an Upper, Middle and Lower Unit. All units exhibit a complex diagenetic evolution. This commences shortly after deposition with the formation of glaucony, followed by the formation of berthierine. An early clay coat formed around some grains, especially glaucony. Thereafter, the replacement of feldspars provided  $\text{SiO}_2$  for the formation of a first fine grained ( $<5 \mu\text{m}$ ) quartz cement generation and is accompanied the formation of minor chlorite. Later diagenetic smectite to illite transformation provided additional  $\text{SiO}_2$  for a second, coarse grained ( $>20 \mu\text{m}$ ) quartz cement generation. Cementation by calcite of the Lower Unit marks a change in pore water chemistry, which also stipulated the formation of pyrite in clay flakes. Local oxidation as well as dissolution in the Middle Unit represent the last diagenetic processes. Apart from dissolution pores, the majority of pores are micropores ( $<5 \mu\text{m}$ ) located between clay mineral plates as well as between microcrystalline quartz crystals.

A weak positive correlation exists between porosity and permeability. Five, partly overlapping poro/perm clusters, formed due to various diagenetic processes, can be distinguished. Samples with dissolution features from the Middle Unit show the relative best reservoir properties. Quartz cemented samples may contain similar high porosity values, but typically are characterized by lower permeability. Samples with clay minerals as pore-filling exhibit significantly worse reservoir properties, whereby berthierine-bearing samples are more porous than kaolinite-bearing samples. Samples from the Lower Unit characterized by calcite cement show the lowermost porosity and permeability values.

Based on the petrophysical parameters, the Upper and Lower units definitely cannot be considered conventional reservoirs. However, even the Middle Unit, which shows the relative best reservoir parameters (e.g. average porosity of 12 %), has a median permeability value of only 0.27 mD.

Based on a literature survey (1) matrix acidizing, (2) in-situ heating and the (3) treatment with direct current have been identified as possible stimulation methods to increase permeability. However, these methods have a shallow penetration depth only. Moreover these methods do not promise good results in intensely quartz cemented samples, which occur frequently in the lower part of the Middle Unit. For that reason, additional lab studies are proposed to evaluate the optimal method.

# INHALTSVERZEICHNIS

Eidesstattliche Erklärung .....	I
Danksagung .....	II
Zusammenfassung .....	III
Abstract .....	IV
Inhaltsverzeichnis .....	VI
1 Einleitung .....	1
2 Das Molasse Becken .....	3
2.1 Die geologisch Entwicklung des Molasse Beckens .....	3
2.2 Stratigraphie der Kreide im Feld Voitsdorf .....	5
3 Methodik .....	7
3.1 Röntgendiffraktometrische Analysen .....	7
3.2 Rasterelektronen-Mikroskopie .....	7
3.3 Kathodolumineszenz .....	8
3.4 Elektronenstrahlmikroanalyse .....	8
3.5 Petrophysikalische Analysen .....	8
4 Reservoir-Studie .....	9
4.1 Ergebnisse .....	10
4.1.1 Sedimentologische Analyse .....	12
4.1.2 Porenraumcharakterisierung .....	27
4.1.3 Petrophysikalische Analyse .....	29
4.2 Diskussion .....	31
4.2.1 Petrophysik/Sedimentologie .....	31
4.2.2 Diageneseentwicklung .....	32
5 Literaturstudie - Reservoir Stimulierung .....	35
5.1 Matrix Säuerung .....	35
5.2 In-Situ Aufheizung .....	36
5.3 Gleichstrombehandlung .....	37
5.4 Bewertung .....	39

6	Zusammenfassung und Schlussfolgerung.....	40
7	Literaturverzeichnis.....	42
8	Appendix.....	45

# 1 EINLEITUNG

Das Voitsdorf Feld ist das größte Ölfeld im österreichischen Molasse Becken. Es ist an eine E-W verlaufende Abschiebung gebunden und beinhaltet über der Ölführung eine Gaskappe. Die Lage des Voitsdorf Feldes ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die Hauptreservoirgesteine im Voitsdorf Feld sind cenomane und eozäne Sandsteine. Daneben wurde durch mehrere Kerne eine Ölführung in kompakten Glaukonit-reichen Feinsandsteinen mit hohem Tonanteil nachgewiesen, die in das Turon eingestuft wurden („Unterturon Glaukonitsandstein“). Eine wirtschaftliche Förderung aus dem Unterturon Glaukonitsandstein gelang bis heute trotz relativ guter Porositätswerte nicht. Das Hauptproblem ist dabei die sehr geringe Durchlässigkeit der Sandsteine.

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die sedimentologischen und petrophysikalischen Eigenschaften des Unterturon Glaukonitsandsteins im Feld Voitsdorf untersucht. Besonders soll auf die Ursache der relativ geringen Permeabilität der Proben im Vergleich zur ausreichend hohen Porosität eingegangen werden. Um dies zu erreichen, werden die Gesteinsmatrix und der Porenraum sedimentologisch und mineralogisch mittels Durchlicht-Mikroskopie, Röntgen-diffraktometrie, Rasterelektronen-Mikroskopie, Kathodolumineszenz-Mikroskopie und Elektronenstrahlmikroanalyse charakterisiert. Die mineralogischen Eigenschaften werden sodann in Beziehung zu petrophysikalischen Messergebnissen (Porosität, Permeabilität) gebracht. In einem weiteren Schritt werden die diagenetischen Prozesse, die zur heutigen Ausbildung des Unterturon Glaukonitsandsteins geführt haben, bestimmt und zeitlich eingeordnet.

Es ist offensichtlich, dass im Fall des Unterturon Glaukonitsandsteins die unökonomischen Flussraten auf das Fehlen ausreichender Permeabilitäten zurückzuführen sind. In einem abschließenden Kapitel werden daher in der Literatur mögliche Reservoirstimulierungsmethoden, die zu einer Erhöhung der Permeabilität führen, gesucht und aufbauend auf die Untersuchungsergebnisse evaluiert.

Das für die Studie benötigte Probenmaterial (Tabelle 1) stammt aus dem Kernhaus der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) in Pettenbach (Oberösterreich). Es wurden vier Bohrungen (B1, B2, B3 und B4), deren Lagen in Abbildung 1c dargestellt sind, untersucht. Die Kerne wurden im Kernhaus lithologisch aufgenommen und beprobt.

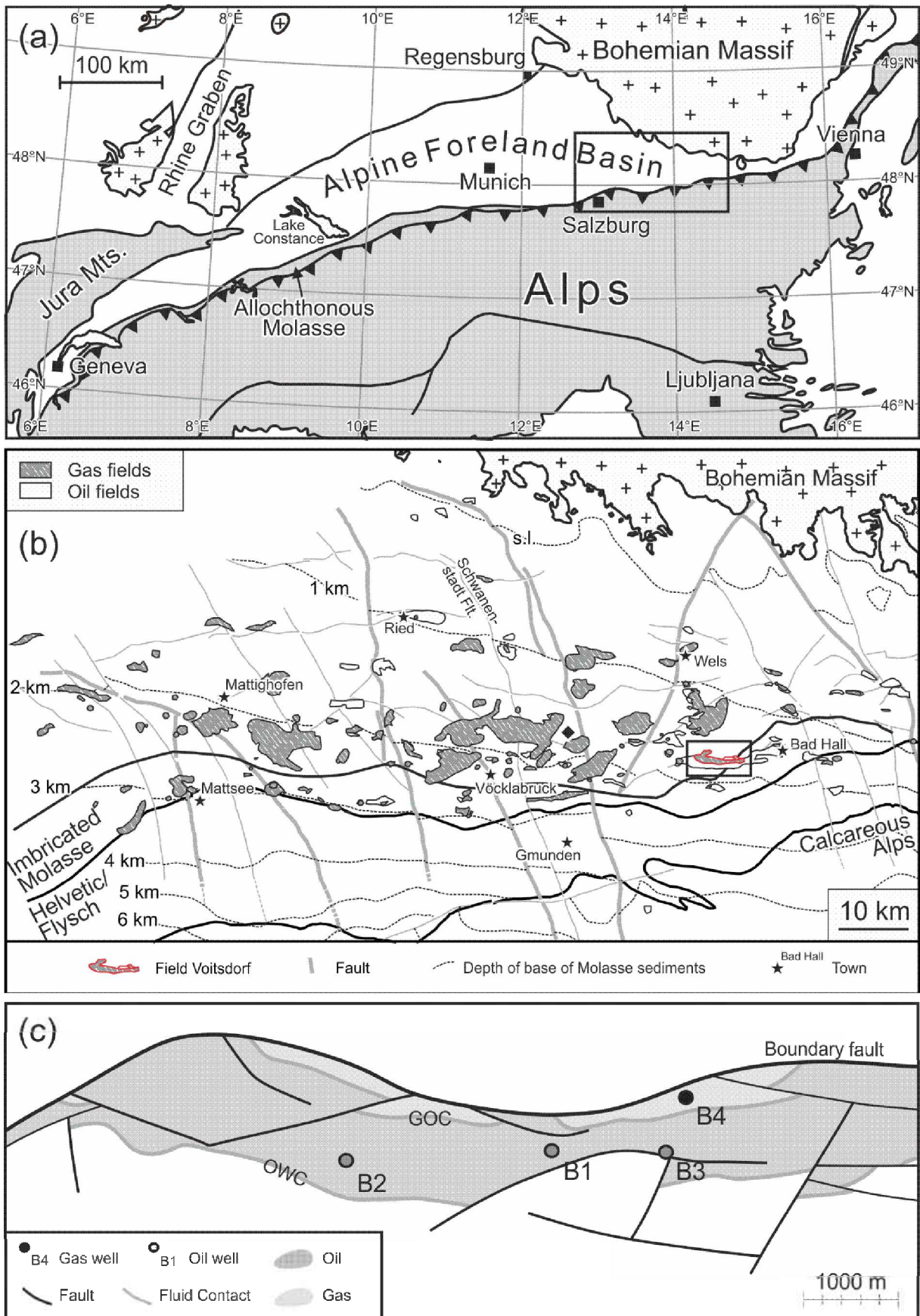


Abbildung 1 - (a) Position des Molasse Beckens (Alpine ForelandBasin). (b) Die Vergrößerung des Rahmens in (a) zeigt die Position von Öl- und Gasfeldern Felder nach Wagner (1998) und Kröll et al. (2005). (c) Detailaufnahme des Feldes Voitsdorf, vereinfacht nach Beer und Wagner (1983).



## 2 DAS MOLASSE BECKEN

Das nördlich der Alpen gelegene Molasse Becken erstreckt sich von Osten nach Westen über österreichisches, deutsches, schweizerisches und französisches Staatsgebiet. Das asymmetrische Vorlandbecken ist etwa 900 km lang und in Deutschland bis zu 200 km breit (Véron, 2005). Die känozoischen Molasse Sedimente überlagern Gesteine permischen bis kretazischen Alters, sowie variszisches Grundgebirge. Die Entwicklung des Molasse Beckens ist eng mit der alpidischen Orogenese im Känozoikum verbunden. Die Ausbildung der permo-mesozoischen Sedimente des Beckenuntergrundes spiegelt die permo-mesozoische Entwicklung des südlichen europäischen Kontinentalrandes wider. Die Positionen der bekannten Kohlenwasserstoffvorkommen sind in Abbildung 1b dargestellt.

Bedenkt man die erhebliche Anzahl der über 1200 Explorationsbohrungen und der 192 Öl- und Gasfunde im Molasse Becken, so kann es hinsichtlich Explorationsperspektive als reifes Becken eingestuft werden (Véron, 2005), das in naher Zukunft lediglich kleinere Funde erwarten lässt.

### 2.1 DIE GEOLOGISCHE ENTWICKLUNG DES MOLASSE BECKENS

Die Beschreibung der geologischen Entwicklung folgt im Wesentlichen Gross et al. (2015). Das Basement des Beckens besteht aus Kristallin der Böhmisches Masse sowie lokalen permo-karbonen Grabenfüllungen. Die mesozoische Entwicklung begann mit der Ablagerung mitteljurassischer fluviatiler Gesteine, welche nach oben in marine Sande übergehen. Diese Abfolge wird von mittel- und oberjurassischen Karbonaten überlagert, die einen Teil der süddeutschen Karbonatplattform bilden (Brix und Schulz, 1993). Es folgte die Ablagerung weiterer Karbonate bis in die früheste Kreide, welche im Anschluss eine Hebung und Kippung erfuhren, was zu Erosion und Verkarstung führte. Die mehrphasige Hebung, die zur Bildung individueller Störungsblöcke führte, wurde von tektonischen Bewegungen bzw. der Reaktivierung von NW-SE streichende Störungssystemen begleitet (Nachtmann und Wagner, 1987).

Das Karstrelief wurde teilweise mit fluviatilen Sandsteinen der Schuttfels-Formation verfüllt (Abbildung 2). Eine von SW kommende Transgression führte im Cenomanium zur Ablagerung von flachmarinen Sedimenten (Nachtmann und Wagner, 1987), welche aus fein- bis grobkörnigen Glaukonit-führenden Sandsteinen bestehen und der Regensburg-Formation zugeordnet werden (Wagner, 1998; Abbildung 2). Die Regensburg-Formation ist in einigen Feldern ein bedeutender Reservoirhorizont (z.B. Trattnach; Groß et al., 2015). Der andauernde Meeresspiegelanstieg im Turonium führte zur Bildung von Mergeln in einem Tiefwasser Milieu (Eibrunn-Formation; Niebuhr et al., 2009). An der Basis der Eibrunn-Formation tritt ein von Küpper (1963) beschriebener Rotaliporenhorizont auf, welcher auch durch Wilmsen et al. (2010) in Raum Regensburg beschrieben wurde und mit dem „Plenus Event“ in Zentral- und

NW-Europa korreliert werden kann. Die Eibrunn-Formation wird vom in dieser Studie betrachteten Unterturon Glaukonitsandstein überlagert. Nach der Ablagerung von Mergeln und wenigen Sandsteinen im Coniacium und Maastrichium führte die Hebung der europäischen Platte zu signifikanter Erosion. Begleitet wurde die Hebung von der Bildung beziehungsweise Reaktivierung eines NW-SE und NNW-SSE streichenden Störungssystems, welches eine dextrale, transpressionale Natur aufweist (Nachtmann und Wagner, 1987).

Die känozoische Entwicklung der Molasse ist eng mit der Kollision der Alpen mit der europäischen Platte verbunden (Wagner, 1998). Die eozäne Abfolge wird durch die flachmarine Voitsdorf-Formation, welche durch brackische Cerithienschichten und flachmarine Lithothamnien-Kalke überlagert wird, repräsentiert (Wagner, 1998; Rasser und Piller, 2004). Flachmarine eozäne Sandsteine sind das Hauptreservoirgestein des Molasse Beckens, wobei kleinere Vorkommen auch in den Lithothamnien-Kalken gefunden werden (Wagner, 1996).

Die Ablagerung tiefmariner Sedimente im frühen Oligozän (Schöneck- bis Zupfing-Formation) spiegelt die Verbreiterung sowie Vertiefung des Beckens wider (Sissingh, 1997). Diese feinkörnigen Gesteine sind das Hauptmuttergestein des österreichischen Molasse Beckens (Schulz et al., 2002; Sachsenhofer und Schulz, 2006; Sachsenhofer et al., 2010).

Zwischen dem späten Oligozän und dem früheren Miozän füllten westlich von München Deltaablagerungen das Molasse Becken. Tiefmarine Bedingungen blieben dagegen im östlichen Molasse Becken erhalten (Puchkirchen Trog; De Ruig, 2003). Im Puchkirchen Trog wurde die Untere Puchkirchen-Formation (Oberes Oligozän) und die Obere Puchkirchen-Formation (Unteres Miozän) abgelagert. Grobkörnige klastische Sedimente füllten eine beckenparallele Tiefwasserrinne (Puchkirchen Channel) zusammen mit Massentransport-, Overbank Wedge und Overbank Lobe Sedimenten (Hubbard et al., 2009).

Ein submarines Erosionsevent stellt die Grenze zwischen der Oberen Puchkirchen-Formation und der untermiozänen (Eggenburgium) Hall-Formation dar. Der untere Teil der Hall-Formation wird als tiefmarine Ablagerung mit Turbiditen interpretiert (Borowski, 2007). Der obere Teil zeigt einen durch Wellen und Gezeiten beeinflussten Ablagerungsraum an (Grunert et al., 2013).

Die tiefmarinen, grobklastischen Sedimente der Unteren und Oberen Puchkirchen-Formation, sowie der Hall-Formation, bilden die Hauptreservoirgesteine für Gas (Reischenbacher und Sachsenhofer et al., 2011). Es folgte die Ablagerung der Innviertel-Gruppe, gefolgt von einem tektonischen Event, das zur Kippung des Beckens Richtung Westen führte (Gusterhuber et al., 2012). Danach erfolgte die Ablagerung von Kohle-führenden Süßwassersedimenten zwischen dem Badenium und dem Pannonium. Abschließend führte eine Hebung zur Erosion von 500 bis 900 m mächtigen Molasse Sedimenten (Gusterhuber et al., 2012).

## 2.2 STRATIGRAPHIE DER KREIDE IM FELD VOITSDORF

Abbildung 2 zeigt die stratigraphische Einteilung des Molasse Beckens. Die kretazischen Transgressionssedimente überlagern die jurassischen Gesteine diskordant. Im Hangenden werden die kretazischen Sedimente durch eine Erosionsdiskordanz von der Voitsdorf-Formation getrennt, die während der eozänen Transgression abgelagert wurde.

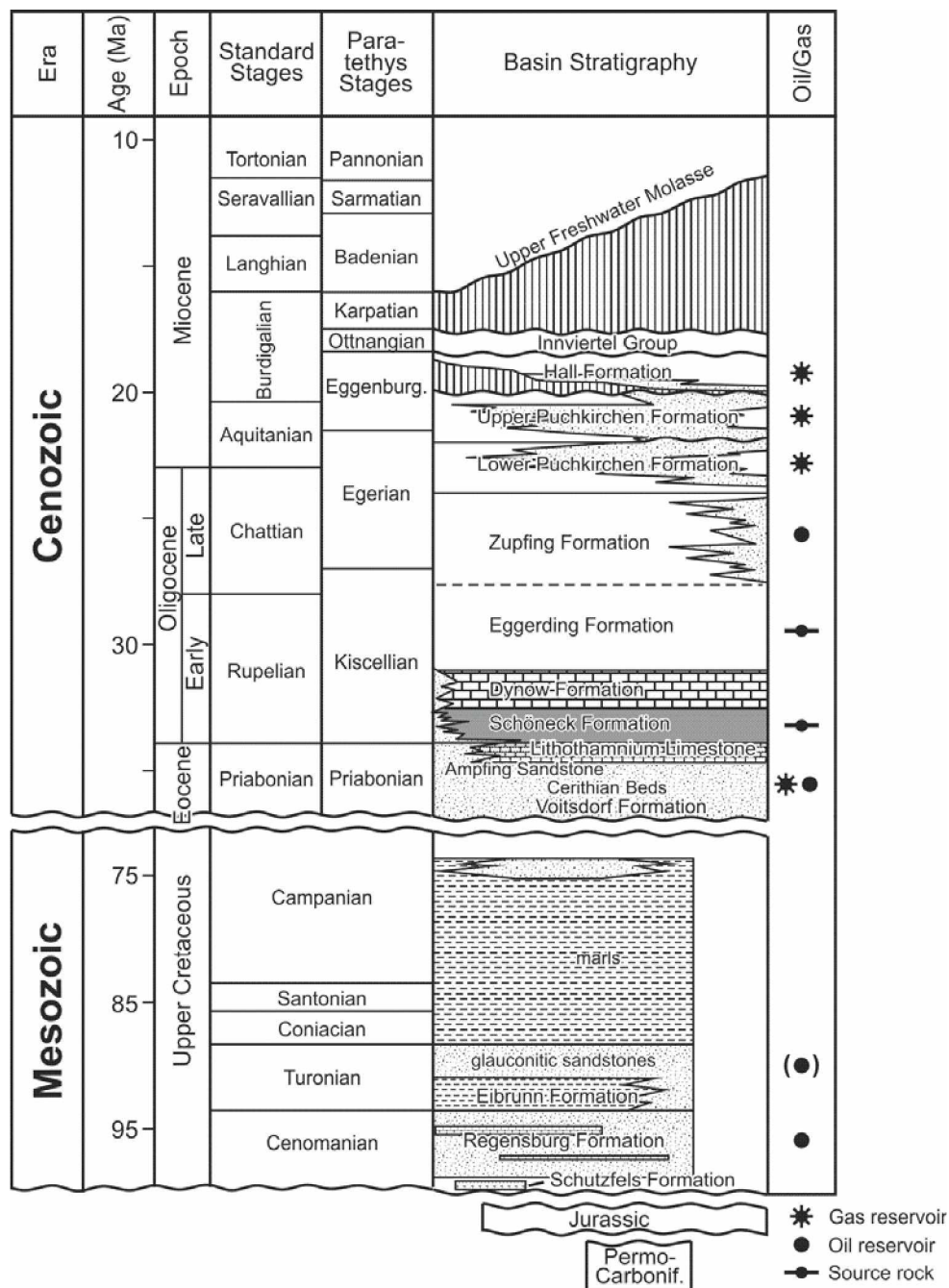


Abbildung 2 - Stratigraphie des Molasse Beckens (geändert nach Wagner (1998) und Grunert et al. (2015)).

Die Ablagerungen der Oberkreide des Voitsdorf-Feldes sind stratigraphisch folgend aufgebaut (Liegend bis Hangend):

(1) Cenoman Sandstein (Regensburg-Formation)

(2) Unterturon Tonmergel (Eibrunn-Formation)

(3) Unterturon Glaukonitsandstein

(4) Oberturon/Coniac Tonmergel

Die Kreidesedimente werden von Küpper (1963) wie folgt beschrieben: Die Ablagerungen des Cenomans im Feld Voitsdorf sind durch abwechselnde Lagen aus grauem, glaukonitreichem Ton- und Sandstein sowie aus kalkig gebundenem Glaukonitsandstein repräsentiert. Die meist 80 bis 100 m mächtige turone Schichtfolge überlagert das Cenoman und besteht aus dunkelgrauen bis dunkelgrüngrauen Tonmergeln (Eibrunn-Formation), welche von feinsandigen Glaukonitsandsteinen überlagert werden. Letztere stehen im Fokus der vorliegenden Arbeit.

Die Ablagerungen des Oberturons und Coniacs sind teilweise erodiert und fehlen deshalb in den Bohrungen B1, B3 und B2. In B4 bestehen diese aus grauen bröckeligen Tonmergeln. Untergeordnet treten darin Kalkmergel- und Tonmergelsteineinschaltungen auf.

## 3 METHODIK

Im Kernhaus in Pettenbach wurden 84 Proben von Kernen der Bohrungen B1, B2, B3 und B4 des Feldes Voitsdorf genommen. Diese Proben wurden im Labor hinsichtlich ihrer Porosität und Permeabilität untersucht. 38 Proben mit relativ guten Porositäts- und Permeabilitätswerten wurden mit Hilfe der folgenden Methoden untersucht: Durchlicht-Mikroskopie, Röntgendiffraktometrie, Rasterelektronen-Mikroskopie, Kathodolumineszenz-Mikroskopie. An ausgewählten Proben (B1-9; B3-4) wurde eine Elektronenstrahlmikroanalyse durchgeführt. Zur besseren Visualisierung des Porenraumes wurden Dünnschliffe bei der Erstellung in blaues Epoxidharz eingebettet.

### 3.1 RÖNTGENDIFFRAKTOMETRISCHE ANALYSEN

Die analysefein ( $<2 \mu\text{m}$ ) gemahlene Proben der Bohrungen B1, B3 und B4 wurden am Department für Geodynamik und Sedimentologie der Universität Wien mit Hilfe eines Panalytical X'Pert PRO (CuK $\alpha$  Strahlung, 40 kV, 40 mA, Schrittweite 0.0167, 5 s pro Schritt) Röntgendiffraktometers texturfrei analysiert. Für die Analyse der Proben der Bohrung B2 kam ein Diffraktometer des Lehrstuhls für Erdölgeologie der Montanuniversität Leoben von Panalytical (CuK $\alpha$  Strahlung, 11.54 Å, 45 kV, 40 mA) zum Einsatz. Die Auswertung der Diffraktogramme erfolgte einerseits mit der Software X'Pert High score plus von Panalytical sowie der Software ADM V6 von Wassermann Röntgenanalytik.

Zur Bestimmung der Tonmineralogie wurde das Röntgendiffraktometer des Lehrstuhls für Erdölgeologie (s.o.) verwendet. Die gemahlene Proben wurden zuerst texturiert, anschließend nach einer Behandlung mit Ethylenglykol sowie nach Erhitzung auf 350°C und 550°C gemessen. Die Auswertung erfolgte mit der Software ADM V6 von Wassermann Röntgenanalytik.

Eine semi-quantitative Abschätzung des Mineralgehaltes wurde mit Hilfe der Peak-Höhen und Peak-Flächen nach Schulz (1964) durchgeführt.

### 3.2 RASTERELEKTRONEN-MIKROSKOPIE

Zur Porenraumcharakterisierung wurden rasterelektronische Aufnahmen der Proben der Bohrung B1 mit einem EVO MA 15 Rasterelektronenmikroskop von ZEISS des Lehrstuhls für Gesteinshüttenkunde der Montanuniversität Leoben ausgeführt. Der frisch hergestellte Bruch wurde mit Gold bedampft und anschließend mit einer Beschleunigungsspannung von 20 kV fotografiert. Auf Grund der starken Ölsättigung mussten die Proben der Bohrungen B2, B3 und B4 gereinigt werden. Dafür wurden die Proben 20 Minuten bei 75 bar und 100 °C mit Lösungsmittel durchspült, um alle Öl-Reste zu entfernen. Eine Veränderung der Tonminerale kann auf Grund der Behandlung nicht ausgeschlossen werden. Die Rasteraufnahmen der

behandelten Proben wurden am Lehrstuhl für Nichteisenmetallurgie der Montanuniversität Leoben mit einer Beschleunigungsspannung zwischen 10 und 30 kV gemacht.

### 3.3 KATHODOLUMINESZENZ

Für die Analyse der Karbonatphasen wurde ein Kathodengerät des Typs CITL 8200 mk3 von Cambridge Image Technology Ltd. verwendet, welches auf ein Leitz DMRP Polarisationsmikroskop montiert ist. Um das charakteristische Lumineszenzverhalten der Mineralphasen zu gewährleisten, wurde der Elektronenstrahl bei 18 kV und 220 mA gehalten.

### 3.4 ELEKTRONENSTRAHLMIKROANALYSE

Ausgewählte polierte Dünnschliffe wurden mit Kohlenstoff bedampft und im Hochvakuum (high vacuum mode) mit einer Superprobe JEOL JXA 8200 Elektronenstrahlmikrosonde analysiert. Das energiedispersive Spektrum (EDX) wurde zur Mineralidentifikation, das wellenlängendispersive Mapping (WDX) zur Bestimmung der Elementkonzentrationen von Na, Mg, Al, Si, K, Ca, Mn und Fe verwendet.

### 3.5 PETROPHYSIKALISCHE ANALYSEN

Im Zuge der petrophysikalischen Analysen wurden Porositäts- sowie Gaspermeabilitätsmessungen durchgeführt. Dazu wurden Zylinder (Plugs) mit einem Durchmesser von etwa 24.5mm und einer Länge von etwa 20 mm aus dem Kernmaterial gebohrt, anschließend getrocknet und gemessen. Zur Bestimmung der Korndichte wurde eine Heliumpycnometer (ULTRAPYCNOMETER von Quantachrome) verwendet. Daraus konnte die effektive Porosität bestimmt werden.

Ein Steady-State Gaspermeameter (GASPERM von VINCI Technologies) wurde verwendet, um die horizontale Permeabilität zu bestimmen. Als Gas wurde Stickstoff verwendet. Der Umschließungsdruck betrug zwischen 260 und 320 PSI. Insgesamt wurden 83 Porositäts- und Permeabilitätswerte von Proben aus vier Bohrungen bestimmt.



## 4 RESERVOIR-STUDIE

Dieses Kapitel beschreibt die Ergebnisse der sedimentologischen und petrophysikalischen Untersuchungen und fasst diese, bezogen auf Diagenese und Porenraumentwicklung zusammen. Anschließend werden die Ergebnisse diskutiert und interpretiert.

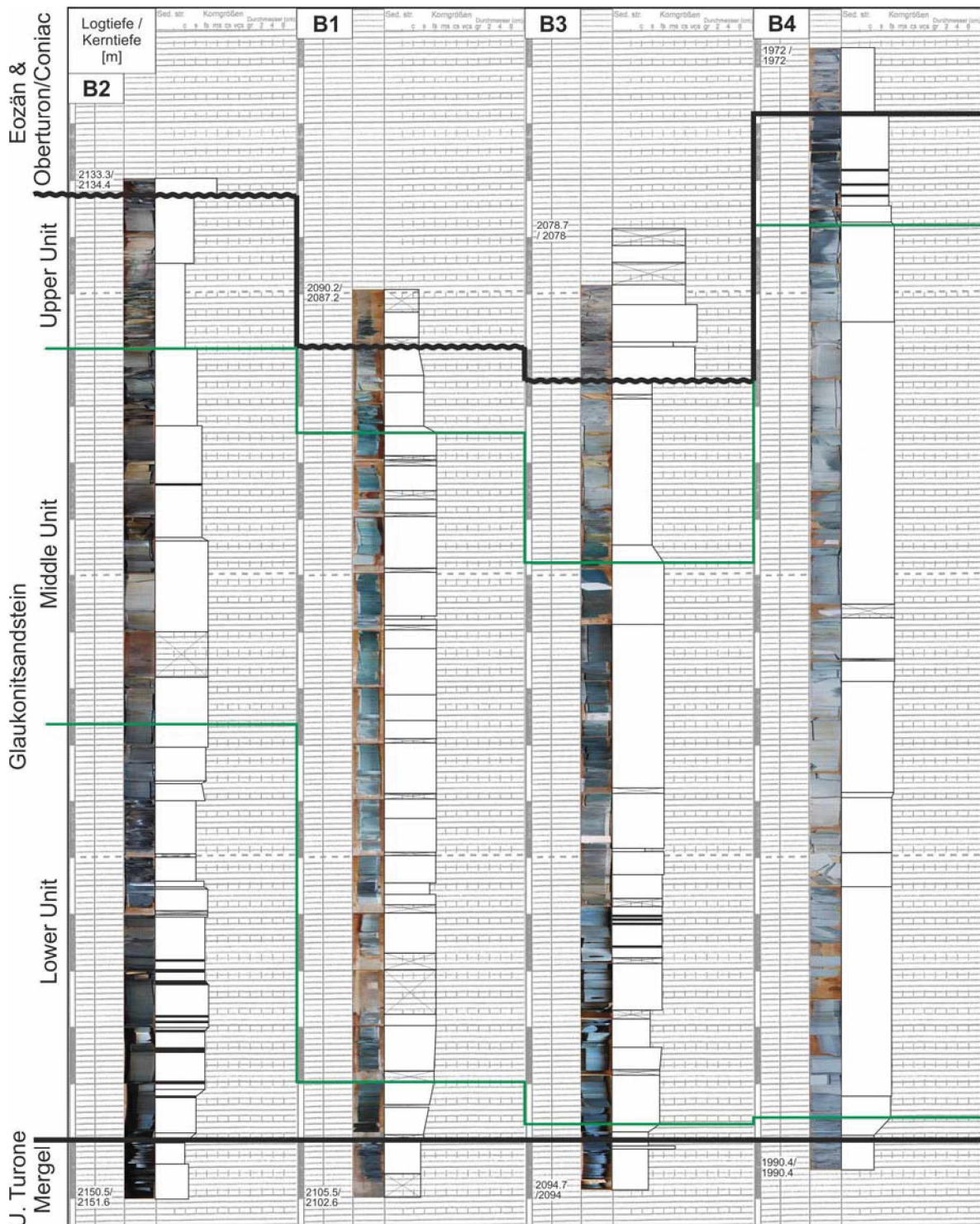


Abbildung 3 - Kernfotos mit Korngrößenverteilung und Korrelation des Unterturon Glaukonitsandsteins in den Bohrungen B1, B2, B3 und B4 (Lage der Bohrungen siehe Abb. 1). Datum ist die Basis des Unterturon Glaukonitsandsteins. Das Top des Unterturon Glaukonitsandsteins in den Bohrungen B2, B1 und B3 wird durch eine Erosionsfläche gebildet.

## 4.1 ERGEBNISSE

Die Gesteine des Unterturon Glaukonitsandsteins sind in den untersuchten Bohrungen zwischen 12.4 (B3) und 15.9 m (B4) mächtig und zeigen in allen untersuchten Bohrungen einen ähnlichen Aufbau, deren sedimentologische und petrophysikalische Eigenschaften eine Dreigliederung in „Upper Unit“, „Middle Unit“ und „Lower Unit“ rechtfertigt.

Tabelle 1 - Probenverzeichnis mit petrophysikalischen Parametern und Lithologiebeschreibung.

Probe				Petrophysik		Sedimentologie		
Bohrung Nr.	Kern	Kiste	Logtiefe [m]	Poro. [%]	Perm. [mD]	Lithologie	Porenfüllung	
B1	1	5	11	2091.2	9.2	0.89	Plug, hellgrauer SiltSt,	tonig
	2	5	9	2093.0	6.0	0.21	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	3	5	8	2094.0	9.6	0.20	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
	4	5	6	2096.1	9.5	0.09	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	5	5	4	2097.6	12.2	0.39	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	6	5	3	2098.6	13.0	0.47	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	7	6	10	2102.5	21.4	7.60	Kernstück, grauer FSSt	schwach tonig/keine
	8	6	9	2102.8	16.0	0.27	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	tonig
	9	6	8	2103.9	11.1	0.13	Kernstück, tonig siligerFSSt	karbonatisch
	P1	5	11	2091.2	xxx	xxx	Plug gebrochen, hellgrauer SiltSt	tonig
	P2	5	10	2092.3	6.8	0.11	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P3	5	7	2094.7	5.4	0.11	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P4	5	7	2095.3	4.7	0.09	Kernstück, grüner toniger FSSt	tonig
	P5	5	5	2096.6	5.5	0.07	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P6	5	4	2098.3	11.4	0.18	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P7	5	2	2099.7	10.1	0.08	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P8	5	2	2100.3	13.9	0.23	Kernstück, siltiger grauer FSSt, Öl Imp	tonig
	P9	6	9	2103.3	5.4	0.08	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	karbonatisch
	P10	6	8	2104.3	1.3	0.03	Kernstück, tonig/siltigerFSSt, Öl Imp	karbonatisch
	B2	1	2	8	2134.2	5.2	0.09	Kernstück, hellgrauer SiltSt
2		2	4	2137.0	3.6	0.04	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
3		2	2	2139.8	6.7	0.04	Kernstück, hellgrüner FSSt, Öl Imp	tonig
4		2	1	2140.8	13.2	0.74	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig/karbonatisch
5		3	10	2141.4	8.2	0.07	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
6		3	9	2142.4	3.1	0.03	Kernstück, grüner FSSt	karbonatisch
7		3	5	2145.7	6.0	0.03	Kernstück, hellgrüner FSSt	karbonatisch
8		3	4	2147.2	4.0	0.03	Kernstück, grüner FSSt	karbonatisch
9		3	3	2148.4	6.3	0.05	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig/karbonatisch
P1		2	5	2137.2	4.9	0.1	Kernstück, grüner SiltSt	tonig
P2		2	3	2138.1	5.5	0.04	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
P3		2	3	2139.2	3.7	0.04	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
P4		2	2	2140.3	11.0	0.13	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig/karbonatisch
P5		2	1	2141.1	8.5	0.06	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig/karbonatisch
P6		3	9	2141.9	5.6	0.05	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
P7		3	8	2142.9	3.7	0.05	Kernstück, grüner FSSt,	tonig/karbonatisch
P8		3	8	2143.4	2.5	0.03	Kernstück, graugrüner FSSt	tonig/karbonatisch
P9	3	5	2146.4	6.2	0.04	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig/karbonatisch	
P10	3	3	2147.7	3.1	0.03	Kernstück, graugrüner FSSt	tonig/karbonatisch	
P11	3	2	2149.0	2.4	0.03	Kernstück, schwarzer SiltSt	tonig	



Tabelle 1 - Fortsetzung

Probe				Petrophysik		Sedimentologie		
Bohrung Nr.	Kern	Kiste	Logtiefe [m]	Poros. [%]	Perm. [mD]	Lithologie	Porenfüllung	
B3	1	5	13	2082.7	3.2	0.15	Kernstück, hellgrauer SiltSt	tonig
	2	5	11	2084.5	11.6	0.32	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	3	5	9	2085.9	12.2	0.24	Kernstück, grüner FSSt	tonig/karbonatisch
	4	5	8	2086.8	20.5	75.00	Kernstück, grüner FSSt	keine
	5	5	8	2087.3	17.5	1.77	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
	6	5	6	2088.8	15.5	0.26	Kernstück, graugrüner FSSt	tonig
	7	5	6	2089.5	16.1	0.07	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	8	5	4	2090.7	16.5	3.30	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	9	5	2	2092.8	4.6	0.06	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	tonig/karbonatisch
	P1	5	14	2081.2	4.2	0.09	Kernstück, hellgrauer SiltSt	tonig
	P2	5	13	2082.0	4.7	0.15	Kernstück, hellgrauer SiltSt	tonig
	P3	5	12	2083.3	2.1	0.24	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
	P4	5	11	2084.0	3.3	0.11	Kernstück, grüner FSSt	tonig/karbonatisch
	P5	5	10	2084.9	10.5	0.4	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P6	5	10	2085.6	10.9	0.27	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P7	5	7	2088.2	11.3	0.16	Kernstück, hellgrüner FSSt	tonig
	P8	5	5	2089.9	3.7	0.04	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	P9	5	3	2092.4	5.7	0.05	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
P10	5	2	2092.8	3.9	0.04	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	tonig/karbonatisch	
B4	1	1	14	1973.9	8.1	0.07	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	2	1	12	1975.7	13.3	0.47	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	3	1	9	1978.2	11.4	0.36	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	4	1	9	1978.9	14.4	1.07	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	5	1	7	1980.1	14.1	0.94	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	6	1	5	1982.3	15.8	3.47	Kernstück, grüner FSSt	schwach tonig/keine
	7	1	3	1984.5	20.1	0.71	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	tonig
	8	1	3	1984.3	16.9	0.80	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	9	1	1	1986.6	16.4	0.83	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	10	2	11	1988.0	18.5	0.09	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	11	2	10	1989.0	5.4	0.66	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	karbonatisch
	P1	1	15	1972.6	0.1	0.03	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	P2	1	14	1973.3	3.0	0.04	Kernstück, grauer FSSt	tonig
	P3	1	13	1974.4	2.0	0.09	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P4	1	13	1974.9	4.5	0.05	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P5	1	11	1976.7	12.5	1.05	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	P6	1	10	1977.3	8.0	0.1	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
	P7	1	9	1978.5	6.3	0.06	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P8	1	8	1979.4	10.3	0.7	Kernstück, grüner FSSt	tonig
	P9	1	7	1980.8	13.1	1.64	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig
P10	1	6	1981.6	5.8	2.68	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	schwach tonig/keine	
P11	1	4	1983.5	12.6	0.17	Kernstück, grüner FSSt, Öl Imp	tonig	
P12	1	3	1984.9	10.1	0.05	Kernstück, grauer FSSt, Öl Imp	tonig	
P13	1	2	1985.9	14.4	0.3	Kernstück, grauer FSSt	tonig	
P14	2	12	1987.3	14.9	0.56	Kernstück, grauer FSSt	tonig	
P15	2	10	1988.5	4.5	0.04	Kernstück, grauer FSSt	tonig	

#### 4.1.1 SEDIMENTOLOGISCHE ANALYSE

Der Unterturon Glaukonitsandstein weist Korngrößen im Feinsandsteinbereich mit Korndurchmessern zwischen 10 und 100 µm auf, jedoch treten auch siltige Abschnitte auf. Die Sortierung ist als mittel zu bezeichnen, die Kornform als angular bis subangular. Deshalb ist die strukturelle Reife mittel bis niedrig, die kompositionelle Reife mittel. Die turonen Sandsteine weisen grundsätzlich ein ungerichtetes Gefüge in Bereichen mit Bioturbation auf; in nicht bioturbirten Abschnitten ist eine leichte Schichtung zu erkennen. Das Korngefüge ist über weite Bereiche korngestützt, es treten jedoch auch speziell in den unteren Abschnitten untergeordnet matrixgestützte Abschnitte auf. Bioturbation ist als weit verbreitetes sedimentologisches Merkmal im gesamten Unterturon Glaukonitsandstein anzutreffen. Ebenfalls treten über die gesamte Formation verteilt meist schichtungsparallele, lagige Tonfasern (<1 mm) auf, wobei deren Häufigkeit und Mächtigkeit stark variiert.

Bezogen auf die Anteile Quarz, Feldspat und lithische Fragmente ist der Unterturon Glaukonitsandstein nach Folk (1968) als Subarkose bis Quarzarenit zu bezeichnen (Abbildung 4). Besonders Quarz-reiche Proben stammen aus der Upper Unit des Glaukonitsandsteins.

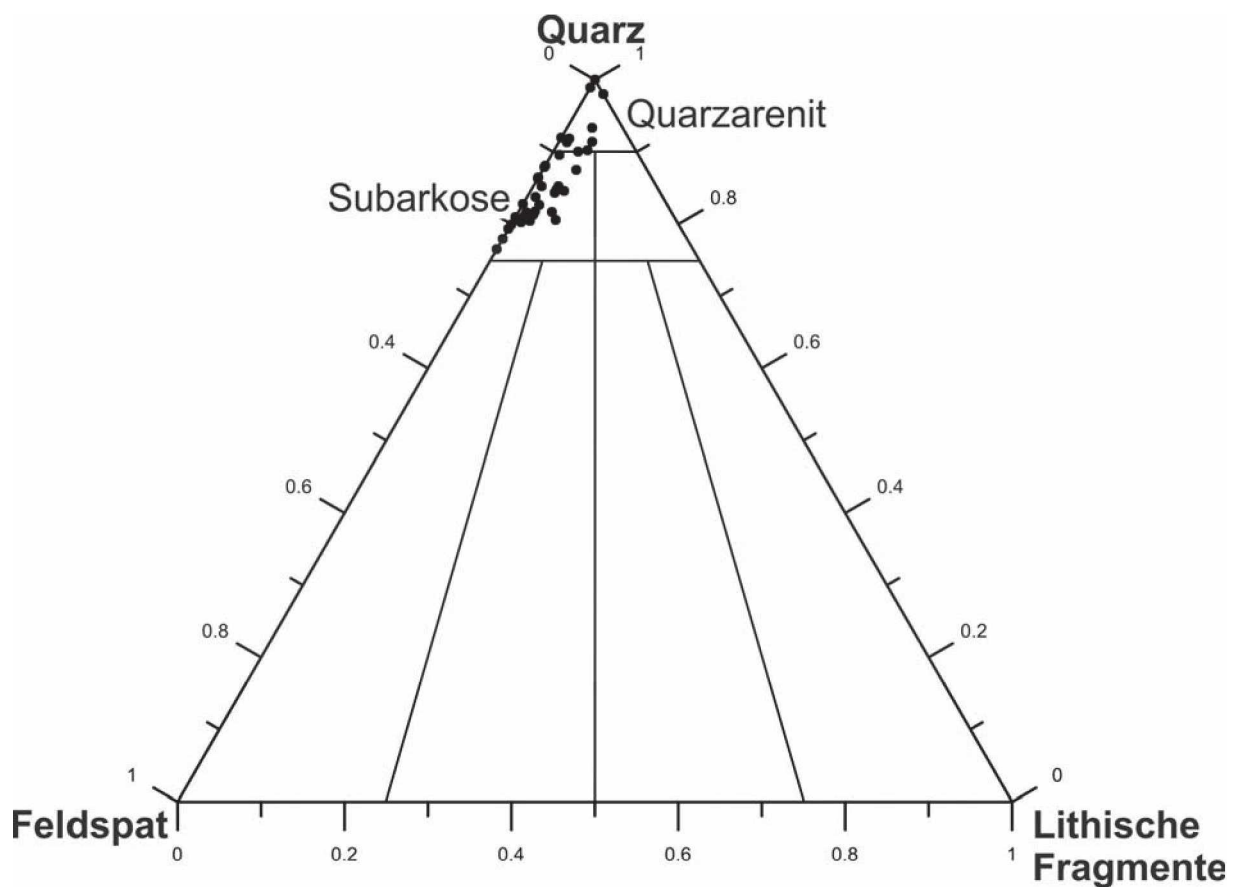


Abbildung 4 - Petrologische Klassifikation des Unterturon Glaukonitsandsteins nach Folk (1968).

### 4.1.1.1 Komponentenbestand und Mineralogie

#### Upper Unit

Hellgraue bis graue Siltsteine charakterisieren die Upper Unit. Der Hauptgemengeteil ist Quarz (>70 %) , welcher in poly- und monokristalliner Form vorliegt und teilweise undulöse Auslöschung zeigt, jedoch dominiert die monokristalline Form. Akzessorisch treten Pyrit und Apatit auf. In B3 treten um Pyrite rostrote Oxidationsspuren auf. Abgesehen von einigen großen Klasten in der Bohrung B2 ist Feldspat in der Upper Unit nicht vertreten. Auch Lithoklasten fehlen weitgehend. Die Mineralkörner sind durch Kaolinit gebunden, welcher durch die Röntgendiffraktometrie nachgewiesen wurde, jedoch unter dem Rasterelektronenmikroskop nicht immer durch seine typische Buchstapelform zu erkennen ist. Akzessorisch tritt Smektit als Porenfüllung auf, welcher teilweise in Illit umgewandelt ist. Der Anteil der Tonmatrix liegt zwischen 15 und 30 %. Bereichsweise tritt auch eine Zementation durch Quarz auf.

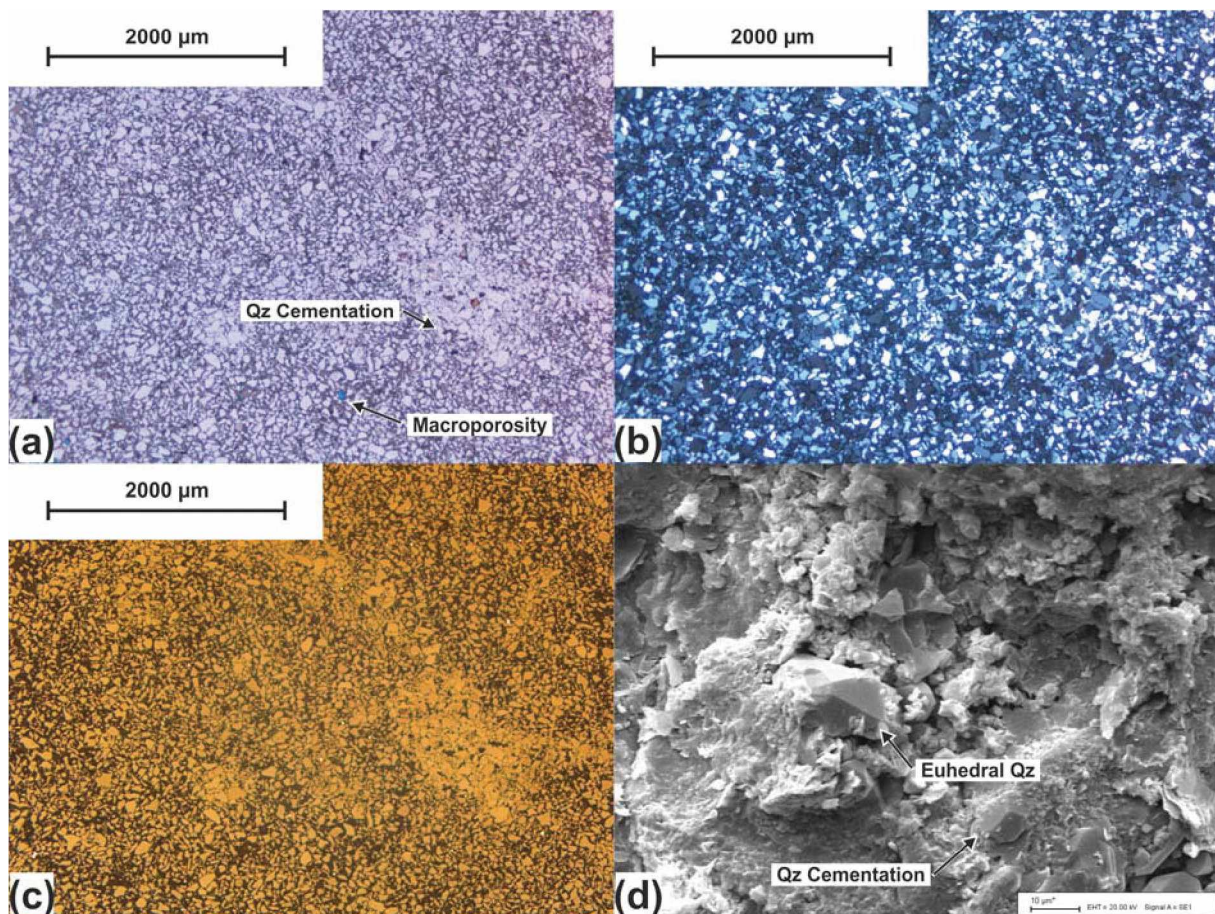


Abbildung 5 - Typische Ausbildung der Upper Unit (B1-1). (a) Dünnschliffaufnahme mit parallelen Polarisatoren (PPL); Makroporosität (blau) ist kaum vorhanden und könnte hier auch auf die Schliffpräparation zurückzuführen sein. (b) Dünnschliffaufnahme mit gekreuzten Polarisatoren (XPL). (c) Auflichtaufnahme; deutlich erkennbar ist der Unterschied in der Reflexion von Quarz und der tonigen Porenfüllung. (d) Rasterelektronenaufnahme; Füllung des Porenraumes mit Tonmineralien und teilweise euhedralem Quarzzement.

## X-Ray Analysis: B1 -1

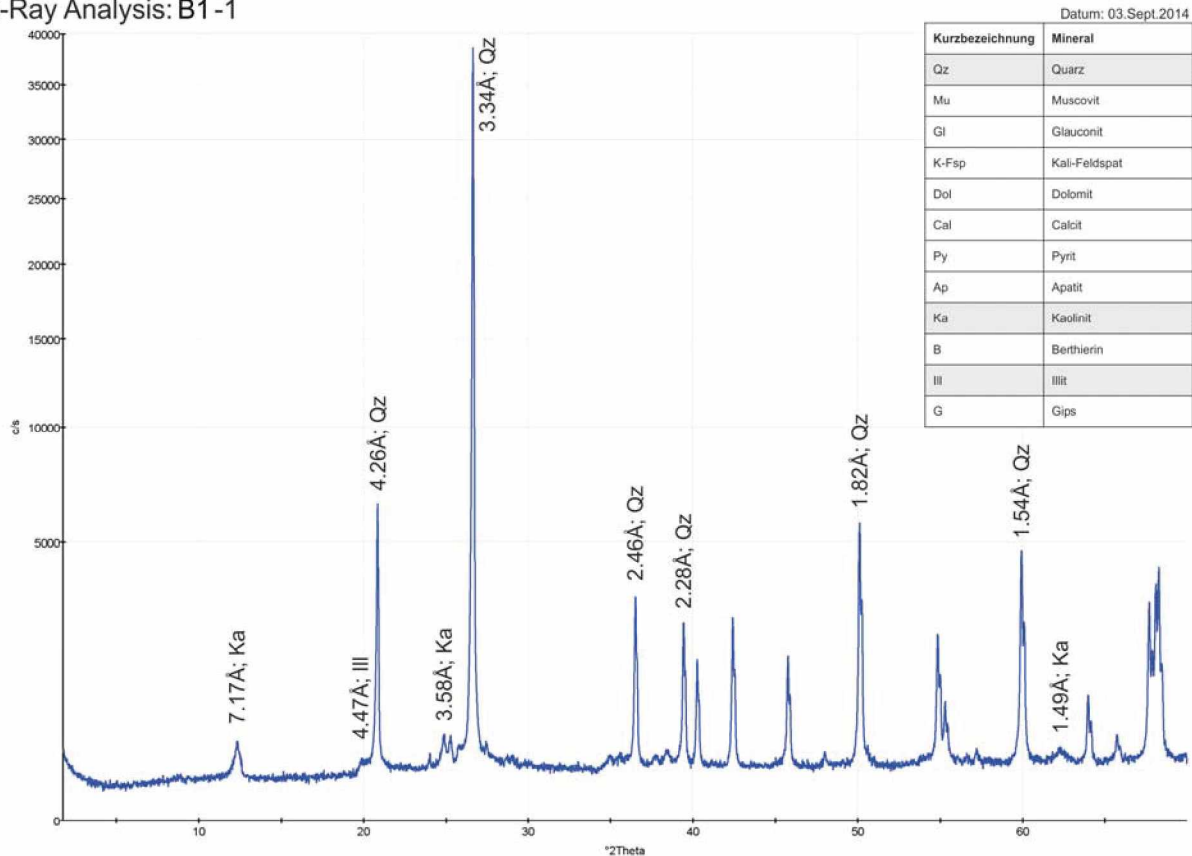


Abbildung 6 - Röntgendiffraktogramm einer Probe der Upper Unit (B1-1) mit deutlichen Peaks von Kaolinit und Quarz sowie schwachem Illit Peak.

Das Gefüge ist korn- bis matrixgestützt, jedoch überwiegen die korngestützten Bereiche. Abbildung 5 zeigt einen typischen Siltstein aus der Upper Unit. In Abbildung 6 ist das dazugehörige Röntgendiffraktogramm abgebildet.

Die Upper Unit der nordöstlichen Bohrung B4 stellt eine fazielle Besonderheit dar, da sie einige Eigenschaften der Middle Unit aufweist, wie z.B. das Vorhandensein von Glaukonit, Glimmern und Feldspäten, allerdings in verringerter Intensität.

### Middle Unit

Die Middle Unit bildet den Hauptteil des Unterturon Glaukonitsandsteins und wird von einem graugrünen bis dunkelgrünen Feinsandstein dominiert. Das Röntgendiffraktogramm und Mikroskopaufnahmen eines typischen Sandsteins der Middle Unit werden in Abbildung 8 bzw. Abbildung 7 gezeigt.

Der Hauptgemengeteil des Sandsteines der Middle Unit ist Quarz, dessen Anteil zwischen 40 und 70 % beträgt. Der Quarz tritt überwiegend in monokristalliner Form mit undulöser Auslöschung auf. Als Nebengemengteile sind Glaukonit (5 - 30 %), Feldspat (5 - 13 %) und Glimmer (<7 %) zu



nennen. Akzessorisch treten Pyrit, Apatit und Karbonat auf. Lithoklasten fehlen meist oder sind nur untergeordnet vorhanden.

Die Mineralkörner sind durch Tonmineralien gebunden. Dabei wird die Porenfüllung meist aus Kaolinit, Berthierin oder einer Mischung aus beiden gebildet, wobei akzessorisch auch Chlorit und Illit/Smektit (I/S) nachgewiesen werden konnten (Abbildung 11, Abbildung 12). Im Porenraum tritt, vorzugsweise im unteren Bereich der Middle Unit, zusätzlich zu den Tonmineralen eine Zementation durch Quarz auf (Abbildung 8e). Der Anteil der Tonmineralien liegt zwischen 10 und 25 %. Das Gefüge variiert innerhalb der Middle Unit; im oberen Bereich tritt ein korngestütztes Gefüge auf, welches sich meist Richtung Basis in ein matrixgestütztes Gefüge ändert.

### X-Ray Analysis: B1-3

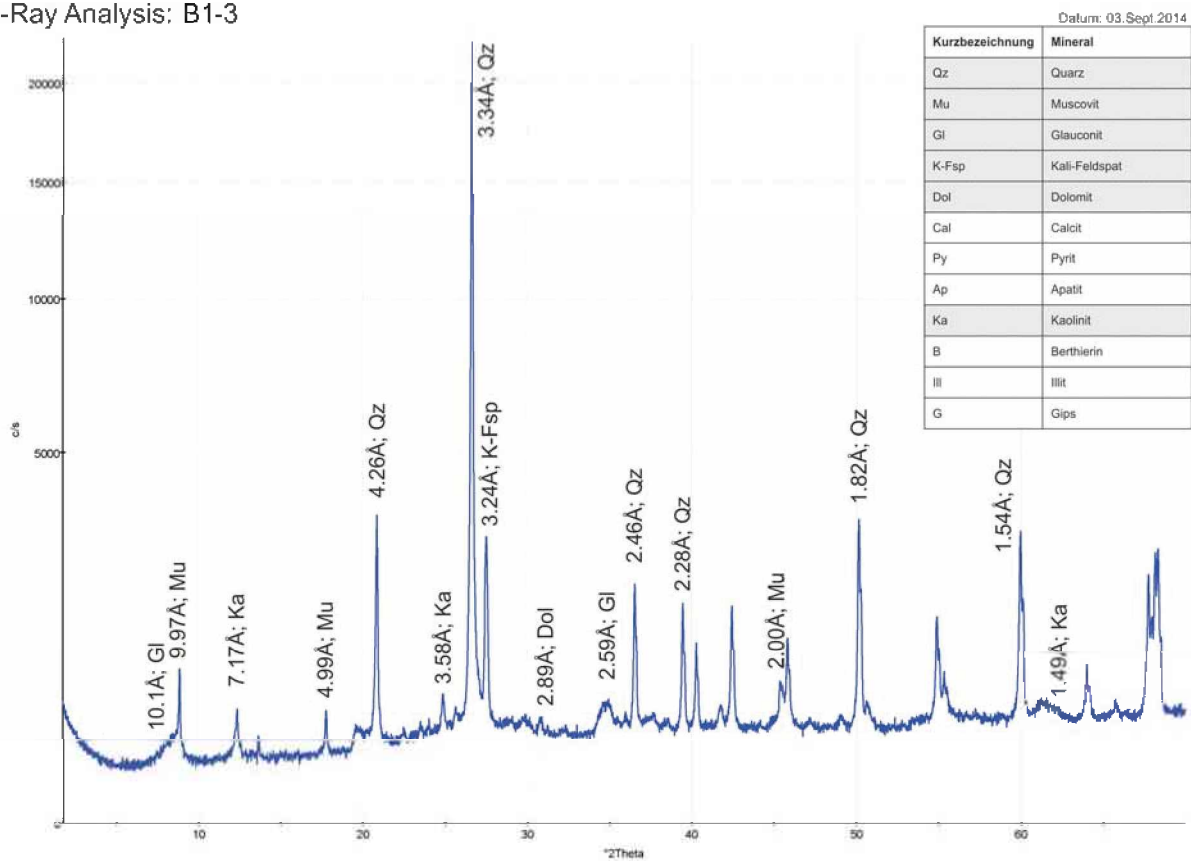


Abbildung 7 - Röntgendiffraktogramm der Middle Unit (B1-3). Peaks von Kaolinit, Quarz, K-Feldspat, Dolomit und Muskovit. Glauconit zeigt auf Grund der niedrige Kristallinität keine scharfen Peaks. Zusätzlich tritt in anderen Proben der Middle Unit zu Kaolinit auch Berthierin als Tonmineral auf sowie akzessorisch Apatit oder Pyrit.

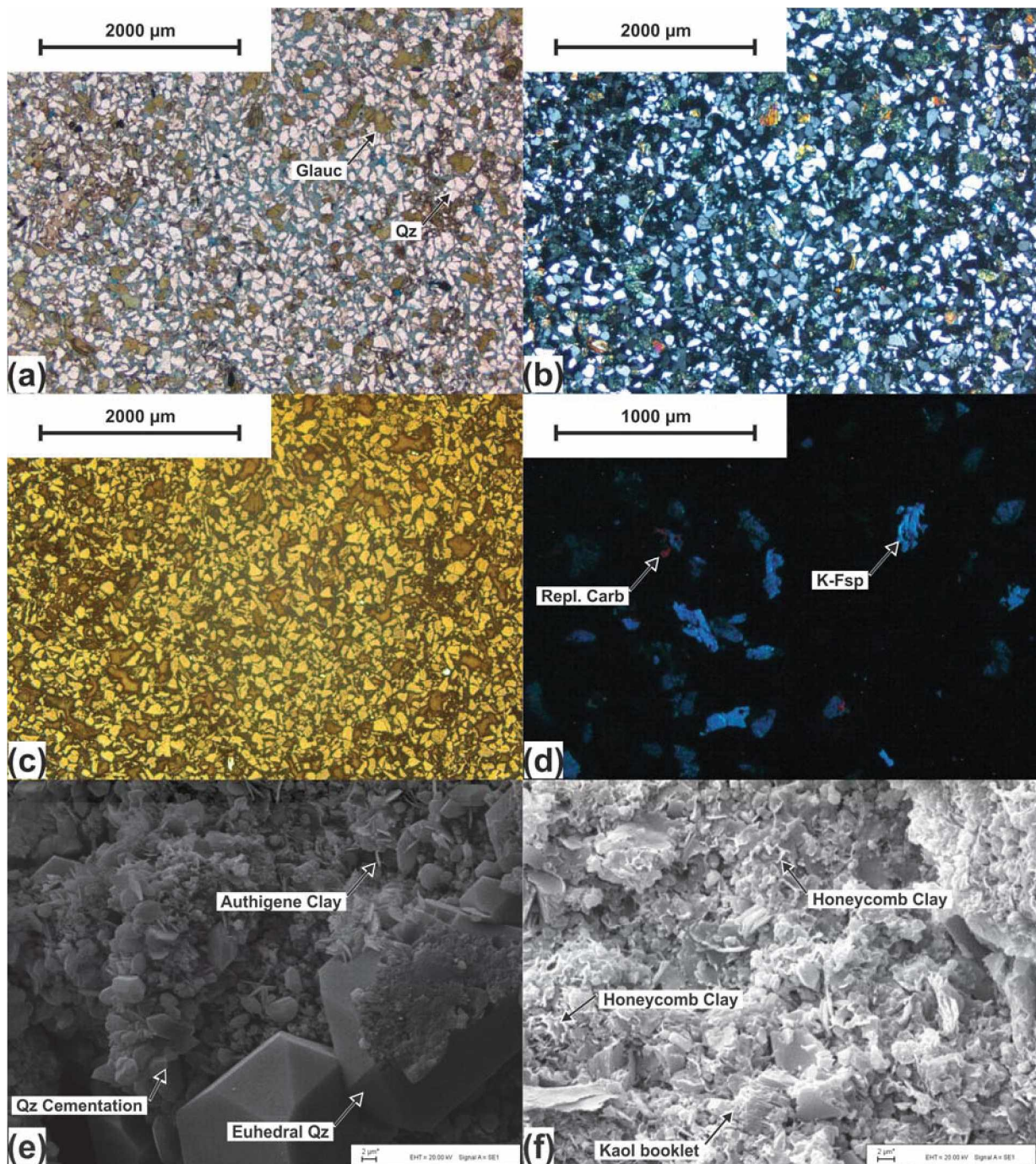


Abbildung 8 - Ausbildung eines typischen Sandsteins der Middle Unit (B1-3). (a) Dünnschliffaufnahme (PPL). (b) Dünnschliffaufnahme (XPL). (c) Auflichtaufnahme. (d) Kathodolumineszenz; zeigt blau lumineszierenden K-Feldspat und rötliche Verdrängungskarbonate. (e) Rasterelektronenaufnahme (B1-5); zeigt Tonmineralneubildung und die Bildung von euhedralen Quarzkristallen unterschiedlicher Größe und die Bildung authigener Tonminerale. (f) Rasterelektronenaufnahme (B1-3); zeigt tonige Porenfüllung u.a. buchstapelförmigen Kaolinit (unten Mitte) und bienenwabenähnlich angeordnete Tonmineralplättchen.



## Lower Unit

Die Lower Unit stellt den tieferen Abschnitt des Glaukonitsandsteines dar und ist meist durch einen grünen bis grauen Sandstein gekennzeichnet. Die mineralogische Zusammensetzung ähnelt stark der Middle Unit. Zusätzlich kommt jedoch bereichsweise eine Zementation durch Calcit hinzu und auch die Intensität der Feldspatverdrängung durch Karbonate nimmt zu. Der Anteil des Calcitzementes am Gesamtgestein liegt zwischen 1 und 13 %. Das Gefüge ist immer als korngestützt zu bezeichnen. Abbildung 9 zeigt einen typischen Sandstein aus der Lower Unit, Abbildung 10 zeigt das dazugehörige Röntgendiffraktogramm.

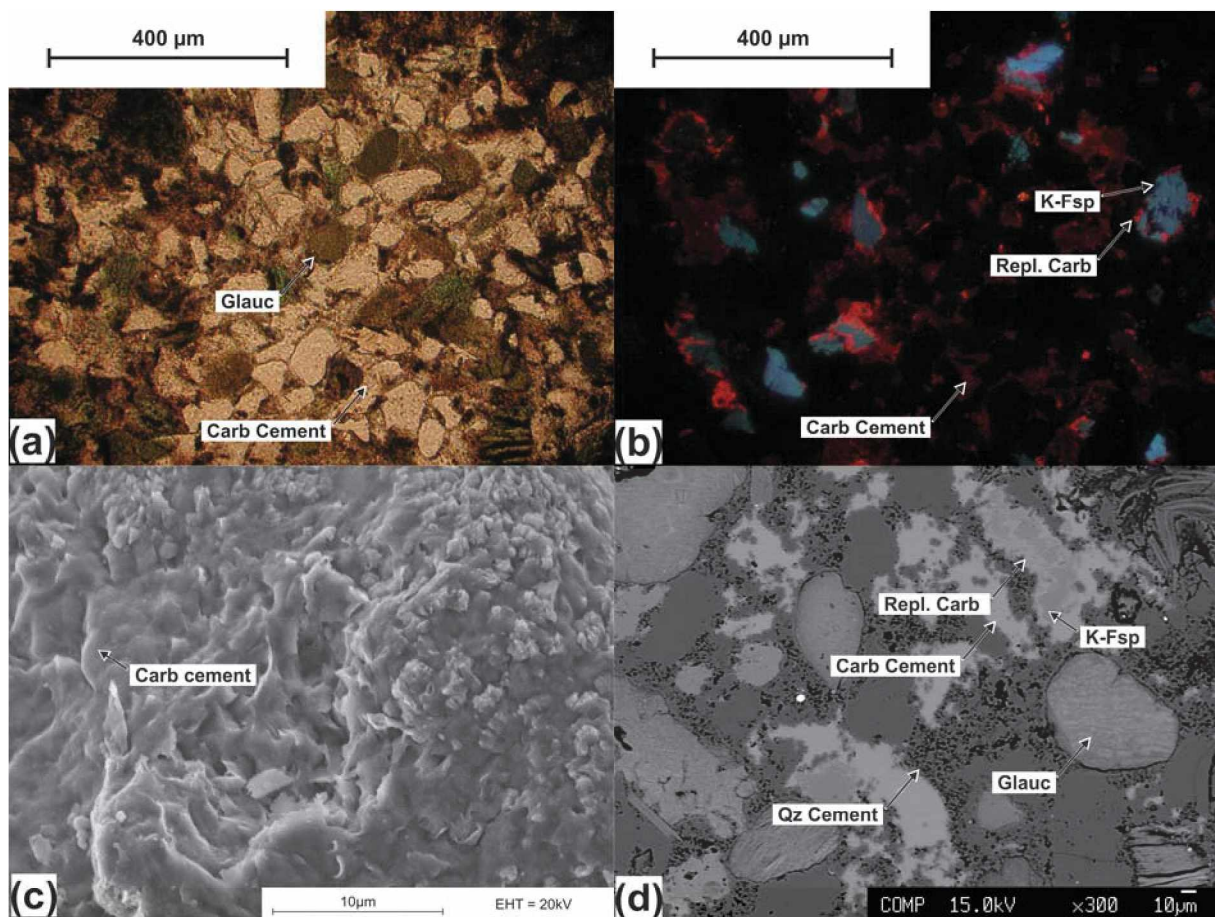


Abbildung 9 - Typische Ausbildung der Lower Unit. (a) Durchlichtaufnahme (PPL) der Lower Unit zeigt ähnliche Korngrößen wie die Middle Unit (B2-7). (b) Kathodolumineszenzaufnahme; orange Lumineszenz des Calcit-Zementes weist leicht dunklere Färbung auf als jene des durch Feldspatverdrängung entstandenen Calcits (B2-7). (c) Rasterelektronenaufnahme der Lower Unit; Zementation durch Karbonat (Calcit). (d) Mikrosondenaufnahme zeigt in hellgrauer Färbung die calcitische Zementation, welche die übriggebliebenen Zwischenräume füllt (B1-9).

### X-Ray Analysis: B2-4

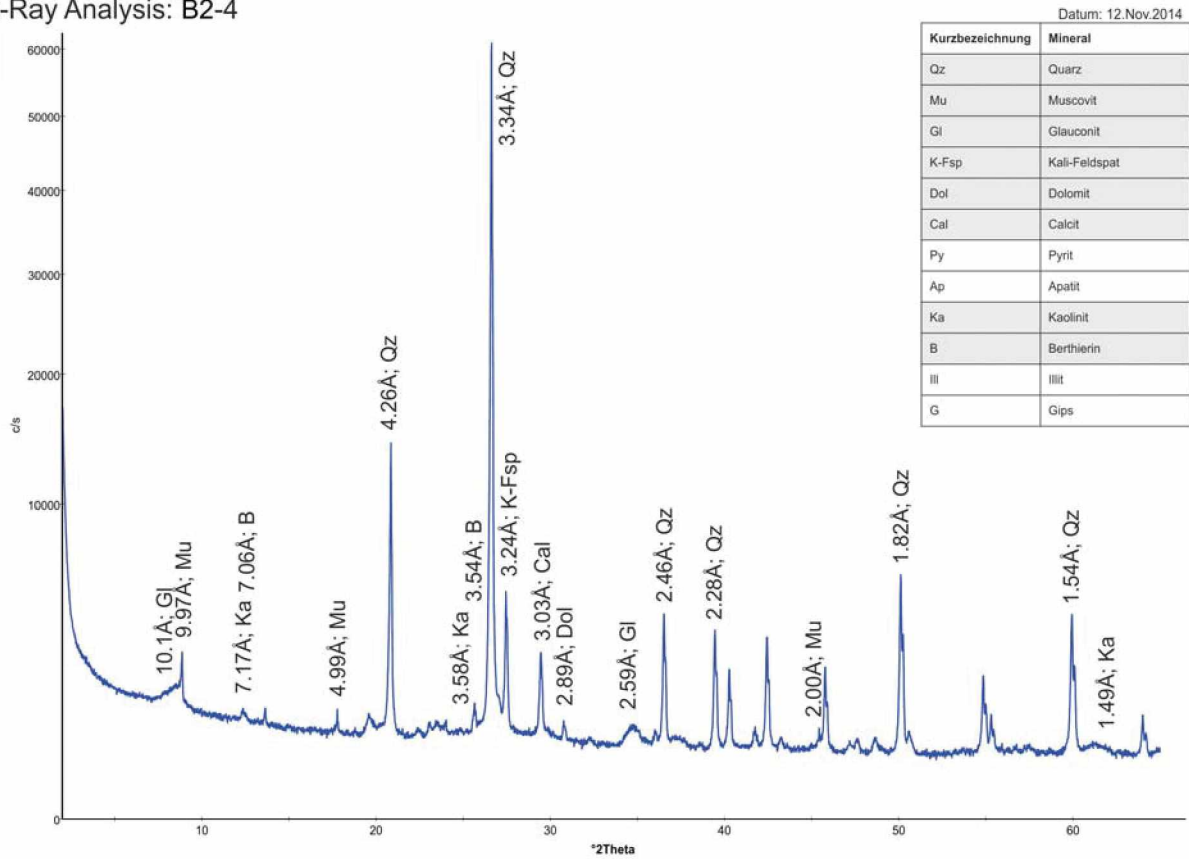


Abbildung 10 - Röntgendiffraktogramm der Lower Unit. Wichtigster Unterschied zur Middle Unit ist der zusätzliche Calcit-Peak bei 3.03Å (B2-6).

### X-Ray Analysis: B2-2

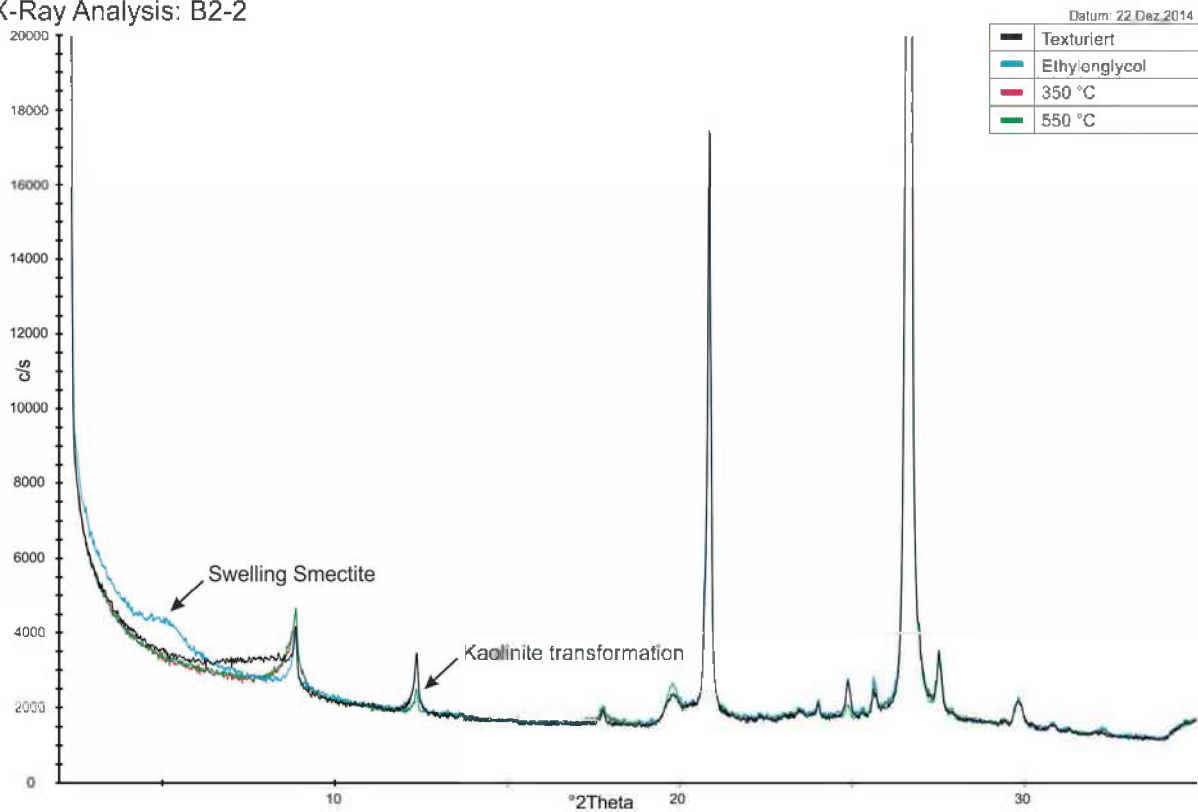


Abbildung 11 - Tonmineralogie. Aufquellen von Smektit nach der Behandlung mit Ethylenglycol. Abschwächen des 7Å Peaks nach der Erhitzung über 550 °C auf Grund der Umwandlung von Kaolinit.



#### 4.1.1.2 Diagenese

Innerhalb des Unterturon Glaukonitsandsteins tritt eine Vielzahl an diagenetischen Veränderungen auf. Dazu gehören die Glaukonitisierung einzelner Mineralkörner, die teilweise Umwandlung in Berthierin, die Verdrängung von Feldspäten durch Tonminerale und/oder Karbonat, die Bildung von Pyrit sowie die kleinräumige Zementation durch Pyrit, lokale Oxidationserscheinungen, die Bildung von Tonmineralzement und die Umwandlung von Tonmineralen, die Zementation durch Quarz und/oder Calcit sowie die Lösung einzelner Körner und der Porenfüllungen. Mikroskopaufnahmen typischer Diagenesestrukturen sind in den Abbildungen 11 bis 18 zusammengefasst.

Dabei treten hinsichtlich der diagenetischen Strukturen deutliche Unterschiede in den verschiedenen Units auf.

- In der Upper Unit tritt Quarzzementation auf. Die Umwandlung von Smektit in Illit wird beobachtet.
- In der Middle Unit treten alle oben beschriebenen diagenetischen Veränderungen auf, allerdings ist die Calcitzementation schwach ausgebildet. Hervorzuheben sind Lösungs- und Oxidationserscheinungen, die in den anderen Units fehlen.
- Die Lower Unit wird durch ihre starke Calcitzementation und Feldspatverdrängung charakterisiert. Daneben tritt Glaukonitisierung und Tonmineralumwandlung auf.

Die Glaukonitisierung findet an der Sediment/Wasser Grenze statt. Die Glaukonite weisen eine meist rundliche Ausbildung auf, können aber auf Grund von Kompaktionseffekten deformiert sein. Eine randliche Umwandlung in Berthierin ist oft sichtbar und drückt sich in einer bräunlichen Verfärbung aus. Berthierin wurde in vielen Proben mittels Röntgendiffraktometrie nachgewiesen und ist auch als Porenfüllung vorhanden. Weiters tritt das Mineral in Form einer Umwandlung von großen Kaolinitlamellen auf und ist durch bunte Interferenzfarben erkennbar (Abbildung 16a,b).

Viele K-Feldspäte weisen ein Verdrängungsgefüge durch Calcit oder durch Tonmineral auf. Die Verdrängung durch Chlorit/Berthierin/Kaolinit startet entlang der Spaltflächen (Abbildung 15c,d; Abbildung 18c), jene durch Karbonate an den Kornrändern und ist meist wolkig ausgebildet (Abbildung 9a,b,d; Abbildung 15a-d). Der Verdrängungscalcit weist eine ähnliche Zusammensetzung wie der Calcitzement in der Lower Unit auf. Eine Abgrenzung ist jedoch durch die helleren orangen Lumineszenzfarben des Verdrängungscalcits möglich (Abbildung 10a,b; Abbildung 15a). Vereinzelt ist an den Feldspäten keine Verdrängung, sondern lediglich eine Lösung entlang der Spaltflächen sichtbar (Abbildung 18a-c).

Eine Zementation durch Quarz ist oft vorhanden und bildet in der Upper Unit sowie im oberen Abschnitt der Middle Unit Anwachssäume und teilweise eine wolkig ausgebildete Zementationsphase. Im unteren Bereich der Middle Unit ist die Zementation stärker ausgeprägt und füllt zusammen mit dem Karbonat und Tonmineralen den Großteil des Porenraumes aus. Zwei Arten von Quarzzement sind zu unterscheiden: (1) große Einzelkristalle ( $>20\ \mu\text{m}$ ; Abbildung 13a,b) und (2) kleine Kristalle ( $<5\ \mu\text{m}$ ), die sich am Porenrand anlagern und den Porenraum teilweise verschließen (Abbildung 13b,d; Abbildung 20e,f). Innerhalb der Zementation ist häufig Tonmineral anzutreffen, welches in den Dünnschliffaufnahmen zu Verfärbungen des Kornzwischenraumes führt (Abbildung 13e). Es zeigen sich auch erhöhte Al-Werte im Mikrosonden-Mapping (Abbildung 13c).

Speziell in der Lower Unit tritt eine Zementation durch Calcit auf. Dieser ist jünger als die Quarzzementation. Dabei zeigen sich in den Durchlichtaufnahmen mindestens zwei Zementgenerationen (Abbildung 14). Die erste lagert sich am Porenrand an und ist durch feinkörnige Kristallisation charakterisiert. Die nachfolgende Generation füllt den übrigen Porenraum aus und Einzelkristalle sind selten erkennbar. Das Lumineszenzverhalten der Zementgenerationen ist ähnlich (Abbildung 9b) und kann klar von jenem der Calcite durch Feldspatverdrängung abgegrenzt werden.

Der Anteil an detritären Tonmineralen überwiegt, jedoch ist auch eine authigene Bildung von Tonmineralen erkenntlich (Abbildung 12a,b,c). Die tonige Porenfüllung besteht hauptsächlich aus Kaolinit, Berthierin oder einer Mischung aus beiden. Kaolinit ist durch buchstapelähnliche Anordnung der Plättchen charakterisiert (Abbildung 8f) bzw. durch XRD bestimmbar. Berthierin ist im XRD festzustellen. Chlorit ist durch die unregelmäßige Anordnung und die Bildung von Chlorit Rosetten (Abbildung 20f) in einigen Poren erkennbar, tritt jedoch mengenmäßig in den Hintergrund. Authigener Illit aus der Umwandlung von Smektit ist selten. Er wird anhand seiner faserigen Ausbildung (Abbildung 12c) im SEM sowie der charakteristischen Peaks im XRD erkannt. Viele Mineralkörner, bevorzugt jedoch Glaukonit, weisen Tonmineralsäume mit einer Dicke von meist wenigen  $\mu\text{m}$  auf. Diese umschließen das Korn komplett und zeigen eine bienenwabenähnliche Anordnung der Tonmineralplättchen (Abbildung 12a).

Diagenetischer Pyrit tritt akzessorisch verteilt vor allem in der Middle und Lower Unit auf. Die meist euhedralen und durch ihren kubischen Habitus erkennbaren Pyritkristalle bleiben kleiner als  $10\ \mu\text{m}$ . Auffällig ist die Häufung der Pyritkristalle in Tonminerallamellen in der Lower Unit (Abbildung 16a-c). Des Weiteren tritt eine meist kleinräumige und lokal beschränkte Pyritzementation auf (Abbildung 16e-f). Die zementierten Bereiche sind meist klein ( $<250\ \mu\text{m}$ ) und wolkig ausgebildet, können aber auch einen Durchmesser von weit über  $1000\ \mu\text{m}$  annehmen (Abbildung 16d,e). Die Pyritzementation führt zu einer Veränderung der

umliegenden Mineralien, im Speziellen von Glaukonit (Abbildung 16d), aber auch zur Verdrängung der Tonminerale (Abbildung 16e).

Lokal begrenzt treten in den Bohrungen B1, B3 und B4 Oxidationserscheinungen von Pyrit (Abbildung 17e,f) und einer anderen Phase (bunte Interferenzfarben) auf (Abbildung 17c,d). Diese beschränken sich auf den Kornzwischenraum und zeigen eine wolkige Ausbildung. Meist ist das Edukt nicht erhalten.

Abschnittsweise treten Lösungserscheinungen variabler Stärke auf, welche bevorzugt Feldspäte (Abbildung 18a-c), aber auch die tonige Porenfüllung betreffen können (Abbildung 18d-f). Nach Lösung der tonigen Porenfüllung bleiben an den Kornrändern meist wenige, durch die Quarzzementation eingeschlossene, Tonminerale zurück, was sich durch die bräunliche Färbung in Abbildung 18e,f und sichtbare Tonminerale in Abbildung 20e auszeichnet. Quarz- und Glaukonitkörner weisen ebenso wie Quarz- und Calcitcement keine Lösungserscheinungen auf.

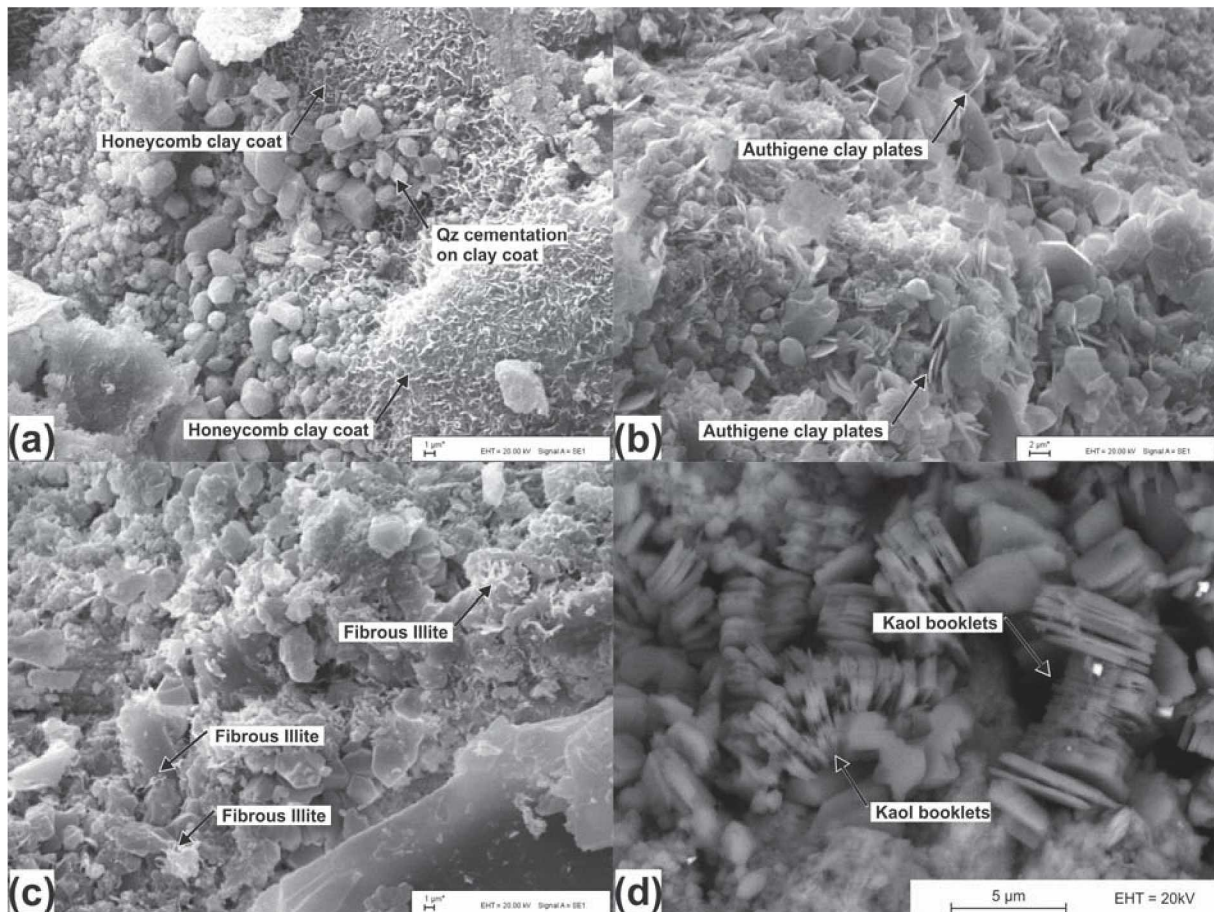


Abbildung 12–Rasteraufnahmen der Tonminerale. (a) Bienenwabenförmiger Tonmineralsaum um Mineralkorn; Quarz überwächst den Tonmineralsaum (B1-5). (b) Bildung authigener Tonminerale (B1-8). (c) Faseriger Illit aus der Umwandlung von Smektit (B1-9). (d) Rasteraufnahme (low vacuum mode); buchstapelförmiger Kaolinit aus hexagonalen Tonmineralplättchen.



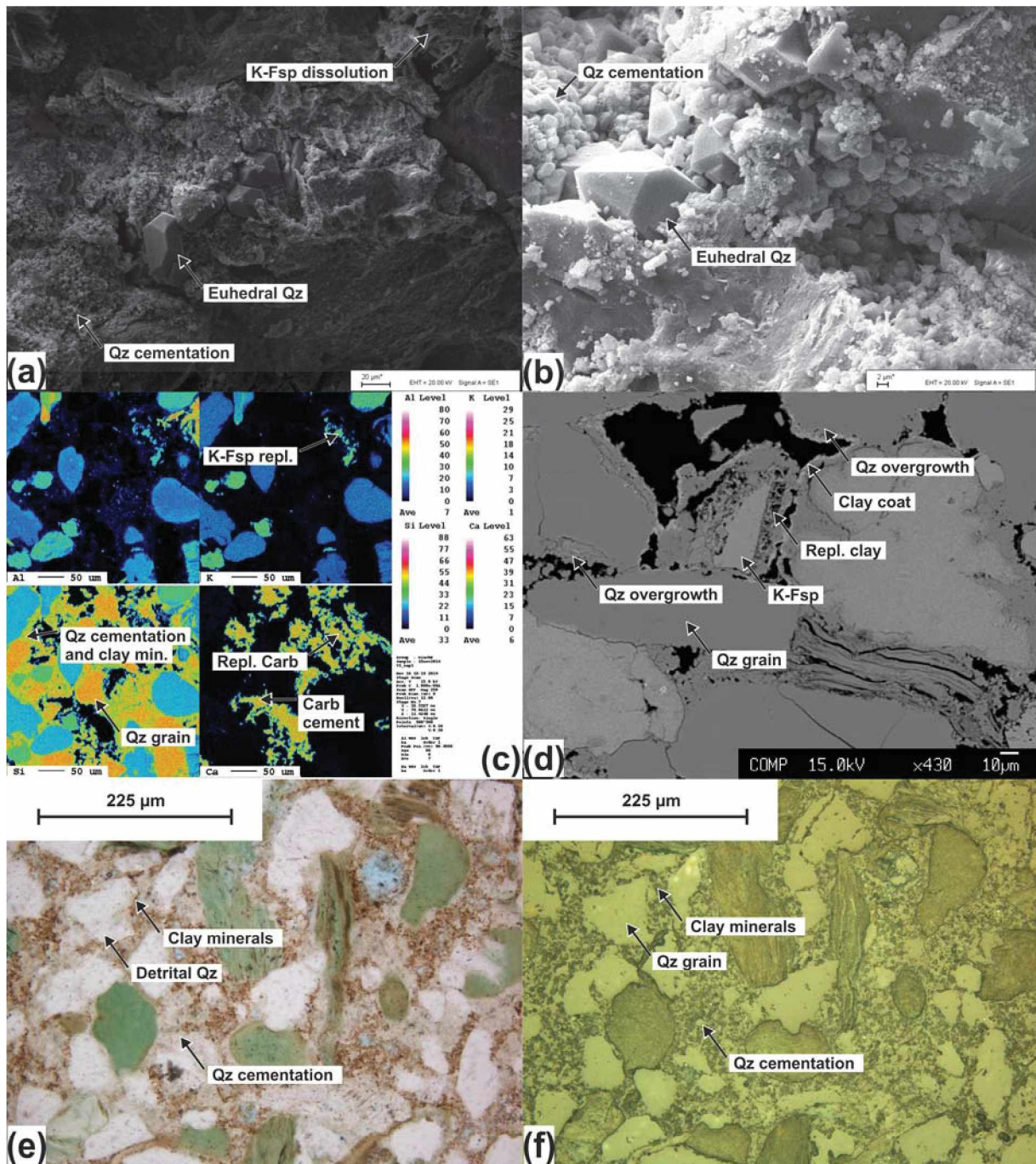


Abbildung 13 - Quarzzementation und Quarzanwachssäume. (a) Rasterelektronenaufnahme; große Quarzkristalle ( $> 20\mu\text{m}$ ) sowie viele kleine Kristalle; Lösung eines K-Feldspats (B1-5). (b) Rasterelektronenaufnahme; zwei Generationen von Quarzkristallen (siehe a) (B1-5). (c) Mikrosonden-Mapping (siehe Backscatterbild in Abbildung 9d); deutliche Zementation durch Quarz (Si-Map), zusammen mit geringem Tonmineralanteil (Al-Map). (d) Mikrosondenaufnahme; Quarz-Anwachssäume sowie einzelne große Quarzkristalle. Quarzzementation wird durch die Bildung von Tonmineralen beendet (B3-4). (e) (f) Zementation durch Quarz zusammen mit Rückständen/Einschlüssen von Tonmineralen. Quarzzement ist an ähnlichem Reflexionsverhalten zu den Körnern erkennbar (B3-5).



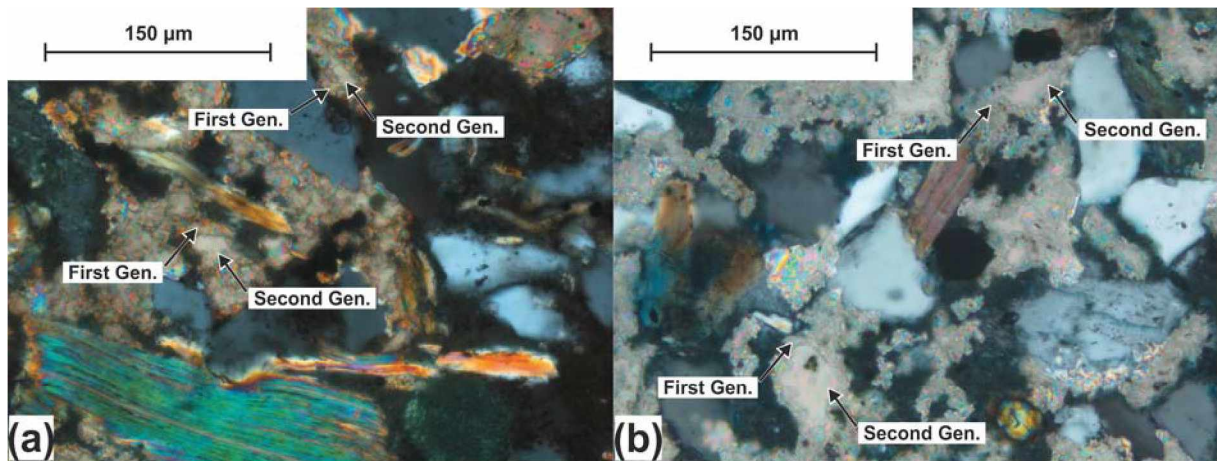


Abbildung 14 - Karbonatzementgenerationen. (a) (B4-11), (b) (B1-9); Bildung eines ersten Calcitzements mit sichtbaren Einzelkristallen am Porenrand. Die zweite Generation verfüllt den restlichen Porenraum.

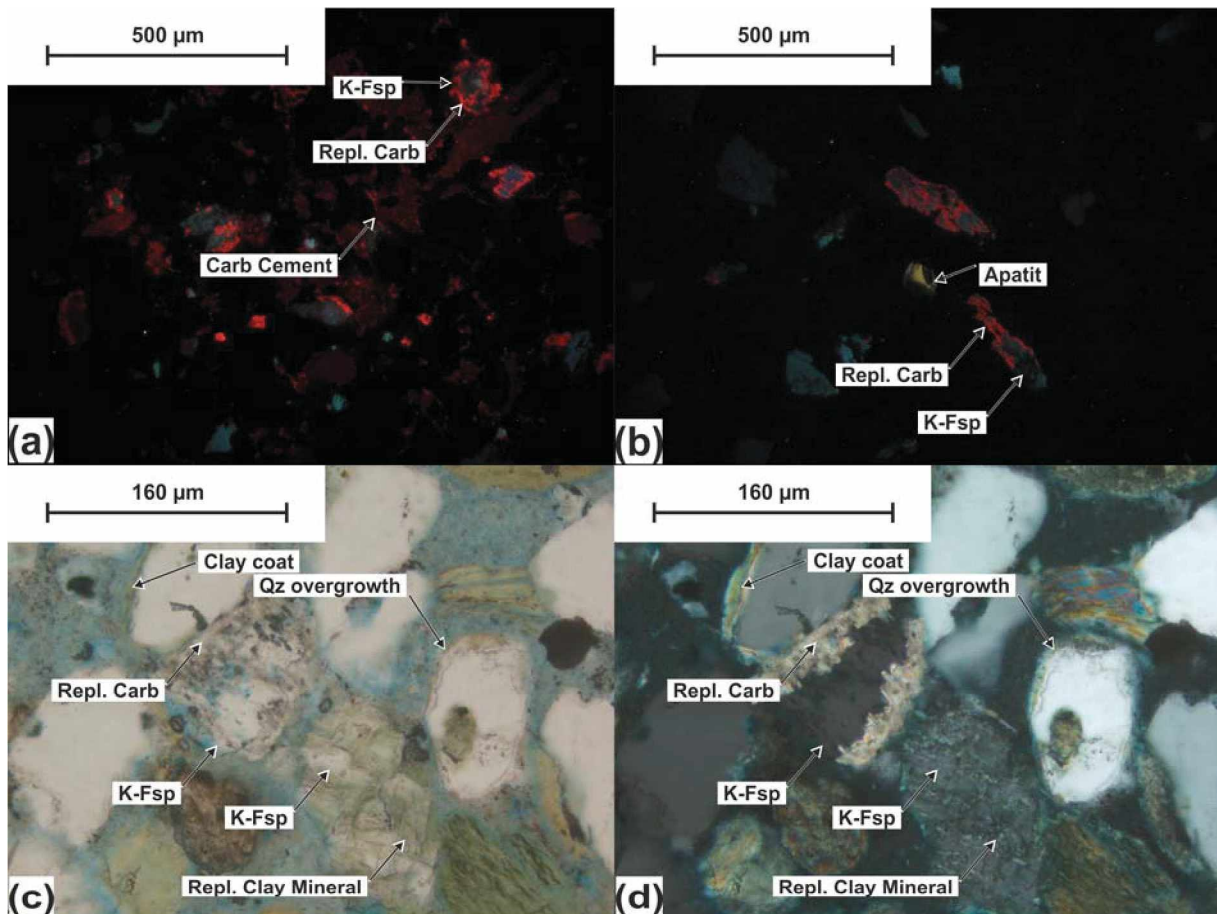


Abbildung 15 - Feldspatverdrängung durch Calcit und Tonmineralien. (a) Kathodolumineszenzaufnahme; randliche, entlang von Spaltflächen, teils wolkige Verdrängung des K-Feldspat (blau) durch Calcit (orange). Verdrängungscalcit weist hellere Lumineszenz als Zement auf (B3-8). (b) Kathodolumineszenzaufnahme; geringer Anteil an verdrängten Feldspäten; Apatit (gelb) tritt akzessorisch auf (B3-2). (c), (d) Durchlichtaufnahme (PPL und XPL); Feldspatverdrängung durch Calcit, beginnend am Kornrand; Verdrängung durch Tonmineralien entlang der Spaltflächen. Quarzanwachs säume und ein Tonmineralsaum sind erkennbar (B1-6).



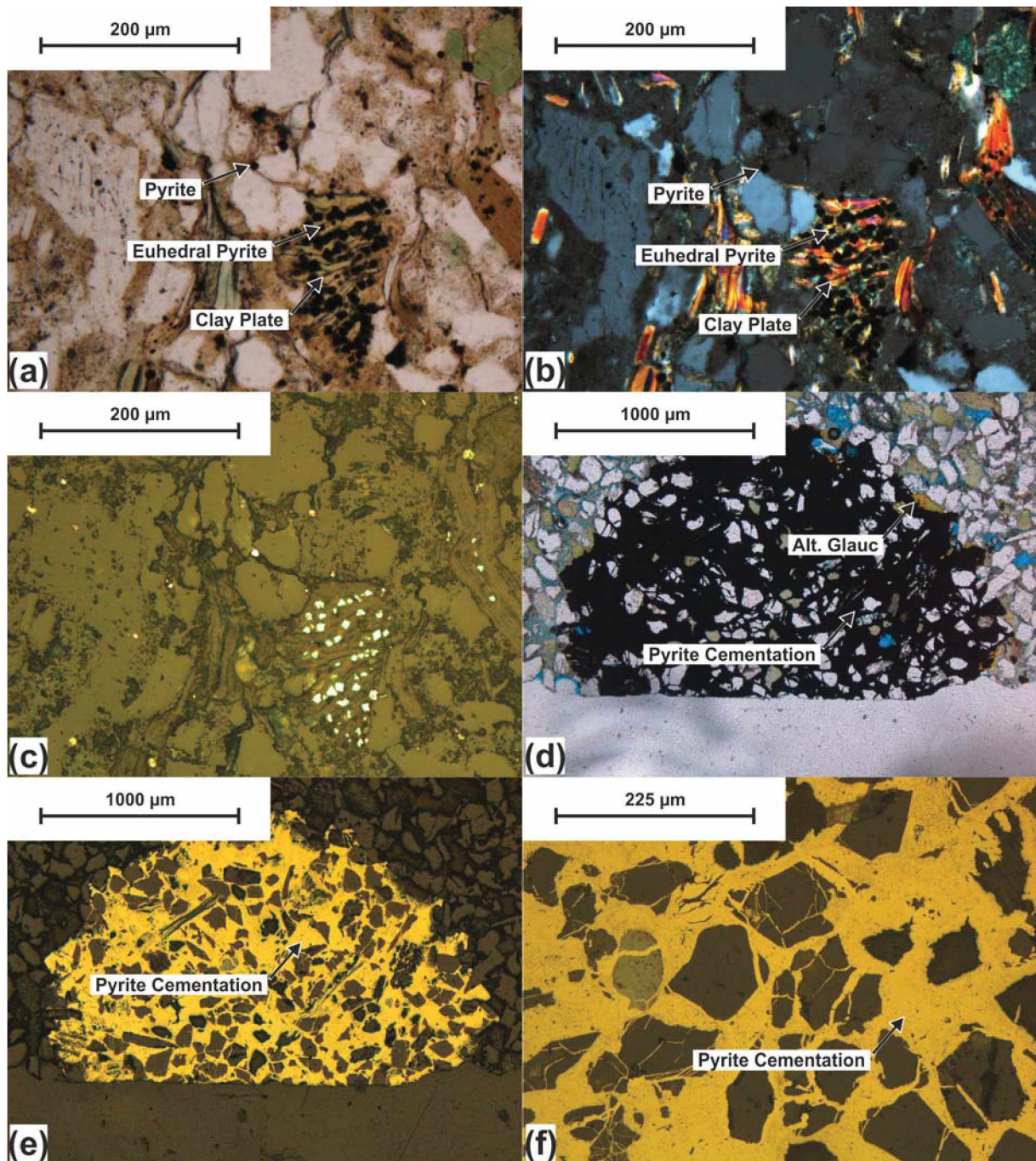


Abbildung 16 - Diagenetische Pyritbildung in Form kubischer, meist euhedrales Kristalle (B3-9), sowie vereinzelter, wolkiger Zementation durch Pyrit (B1-5). (a) Dünnschliffbild (PPL). (b) Dünnschliffbild (XPL). (c) Auflichtbild; akzessorisch verteilter Pyrit; Konzentration der Pyritkristalle innerhalb von Tonminerallamellen. (d) Dünnschliffbild (PPL); Pyritzementation mit randlicher Veränderung der angrenzenden Minerale. (e) Auflichtbild einer Pyritzementation (f) Vergrößerung von (e), Verdrängung der Tonminerale im Kornzwischenraum.



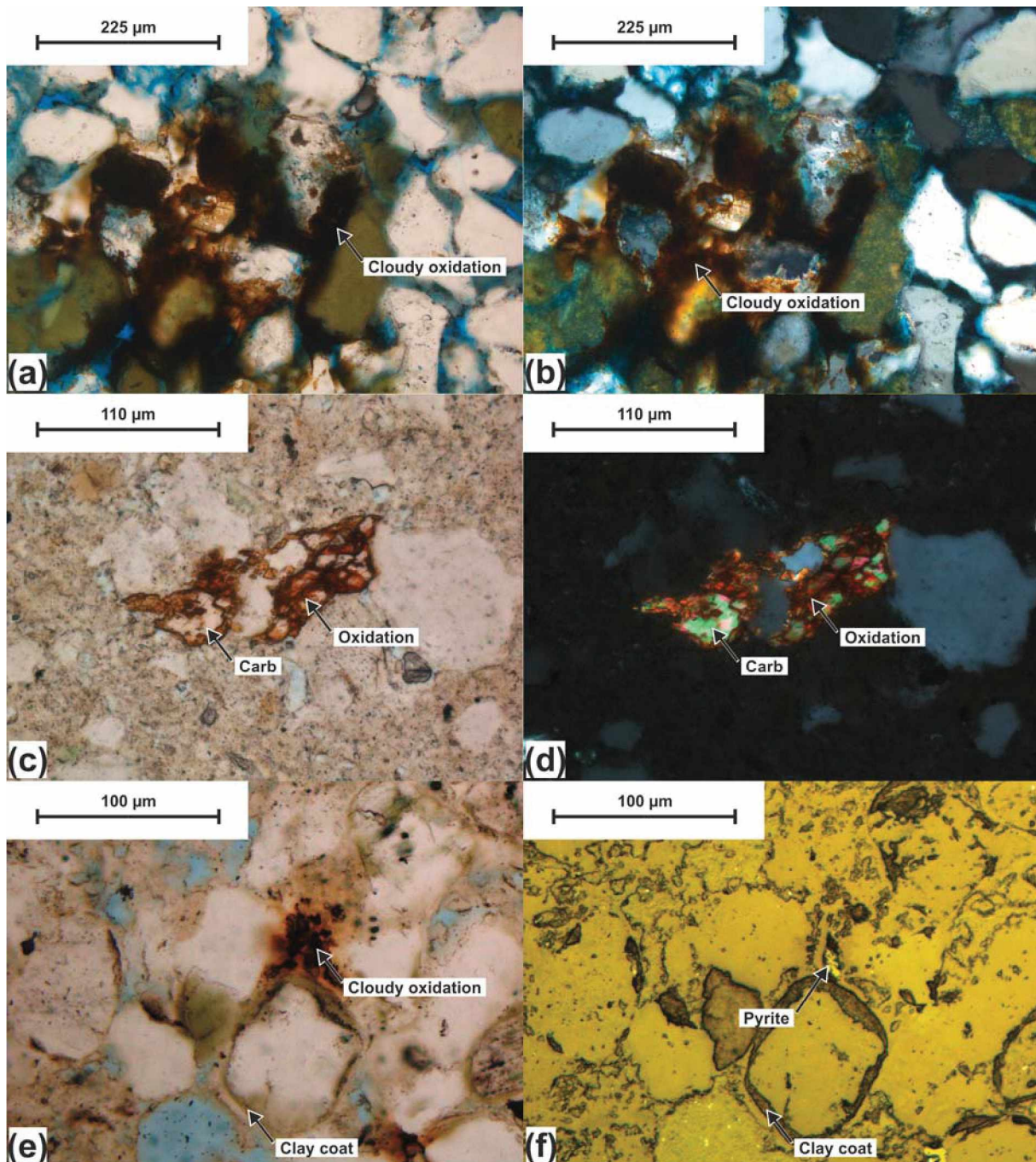


Abbildung 17 - Oxidationserscheinungen. (a) Dünnschliffbild (PPL) mit wolkeig ausgebildeter Oxidation (B1-6). (b) Dünnschliffbild (XPL). (c) (PPL); Oxidation mit möglichem karbonatischen Edukt (B4-9). (d) (XPL); bunte Interferenzfarben eines Karbonats. (e) (PPL); Oxidation um Pyrit (B3-8). (f) Auflichtbild eines teilweise umgewandelten Pyrits.



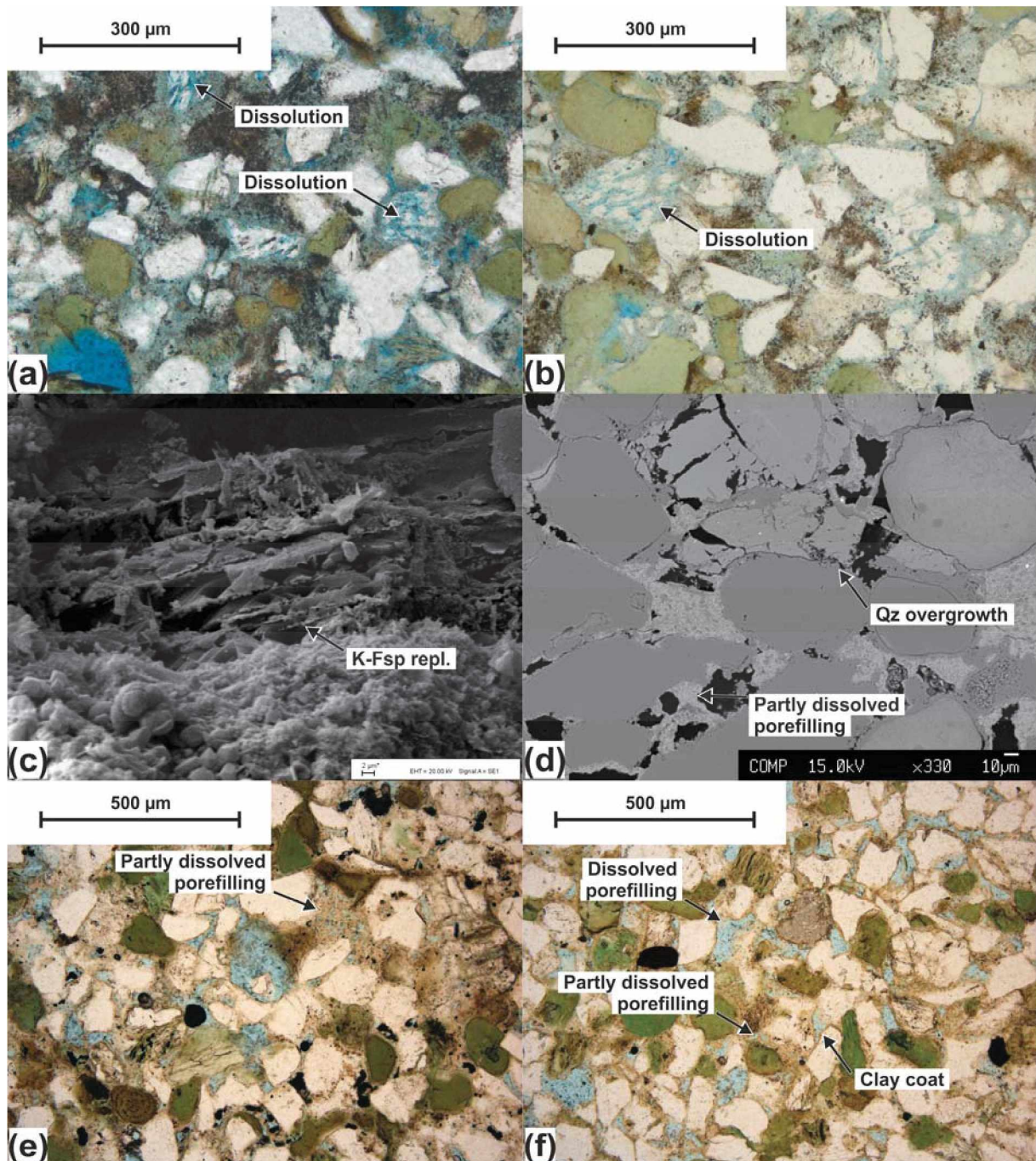


Abbildung 18 - Lösung von Feldspat und toniger Porenfüllung. (a) Durchlichtbild (PPL) mit der Auflösung von Feldspäten entlang derer Spaltrichtungen (B1-4). (b) (PPL); Auflösung eines Feldspates (B2-3). (c) SEM Aufnahme einer Feldspatlösung entlang der Spaltrichtung mit teilweiser Tonmineralneubildung (B1-6). (d) Mikrosonden Aufnahme einer teilweisen Lösung der tonigen Porenfüllung (B3-4). (e) Durchlichtbild (PPL) der teilweise gelösten tonigen Porenfüllung (B4-6). (f) (PPL); größtenteils gelöste Porenfüllung mit Tonmineralrelikten am Porenrand (B3-4).



#### 4.1.2 PORENRAUMCHARAKTERISIERUNG

Der Porenraum im Unterturon Glaukonitsandstein ist über weite Bereiche mit Zementen, bestehend aus Quarz, Tonmineralien und Karbonaten verfüllt, lediglich in Bereichen intensiver Lösung von Tonmineralzement oder Feldspat können Makroporen erzeugt werden. Der Hauptteil der Porosität ist jedoch durch Mikroporen  $<5\ \mu\text{m}$  repräsentiert. Die Mikroporen bilden sich in Räumen zwischen Tonmineralplättchen (Abbildung 20a,b,c,f) sowie auch zwischen einzelnen Quarzkristallen (Abbildung 20a,c,d,e) während der Zementation. Meist sind beide Mikroporositätstypen vorhanden, jedoch nimmt der Anteil letzterer im unteren Abschnitt zu. Die Konnektivität der Mikroporen zwischen Quarzkristallen ist nicht immer gegeben und auch auf Grund der Größe, Form und Anordnung der Poren ist die Permeabilität oft stark eingeschränkt. Im Gegensatz zum Quarzzement verbleiben innerhalb des Calcitzementes kaum Poren, da hier meist der gesamte Porenraum verfüllt ist. Abbildung 20e stammt aus einem Abschnitt mit Lösung der tonigen Porenfüllung, wobei hier deutlich die Bildung von Makroporen mit einer Größe von mehr als  $10\ \mu\text{m}$  zu erkennen ist. Diese sind auch in Abbildung 18d-f und Abbildung 20c,d klar erkennbar. Die Existenz von Makroporen beschränkt sich auf Bereiche, die eine teilweise Lösung erfahren haben.

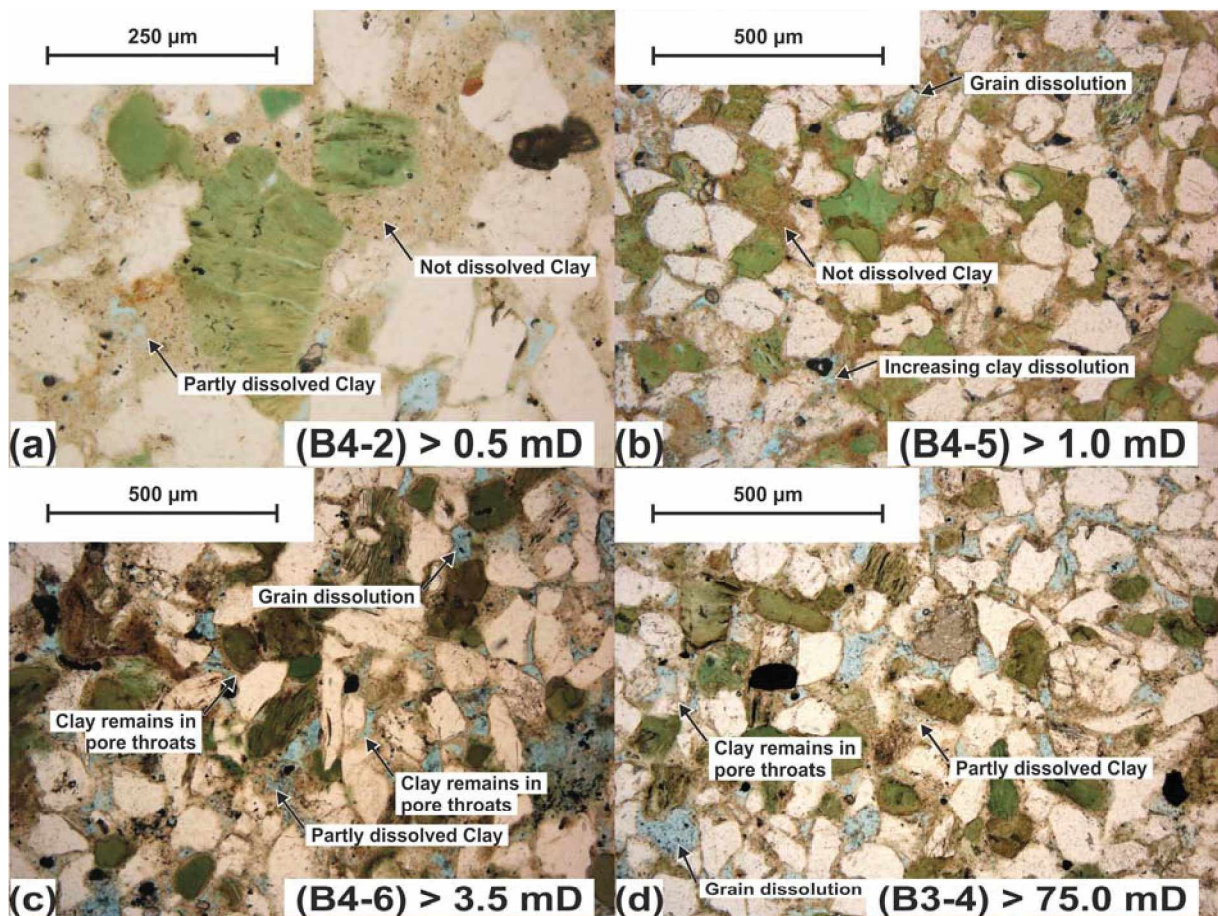


Abbildung 19 - Porenraumentwicklung und ihr Einfluss auf die Permeabilität. (a) Beginnende Lösung im Porenzentrum und von Mineralkörnern. (b) Lösung von Mineralkörnern und stärkere Lösung der Porenfüllung. (c) Reliktische Tonmineralreste in Porenhälsen. (d) Intensive Lösung.

Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des Porenraumes mit steigender Lösung der Mineralmatrix. Auch in stark gelösten Abschnitten bleibt ein bräunlicher Tonmineralsaum zurück, eingeschlossen in die poröse Quarzzementation. Die Lösung von Körnern kann jedoch auch ohne Lösung der Matrix/Zements erfolgen. Im Bereich der Porenhäule ist die Quarzzementation ausgeprägter, auch treten dort Rückstände von Tonmineralen auf (Abbildung 20c,d).

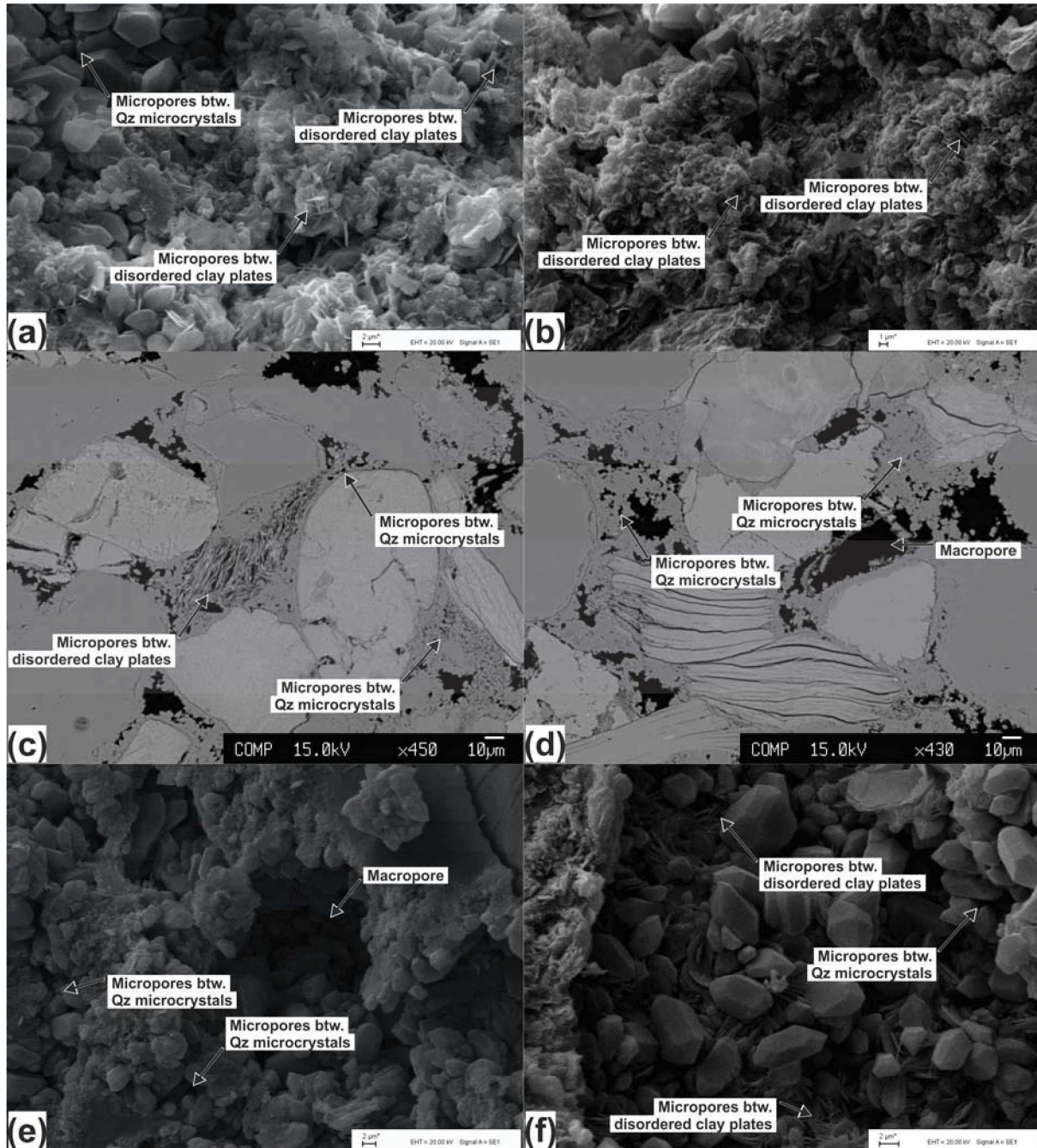


Abbildung 20 - Mikroporosität. (a) SEM-Aufnahme des Porenraumes; im Zentrum bildet sich zusätzlicher Porenraum, da sich die Tonminerale unregelmäßig anordnen. Links oben ist die Entstehung von Mikroporosität durch Bildung von Räumen zwischen den Quarzneubildungen zu sehen (B1-8). (b) Mikroporosität zwischen Tonmineralplättchen (B1-6). (c) Mikroporosität einer Pore im Zwischenraum von Tonplättchen und Makroporosität (B3-4). (d) Mikroporosität innerhalb quarzzementierter Bereiche und Makroporosität (B3-4). (e) Mikroporosität zwischen Quarzkristallen und die Bildung von Makroporen durch intensive Lösung der tonigen Porenfüllung (B1-7). (f) Mikroporosität zwischen Quarzkristallen sowie Tonplättchen (B1-6).



### 4.1.3 PETROPHYSIKALISCHE ANALYSE

In diesem Abschnitt erfolgt die Präsentation der Porositäts- und Permeabilitätsanalyse. Die Betrachtung des Einflusses der Porenfüllung auf die petrophysikalischen Eigenschaften erfolgt in Kapitel 4.2.1.

Die Porositätswerte variieren zwischen 0.1 und 28.1 % und erreichen einen Mittelwert von 10.6 %. Die Permeabilität schwankt zwischen <0.05 mD und 75 mD. Der Medianwert der Permeabilität beträgt 0.17 mD (arithmetisches Mittel: 1.70 mD). Es existiert eine schwache Korrelation zwischen Permeabilität und Porosität (Abbildung 21; Korrelationskoeffizient  $r^2 = 0.58$ ). In Abbildung 21 ist zu sehen, dass sich die Porositäts- und Permeabilitätswerte meist bohrungsunabhängig verteilen und keine bohrungsspezifische Clusterbildung zu sehen ist. Lediglich Werte von Proben der Bohrung B2 plotten überwiegend in den niedrig porösen und niedrig permeablen Bereich.

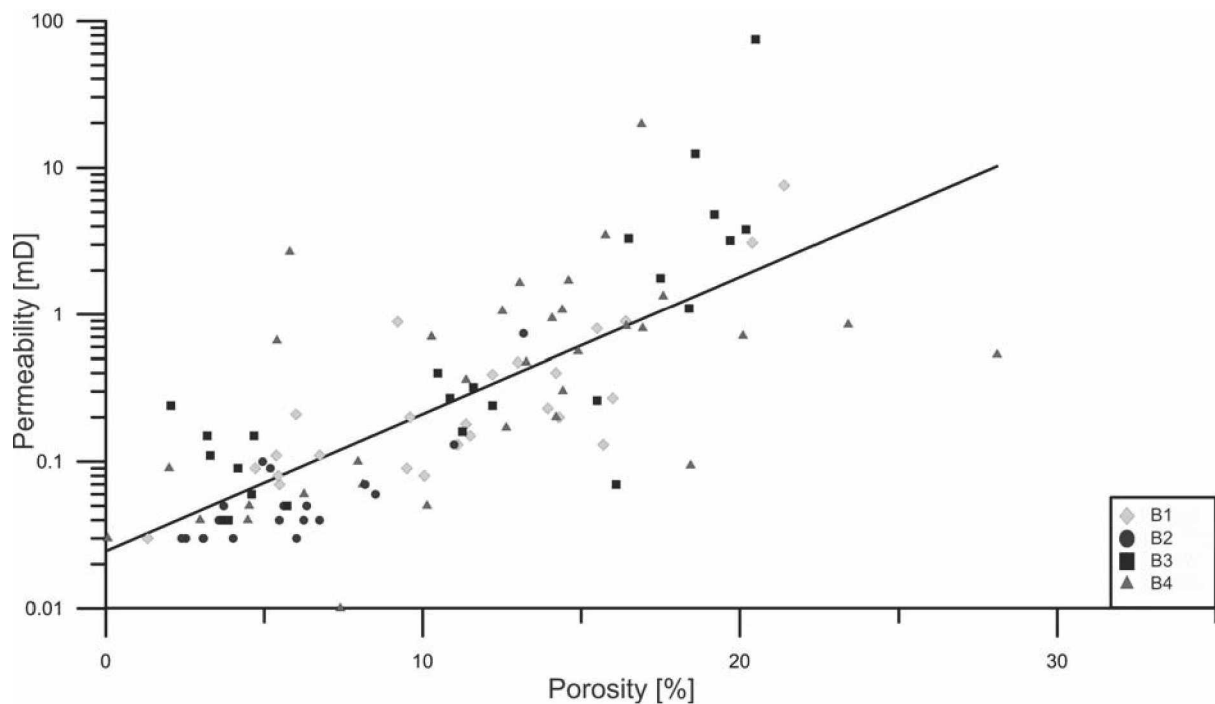


Abbildung 21 - Korrelation von Porosität und Permeabilität des Unterturon Glaukonitsandsteins. Proben unterschiedlicher Bohrungen sind gekennzeichnet. Die meisten Werte liegen um bzw. unter einem mD und weisen Porositäten über 10 % auf. Es existiert eine schwache Korrelation ( $Y = \exp(0.215 \cdot X) \cdot 0.0246$ ;  $r^2 = 0.58$ ).

Die höchsten Porositäts- und Permeabilitätswerte treten in der Middle Unit auf (12.0 % durchschnittliche Porosität / 0.27 mD Median der Permeabilität; Abbildung 22). Die durchschnittliche Porosität der Upper- und Lower Unit beträgt knapp unter 5 %. Der Median der Permeabilität liegt bei 0.09 mD in der Upper Unit sowie bei 0.03 mD in der Lower Unit.

Zwischen den Units der verschiedenen Bohrungen existieren geringe Unterschiede. Unter anderem wegen der großen Mächtigkeit der gering porösen Lower Unit in B2 ergibt sich ein leichter Trend mit westwärts gerichteter Abnahme der Porosität und Permeabilität (Abbildung 23), wobei zu beachten ist, dass lediglich vier Bohrungen betrachtet wurden.

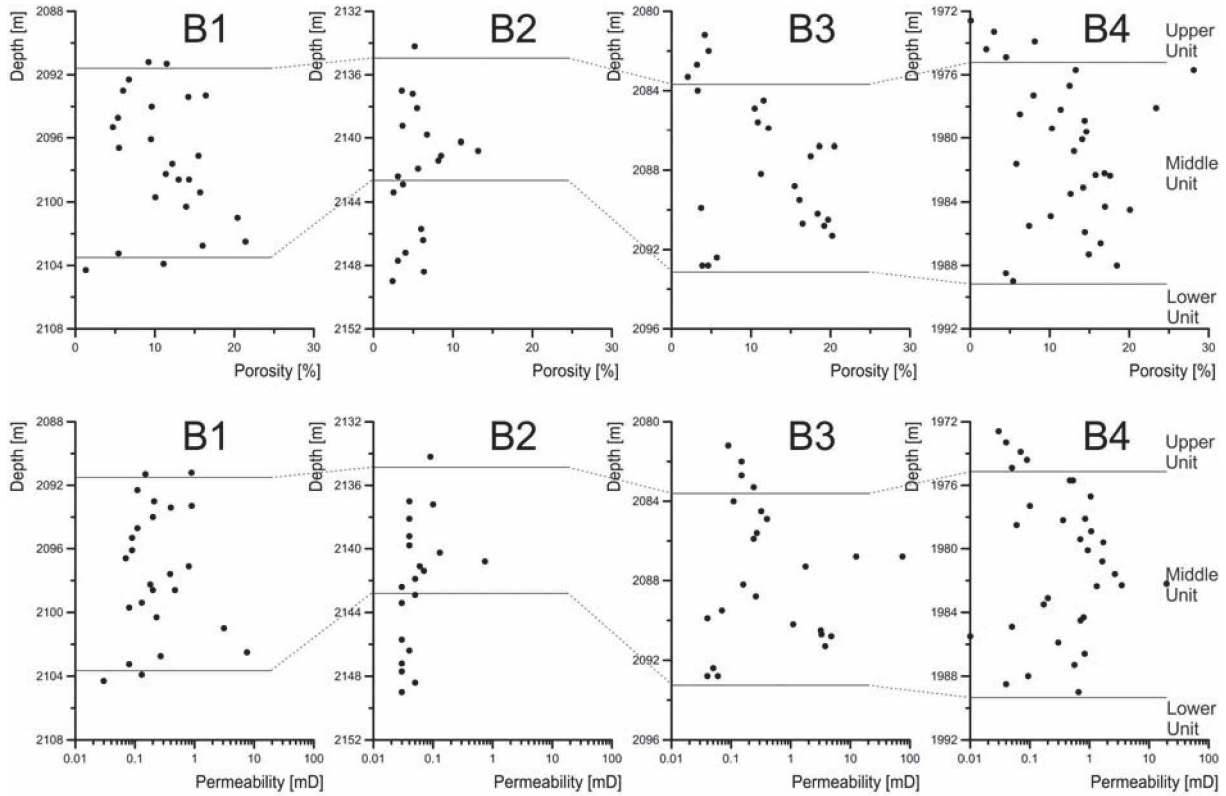


Abbildung 22 - Vertikale Verteilung der Porosität (oben) und Permeabilität (unten) in den untersuchten Bohrungen. Porosität und Permeabilität weisen die höchsten Werte in der Middle Unit auf. Tiefe entspricht der Logtiefe in m.

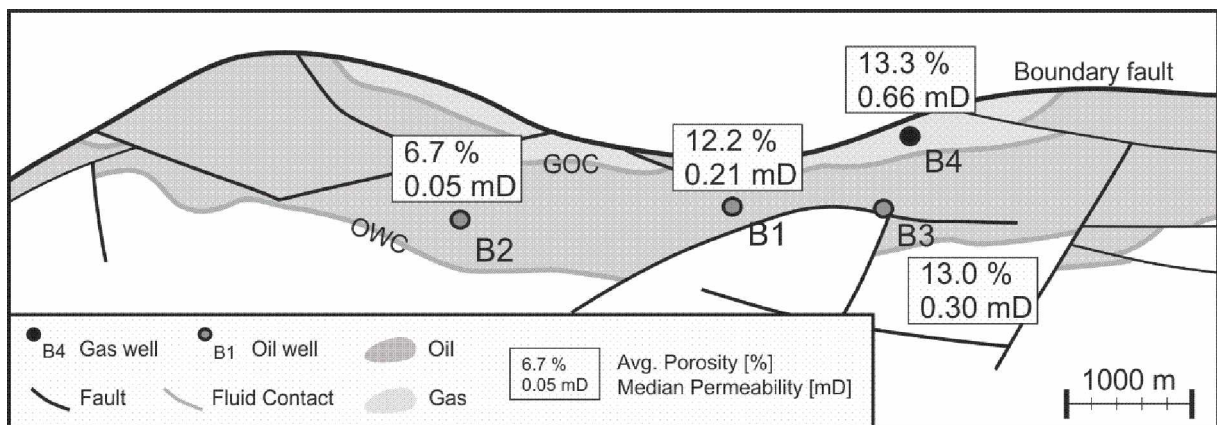


Abbildung 23 - Laterale Verteilung der Porositäts- und Permeabilitätswerte der Middle Unit. Mittelwert der Porosität [%], Median der Permeabilität [mD]. Scheinbar westwärts gerichtete Abnahme von Porosität und Permeabilität. Lage des Voitsdorf Feldes, siehe Abbildung 1.

## 4.2 DISKUSSION

Der Unterturon Glaukonitsandstein weist eine komplexe Diagenesegegeschichte auf, die einen direkten Einfluss auf die petrophysikalischen Parameter der Sandsteine hat.

### 4.2.1 PETROPHYSIK/SEDIMENTOLOGIE

Bei der Betrachtung der petrophysikalischen und sedimentologischen Ergebnisse ist die Korrelation von Bereichen mit unterschiedlichen Permeabilitäten/Porositäten mit den sedimentologischen Eigenschaften klar zu erkennen (Abbildung 24). Es zeigen sich unterschiedliche, teilweise überlappende Klassen.

Durch Calcit zementierte Proben weisen sehr geringe Porosität (meist <5 %) und Permeabilität auf (meist <0.1 mD; blaues Feld). Sie plotten in Abbildung 24 unter der Ausgleichsgeraden, d.h. sie besitzen neben geringer Porosität auch unterdurchschnittliche Permeabilitätswerte.

Proben, die aufgrund intensiver Lösung weitgehend frei von Zement und Matrix sind, plotten ebenfalls abseits der Ausgleichsgerade. Sie weisen eine überdurchschnittliche Permeabilität auf, die aber trotz Lösung 75 mD nicht überschreitet. Der Einfluss zunehmender Lösung auf die Permeabilitätswerte wird in Abbildung 19 gezeigt. Der Einfluss der Lösung auf die Porosität (15 - 21 %) ist moderat, weil ein relativ großer Teil der Porosität durch Mikroporen dominiert wird (siehe Kapitel 4.1.2).

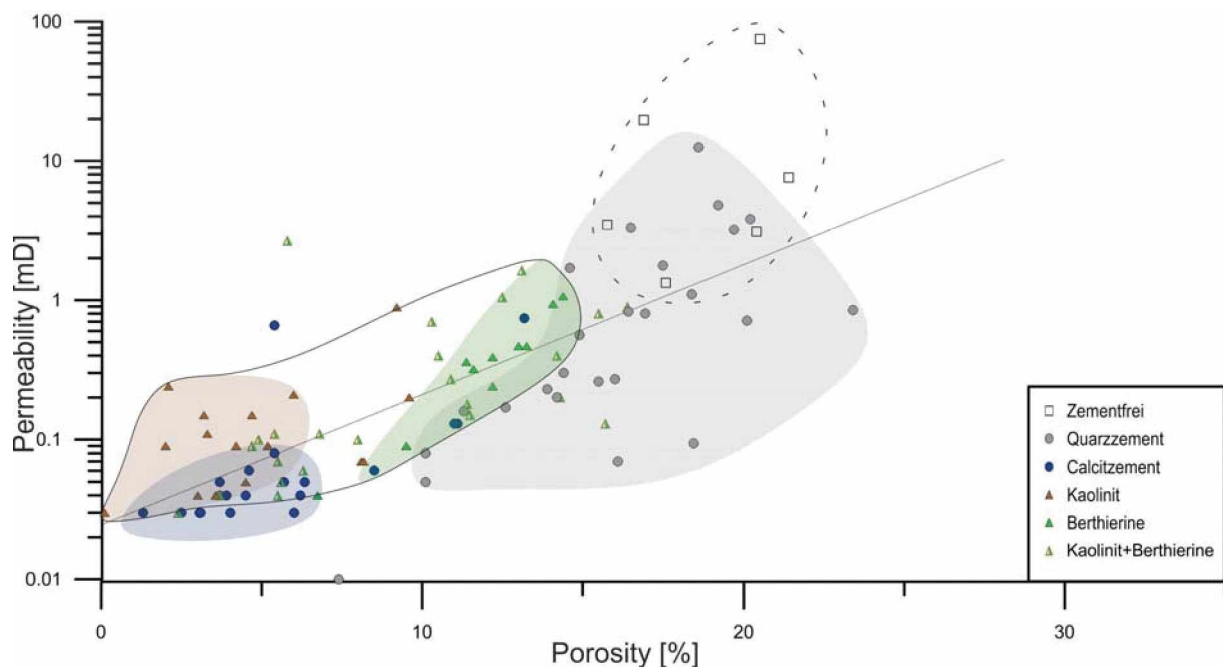


Abbildung 24 - Verteilung der Porositäts/Permeabilitäts-Klassen nach Art der Porenfüllung. Die durch Calcit zementierten Abschnitte der Lower Unit (blaues Feld) plotten im niedrigsten Porositäts- und Permeabilitätsbereich. Zementfreie Proben (gestrichelte Linie) zeigen die höchste Porosität und Permeabilität. Durch Tonminerale (Kaolinit [braun] und Chlorit/Berthierin [grün]; Tonminerale [schwarze Linie]) und Quarz zementierte Proben (graues Feld) bilden unterschiedliche Cluster entlang der Regressionsgerade.

Proben mit einer Porenfüllung aus Tonmineralen oder Quarz plotten nahe der Ausgleichsgeraden, jedoch an unterschiedlichen Positionen.

- Kaolinit führende Proben (braunes Feld) zeigen geringe Porosität ( $< 10 \%$ ) und Permeabilität ( $< 0.2 \text{ mD}$ ), die aber trotzdem höher ist, als jene calcitcementierter Proben mit ähnlicher Porosität.
- Proben mit Chlorit/Berthierin (dunkelgrünes Feld) weisen im Vergleich zu Kaolinit führenden Proben höhere Porosität auf. Dies ist vielleicht ein Resultat der unregelmäßigen Anordnung der Tonmineralplättchen, die zu einer höheren Mikroporosität führt. Sind beide Tonminerale vorhanden, zeigt sich ein Übergang zwischen reinem Kaolinit und Chlorit/Berthierin (Feld mit schwarzem Umriss).
- Proben mit Mikroporosität im authigenen Quarzzement (Abbildung 20) zeigen relativ hohe Porosität (und Permeabilität).

Aufgrund der Verteilung der unterschiedlichen Porenraumfüllungen in den einzelnen Units ergibt sich, dass die Middle Unit die relativ besten Reservoirparameter aufweist, während die Kaolinit führende Upper Unit und die Calcit führende Lower Unit als potentielle Reservoirs jedenfalls ausscheiden.

#### 4.2.2 DIAGENESEENTWICKLUNG

Die komplexe Diagenesegegeschichte des Unterturon Glaukonitsandsteins ist in Abbildung 25 dargestellt. Zeitgleich zur Ablagerung wurden an der Sediment/Wasser Grenzfläche rundliche Pellets in Glaukonit umgewandelt. Glaukonitisierung und intensive Bioturbation weisen auf ein flachmarines Ablagerungsmilieu hin. Sedimentstrukturen in nicht bioturbirten Abschnitten charakterisieren die Sedimente als Sturmablagerungen. Der Anteil von Tonmineralen (z.B. Kaolinit) ist hoch, was das teilweise matrixgestützte Gefüge erklärt.

Das Vorhandensein von Berthierin deutet auf eine fluviatile Beeinflussung oder auf das Eindringen von meteorischen Wässern hin. Frühdiagenetisch bildet sich, bevorzugt auf Glaukonit, ein Tonmineralsaum (Illit/Berthierin). Die Quarzzementation bildete sich in zwei Generationen, wobei mikrokristalliner Quarz ( $< 5 \mu\text{m}$ ) dominiert. Er bildet sich bei niedrigen Temperaturen ( $< 80 \text{ }^\circ\text{C}$ ), wenn die Auflösungsrate des Quarzes langsam ist (Williams et al., 1985). Makrokristalle von Quarz ( $> 20 \mu\text{m}$ ) wachsen in solchen Fällen bevorzugt auf den detritären Körnern und bilden sich später in der Diagenese. Beide Zemente lagern auf den Tonmineralsäumen bzw. den Kornoberflächen und schließen zum Teil vorhandene detritäre Tonminerale ein.

Chlorit bildet sich während der ersten Quarzzementation, da sich die Tonmineralplättchen teilweise zwischen den Quarzkristallen befinden. Die Verdrängung von Feldspat durch Tonminerale (z.B. Kaolinit) wird oft mit der Quarzzementation in Zusammenhang gebracht, da

hierbei SiO<sub>2</sub> frei wird (Worden und Morad, 2000). Deshalb ist sie als zeitgleich zur Quarzzementation anzusehen. Eine weitere Quelle für SiO<sub>2</sub> ist die Umwandlung von Smektit in Illit. Auf Grund der höheren benötigten Temperatur steht das frei werdende SiO<sub>2</sub> erst in der späten Diagenese zur Verfügung. Die Lösung/Verdrängung des Feldspats führt zusätzlich zu einer lokalen pH Veränderung und somit zur Ausfällung/Verdrängung durch Karbonate.

Es folgt die Zementation des Porenraumes in der Lower Unit durch Calcit, wobei die Zementation mit der Nähe der darunterliegenden Mergel in Verbindung gebracht wird. Die Zementation durch Calcit beendet die Quarzzementation, was auf einen schnellen Wechsel des Porenwasserchemismus in der Lower Unit schließen lässt.

Auf Grund des veränderten Porenwasserchemismus kommt es in der Lower Unit zur Bildung euhedraaler Pyrite innerhalb von Tonminerallamellen. Die Zementation durch Pyrit tritt jedoch in allen Units auf und ist schwer zeitlich einzuordnen. Aufgrund der Kleinräumigkeit ist die Pyritzementation auf lokal beschränkte Änderungen im Porenraumchemismus zurückzuführen.

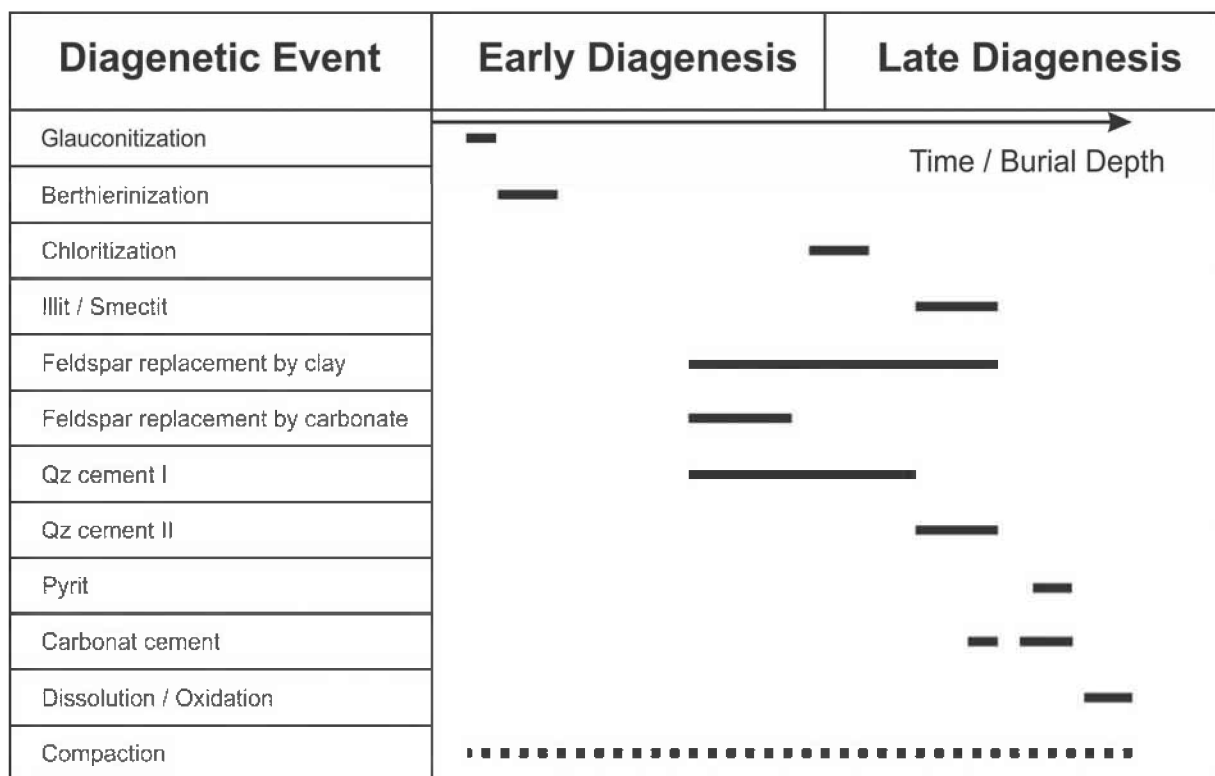


Abbildung 25 - Diageneseverlauf im Unterturon Glaukonitsandstein

Die Sandsteine sind stark kompaktiert, was einerseits an spröde deformierten Quarz- und Feldspatkörnern, andererseits an duktil deformierten Glaukoniten zu erkennen ist. Teilweise

könnte jedoch die frühe Zementation durch Quarz zu einer Stabilisierung des Gefüges beigetragen haben und den Grad der Kompaktion leicht reduziert haben.

Gegen Ende der Diagenese findet eine teilweise Lösung der Porenfüllung statt, welche aber nur auf bestimmte Bereiche (wenige Dezimeter bis Meter) in der Middle Unit begrenzt ist und graduell zu diesen Abschnitten zunimmt. Die lokale Oxidation von Pyrit und Karbonat schließt die diagenetische Entwicklung ab.



## 5 LITERATURSTUDIE - RESERVOIR STIMULIERUNG

Die Kohlenwasserstoffführung des Unterturon Glaukonitsandsteins sowie das Vorhandensein ausreichenden Porenraumes macht das Reservoir vielversprechend, jedoch führt das Fehlen adäquater Permeabilität zu unökonomischen Flussraten. Um dieses Problem zu überwinden, wurden verschiedene Behandlungs- und Stimulationsverfahren auf ihre Anwendbarkeit überprüft.

### 5.1 MATRIX SÄUERUNG

Matrix Säuerung ist eine weitverbreitete Reservoir-Stimulierungsmethode. Der Hauptanwendungsbereich von Matrix Säuerungsbehandlungen ist die Entfernung von bohrlochnahen Schäden durch die Akkumulation von Tonmineralien der Bohrspülung, die Migration von Feinkornanteil und andere Prozesse (Economides und Nolte, 2000). Je nach Autor (Economides und Nolte, 2000; Williams et al., 1979) variiert die abgeschätzte Eindringtiefe der Behandlung von wenigen Inches/Zentimetern bis hin zu einigen Fuß/Metern, was die Einsatzmöglichkeit zur Stimulierung einer gesamten Formation stark limitiert. Jedoch sollte das Verfahren, auf Grund der Fähigkeit zur Lösung von Tonmineralen, nicht vernachlässigt und als Möglichkeit zur Erhöhung der Fließeigenschaften der Formation betrachtet werden.

Die meistverwendeten Säuren zur Behandlung von Reservoirgesteinen sind HCl, HF oder eine Mischung aus beiden. Andere verwendete Säuren sind z.B. organische Säuren wie Ameisensäure und Essigsäure oder gepulverte Säuren wie Amidosulfonsäure oder Chloressigsäure (Williams et al., 1979).

Bei Verwendung einer "retarded" HF Säure wird durch Zusätze die Reaktionsgeschwindigkeit herabgesetzt, was zu einer erhöhten Eindringtiefe führt. Auch die Reaktion mit Quarz wird verstärkt, jedoch bleibt die Reaktion mit Tonmineralien weiterhin dominierend. Die Verwendung von Alkoholen kann auch dazu beitragen, die Reaktionsgeschwindigkeit zu senken, kann jedoch zur Bildung von zusätzlichen Niederschlagsprodukten führen (Economides und Nolte, 2000).

Al-Dahlan et al. (2001) beschreibt die primären, sekundären und tertiären Reaktionen, die bei der Reaktion von HF Säuren mit Sandstein ablaufen, welche auch die Lösung bzw. Fällung bestimmter Mineralphasen beinhaltet. Auf Grund ihrer hohen Oberfläche beschränkt sich die Reaktion fast nur auf Tonminerale, wobei besonders die Fällung von Rückständen während der Reaktion stark von äußeren Faktoren und der Mineralogie abhängt. Economides und Nolte (2000) fassen die möglichen Fällungsprodukte zusammen und beschreiben diese, wobei es sich hauptsächlich um Fluoride, Fluosilikate und Fluoaluminat handelt. Shuchart und Ali (1992) zeigen, dass durch die Beimengung von Essigsäure die Bildung von Fällungsprodukten reduziert werden kann. Der Die Vor- und Nachbehandlung (Pre- und Afterflush) der Formation trägt

ebenfalls zur Abschwächung der Fällung bei (Economides und Nolte, 2000). Auf Grund des Eisens innerhalb des Chlorits, Berthierins und der akzessorisch auftretenden Pyrite sollte ein "Iron Control" Zuschlagsstoff verwendet werden, um eine Fällung eisenreicher Produkte zu verhindern.

Williams et al. (1979) und Economides und Nolte (2000) geben einen kurzen Überblick über das Design der Säuerungsstimulierung. Es beinhaltet in den meisten Fällen mehrere Phasen, zu welchen ein Pre-Flush (meist HCl), die Hauptphase mit der Säuerung (HF-HCl sowie Zusätze) und ein After-Flush (Entfernung der Säure, sowie der Wiederherstellung der Benetzbarkeit der Formation und der Lösung möglicher Fällungsprodukte) zählen.

## 5.2 IN-SITU AUFHEIZUNG

Eine andere Methode zur Verbesserung der Permeabilität und somit der Fließeigenschaften des Reservoirs wäre die starke Aufheizung des Reservoirs. Die Hauptprozesse, die hierbei zu einer Erhöhung der Permeabilität führen, wären folgende (Jamaluddin und Nazarko, 1994):

- Dehydrierung der Tonpartikel
- Verdampfung jeglichen eingeschlossenen Wassers oder Fluids
- Zerstörung der Tonmineralien auf struktureller Ebene

Jamaluddin et al. (2000) weisen auf eine mögliche Bildung von Mikrorissen innerhalb der Formation auf Grund thermischer Spannungen hin, welche zu einer zusätzlichen Permeabilitätserhöhung führen könnten. Eine vollständige Beschreibung der Reaktionen der Tonmineralien und der damit verbundenen Mineralphasen mit steigender Temperatur erfolgte durch Sanmiguel et al. (2002).

Mehrere Studien wurden unter Laborbedingungen mit großem Erfolg durchgeführt. Der Permeabilitätszuwachs lag zwischen 50 und 210% (Jamaluddin et al., 2000; Sanmiguel et al., 2002). Neben der Permeabilitätserhöhung konnte auch eine generelle Reduktion des Tonmineralanteils beobachtet werden. In den Studien wurden unterschiedliche Temperaturen verwendet und der Einfluss auf den Tonanteil und die Permeabilität beobachtet. Die höchste Temperatur wurde in einer Studie von Jamaluddin et al. (2000) verwendet und betrug 649°C, welche auch zum höchsten Permeabilitätsanstieg führte.

Es wurden jedoch nur wenige Feldstudien durchgeführt, wobei hier der Hauptanwendungszweck die Behandlung von Bohrlochschäden war (Jamaluddin et al., 1996). Abgesehen davon, wurde das Stimulationsverfahren von Gandossi (2013) als mögliche Methode zur Permeabilitätssteigerung und der Produktion von dichten Reservoirs eingestuft.

Unglücklicherweise ist die Eindringtiefe in der Feldstudie von Jamaluddin et al. (1996) limitiert, da dort ein Heizgerät an der Bohrlochwand eingesetzt wurde und fraglich ist, ob die benötigte

Temperatur von etwa 650°C auch in einiger Entfernung zum Bohrloch erreicht werden kann. Andere Methoden, um das Gesteinsmaterial aufzuheizen, wären die Aufheizung durch In-Situ Verbrennung (Sanmiguel et al., 2002), dargestellt in Abbildung 26, oder durch elektromagnetische Heizung (Sahni et al., 2000). Jedenfalls muss die ökonomische Tauglichkeit des Verfahrens bei höheren Eindringtiefen evaluiert werden.

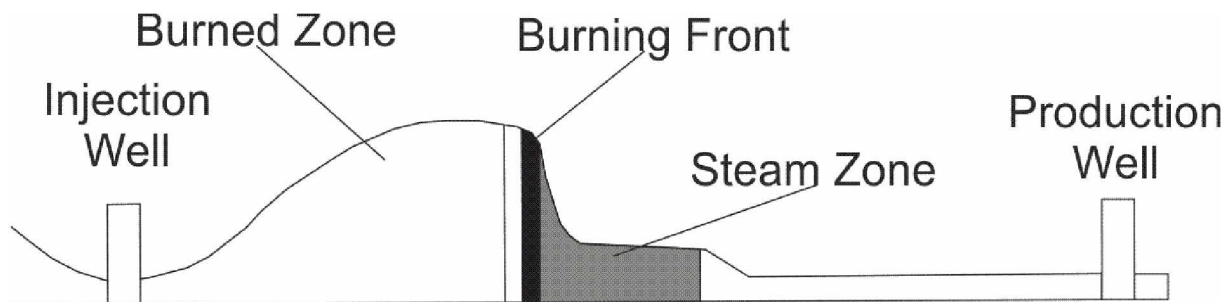


Abbildung 26 - Schematische Darstellung der In-Situ Verbrennung, nach McNeil und Moss et al. (1958). Ein oxidierendes Gas (meist Sauerstoff) wird beim Injection Well eingebracht und das Gas/Öl Gemisch entzündet. Die Verbrennungsfrent breitet sich anschließend aus und erhitzt das Gesteinsmaterial auf 400 - 650 °C.

### 5.3 GLEICHSTROMBEHANDLUNG

Erste Untersuchungen zur Behandlung von Gesteinsmaterial mittels Gleichstrom wurden von Amba et al. (1964) in den 1960er Jahren durchgeführt, um den Effekt auf Sandsteine, speziell wenn diese reich an Tonmineralien wie Smektit, Kaolinit, Illit und Chlorit sind, zu untersuchen. Seitdem wurden etliche Studien veröffentlicht, die allerdings ausschließlich auf Laborversuchen basieren. Nichtsdestotrotz ist auf Grund der Ergebnisse dieser Laboruntersuchungen anzunehmen, dass die Verwendung von Gleichstrom ein mögliches Behandlungsverfahren zur Permeabilitätssteigerung und auch zur Erhöhung des Recovery Factors darstellt.

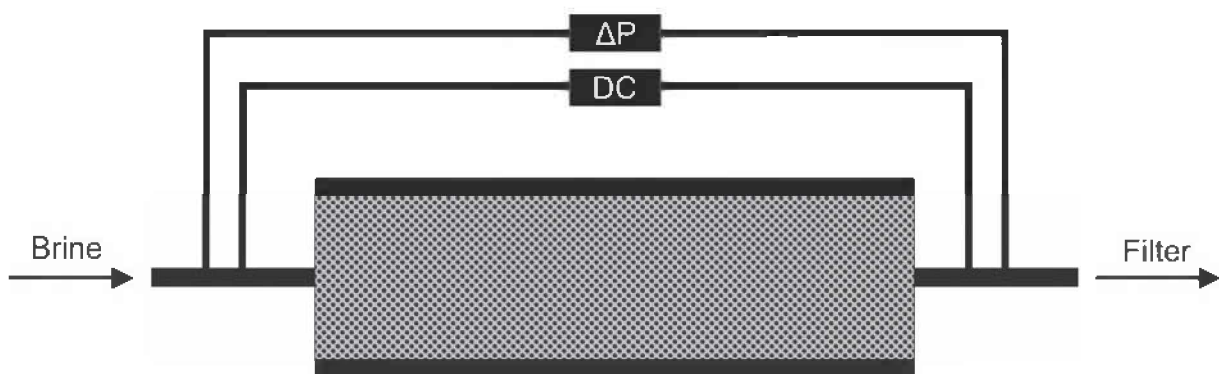


Abbildung 27 - Schematischer Versuchsaufbau der Behandlung mit Gleichstrom.

Der permeabilitätssteigernde Effekt von Gleichstrom auf Sandsteine beinhaltet eine Vielzahl an individuellen Effekten, wie z.B. Elektroosmosis oder strukturelle und chemische Änderungen

innerhalb der Tonmatrix, zusammen mit einer Entwässerung dieser (Chilingar und Beeson, 1965; Chilingar et al., 1970).

An der Mineral/Formationswasser-Kontaktfläche formt sich ein elektrischer Dual Layer auf Grund der elektrischen Kräfte zwischen der normalerweise negativ geladenen Mineraloberfläche und den positiven Ionen des Formationswassers. Dieser Dual Layer besteht aus einer fixen und einer mobilen Region. Die Kontaktfläche zwischen diesen beiden Regionen agiert als Scherfläche, sobald ein elektrischer Gradient angelegt wird, bedingt durch den Zug der sich in der mobilen Lage befindlichen Wassermoleküle zur Kathode (Street, 1961). Diese Bewegung wird Elektroosmosis genannt. Ein weiterer Effekt ist die Elektromigration, die graduelle Bewegung von Ionen zwischen Anode und Kathode, ein anderer die Elektrophoresis, die Trennung einzelner negativ geladener Tonmineralteilchen (Alklich et al., 2014).

Alle im Labor durchgeführten Studien verwendeten einen ähnlichen Versuchsaufbau (Abbildung 27). Die getrennten Tonpartikel verlassen den Porenraum sowie die Porenhäule und erhöhen dadurch die Fließfähigkeit und somit Permeabilität der Probe. Die gelösten Tonpartikel werden in einem Filter aufgefangen. Alklich et al. (2014) stellen einen Zusammenhang zwischen dem Permeabilitätszuwachs und den verwendeten elektrischen Gradienten fest. In ihren Studien wurden Permeabilitätssteigerungen von bis zu 360 % erreicht. Die Freisetzung von Kohlenwasserstoffen, welche in der Tonmineralmatrix eingeschlossen sind, könnte zusätzlich zu einer Steigerung des Recovery Factors führen (Ghosh et al., 2012).

Alklich et al. (2014) stellen fest, dass sich bei Verwendung von  $\text{NH}_4\text{Cl}$  der Einfluss auf die Tonmineralstruktur, einerseits durch Verstärkung der elektrostatischen Repulsion zwischen den Lagen auf Grund eines Ladungsüberschusses und andererseits durch lokale Änderungen im pH-Wert, was zur heteropotentialen Anordnung der Tonpartikel (Kartenhausanordnung) führt, erhöht. Andere Studien verwendeten  $\text{NaCl}$  oder formationswasserähnliche Fluide und zeigten geringere, jedoch ausreichende Resultate (Chilingar et al., 1970).

Eine Grundlagenstudie wurde von Chilingar et al. (1970) durchgeführt, wobei reine Tonmineralpräparate verwendet wurden. Smektit zeigte dabei die stärkste Beeinflussung durch Gleichstrom, gefolgt von Illit. Kaolinit zeigte sich weniger anfällig und reiner Quarz wurde von der Behandlung kaum beeinflusst.

## 5.4 BEWERTUNG

Alle angeführten Methoden bieten die Möglichkeit, einen Teil der Tonminerale zu entfernen, weisen allerdings auch beträchtliche Nachteile auf. Es muss auch die Wirtschaftlichkeit der verwendeten Methoden in Betracht gezogen werden. Auf Grund der geringen Eindringtiefe in die Formation ist eine Säuerung nur durch Anlegung von mehreren horizontalen Bohrlöchern sinnvoll. Auch hier muss jedoch durch Versuche das optimale Stimulierungsdesign bestimmt werden. Auch wegen der Zementation durch Quarz und der langsamen Reaktionsgeschwindigkeit der Säure mit Quarz erscheint diese Methode nicht optimal.

Die In-Situ Aufheizung könnte ein vielversprechender Kandidat als Stimulierungsmethode sein, es ist jedoch auch hier die geringe Eindringtiefe als limitierender Faktor zu nennen. Ebenfalls würde diese Methode nur in den durch Tonminerale gebundenen Abschnitten anwendbar sein.

Eine Behandlung der Formation mit Gleichstrom hat im Labor bereits große Erfolge mit Permeabilitätserhöhungen von bis zu 360% erzielt, jedoch ist auf Grund der fehlenden Feldversuche eine praktische Anwendung fraglich.

In jedem Fall ist es nötig, die Anwendbarkeit der jeweiligen Verfahren an Kernstücken, wenn möglich unter Reservoirbedingungen, zu prüfen, um die optimale Lösung zu finden. Grundsätzlich ist die starke Zementation durch Quarz ein Problem, da in diesen Bereichen eine Behandlung durch Säure, Hitze oder Gleichstrom uneffektiv ist. Da alle angeführten Behandlungsansätze deutliche Nachteile aufweisen, ist als weitere Anwendung noch das Aufbrechen des Gesteins zu nennen.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNG

Die Untersuchung des Unterturon Glaukonitsandsteins in den Bohrungen B1, B2, B3 und B4 lieferte folgende Ergebnisse:

(1) Der Unterturon Glaukonitsandstein kann in eine Upper, Middle und Lower Unit eingeteilt werden, wobei die Middle Unit am mächtigsten ist und auch die besten Reservoirparameter aufweist. Die Upper Unit, ein hell grauer Silt- bis Feinsandstein, besteht aus Quarzkörnern mit Kaolinit und wolkigem Quarzzement als Porenfüllung. Die Middle Unit besteht aus grün bis grüngrauem Feinsandstein, wobei Quarz als Hauptgemengeteil und Glaukonit, Feldspat und Glimmer als Nebengemengeteile auftreten. Die Porenfüllung setzt sich aus Tonmineralien wie Kaolinit, Berthierin, geringen Mengen von Illit/Smektit und Chlorit oder auch aus Quarzzement (im unteren Bereich stärker ausgebildet) zusammen. Die Lower Unit ist mineralogisch ähnlich der Middle Unit aufgebaut, weist aber zusätzlich Calcit als Zement auf. Akzessorisch tritt in allen Units Pyrit, Apatit und Dolomit auf.

(2) Der Unterturon Glaukonitsandstein zeigt eine komplexe Diageneseentwicklung. Nach der Glaukonitisierung trat eine teilweise Umwandlung in Berthierin auf. Frühdiagenetisch bildete sich ein Tonmineralsaum. Die Verdrängung von Feldspäten durch Tonmineralien führte zur Bildung von Quarzzementen, charakterisiert durch eine Vielzahl von kleinen Kristallen ( $<5 \mu\text{m}$ ). Während dieser Zementation bildete sich Chlorit im Porenraum. Ebenfalls gleichzeitig fand die Umwandlung von Feldspäten zu Calcit statt. Ein spätdiagenetischer Quarzzement ist durch große Kristalle ( $>20 \mu\text{m}$ ) unterscheidbar. Zusätzliches  $\text{SiO}_2$  lieferte die abschnittsweise Umwandlung von Smektit zu Illit. Die Zementation durch Calcit füllte die letzten Makroporen innerhalb der Lower Unit. Eine lokale Oxidation von Karbonat und Pyrit trat ein. Die abschnittsweise Lösung der Tonmineralfüllung schloss die Entwicklung ab und führte zu erhöhten Reservoirparametern in der Middle Unit.

(3) Upper und Lower Unit sind gering permeabel ( $<0.5 \text{ mD}$ ) und weisen eine geringe Porosität auf ( $<10 \%$ ); die Middle Unit zeigt höhere Permeabilität ( $>0.5 \text{ mD}$ ) und Porosität ( $>10 \%$ ). Die Differenzierung ist auf die Unterschiede in der Mineralogie/Porenfüllung zurückzuführen, was zu einer Clusterbildung im Poro/Perm Plot führt. Quarzzementierte Proben zeigen bessere Reservoirereigenschaften; Proben mit Berthierin als Porenfüllung zeigen im Vergleich zu Proben mit Kaolinit eine höhere Permeabilität und Porosität. Die durch Calcit zementierten Proben der Lower Unit weisen die geringste Porosität auf. Bereiche mit gelöster Porenfüllung stechen durch stark erhöhte Permeabilität und höhere Porosität hervor und sind auf die Middle Unit beschränkt.



(4) Drei mögliche Stimulierungsmethoden wurden mittels Literaturrecherche evaluiert:

- (a) Matrix Säuerung
- (b) In-Situ Aufheizung
- (c) Gleichstrombehandlung

Alle drei Verfahren haben den Nachteil, dass ihre Eindringtiefe gering ist und sich nur durch zusätzlichen Aufwand (mehrere Bohrlöcher, mehrfache Stimulierung?) ein zufriedenstellendes Ergebnis einstellt. Auch stellt die Zementation durch Quarz ein großes Problem dar, da die Lösung durch Säuerung oder die Behandlung durch Hitze oder Gleichstrom bei Quarz relativ ineffektiv ist. Auf jeden Fall sind die Wirtschaftlichkeit bzw. die Wahl der optimalen Parameter und die Durchführbarkeit durch Versuche zu prüfen.

## 7 LITERATURVERZEICHNIS

- Al-Dahlan M., Nasr-El-Din H. und Al-Qahtani A., 2001. Evaluation of Retarded HF Acid Systems. *Society of Petroleum Engineers, 65032, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas.*
- Alklich M., Ghosh B. und Al-Shalabi E., 2014. A novel Method for Improving Water Injectivity in Tight Sandstone Reservoirs. *Journal of Petroleum Engineering, Vol. 2014*
- Amba S., Chilingar G. und Beeson C., 1964. Use of direct electrical current for increasing the flow rate of reservoir fluids during petroleum recovery. *Journal of Canadian Petroleum, 3/1,8-14.*
- Beer H. und Wagner L., 1983. Die Ölführung des Unterturon-Glaukonitsandstein des Feldes Voitsdorf. *Geologische Abteilung RAG- Bde. G-Rep. 611.*
- Borowski K., 2007. Lithofacies and depositional environment of the Upper Hall Formation, Alpine Molasse Basin, Upper Austria. *Unveröffentlichter Report, TU Freiberg, 126pp.*
- Brix F. und Schulz O., 1993. Erdöl und Erdgas in Österreich. *Veröffentlichung des Naturhistorischen Museums Wien - 688pp.*
- Chilingar G. und Beeson C., 1965. Application of direct electrical current for increasing the flow rate of oil and water in a porous medium. *Journal of Canadian Petroleum Technology, 4/1. 81-88.*
- Chilingar G., El-Nassir A. und Stevens R., 1970. Effect of Direct Electrical Current on Permeability of Sandstone Cores. *Journal of Petroleum Technology, 22/7, 830-836.*
- De Ruig M., 2003. Deep Marine Sedimentation and Gas Reservoir Distribution in Upper Austria. *OIL GAS European Magazine, 64-73.*
- Economides M. und Nolte K., 2000. Reservoir Stimulation, Band 3. *John Wiley & Sons Ltd, Sugar Land, Texas.*
- Folk R., 1968. Petrology of Sedimentary Rocks. *Hemphill Book Store, Austin, Texas.*
- Gandossi L., 2013. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. *Joint Research Centre, Petten, Netherlands.*
- Ghosh B., Al-Shalabi E. und Haroun M., 2012. The Effect of DC Electrical Potential on Enhancing Sandstone Reservoir Permeability and Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology, 30/20.*

Gross D., Grundtner M., Misch D., Riedl M. und Scheucher L., 2015. Pore space characterization of Mesozoic and Cenozoic reservoir sandstones in the Upper Austrian Molasse Basin - a microscale approach. *eingereicht*.

Groß D., Sachsenhofer R., Geissler M., Rech A., Sageder S., Schnitzer S. und Triuss W., 2015. The Trattnach Oil Field in the North Alpine Foreland Basin (Austria). *eingereicht*.

Grunert P., Hinsch R., Sachsenhofer R., Bechtel A., Coric S., Harzhauser M., Piller W. und Sperl H., 2013. Early Burdigalian infill of the Puchkirchen Trough (North Alpine Foreland Basin, Central Paratethys): Facies development and sequence stratigraphy. *Marine and Petroleum Geology*, 39, 164-186.

Grunert P., Auer G., Harzhauser M. und Piller W., 2015. Stratigraphic constraints for the upper Oligocene to lower Miocene Puchkirchen Formation Group (North Alpine Foreland Basin, Central Paratethys). *Newsletter on Stratigraphy*, 48/1, 111-133.

Gusterhuber J., Dunkel I., Hinsch R., Linzer H. und Sachsenhofer R., 2012. Neogene uplift and erosion in the Alpine Foreland Basin (Upper Austria and Salzburg). *Geologica Carpathica*, 63/4, 295-305.

Hubbard S., De Ruig M. und Graham S., 2009. Confined channel-levee complex development in an elongate depo-center: deep-water Tertiary strata of the Austria Molasse basin. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 85-112.

Jamaluddin A., Bennion D., Thomas F. und Ma T., 2000. Application of Heat Treatment to Enhance Permeability on Tight Gas Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39/11.

Jamaluddin A., Hamelin M., Harke K. und McCaskill H., 1996. Field Testing of the Formation Heat Treatment Process. *The Petroleum Society of Canada*, 88.

Jamaluddin A. und Nazarko T., 1994. Process for increasing near-wellbore permeability of porous formations. *USA*, 8. Nov 1994.

Kröll A., Wagner L., Wessely G. und Zych D., 2005. Molassezone Salzburg-Oberösterreich. Strukturkarte der Molassebasis 1 : 200 000. *Geologische Bundesanstalt*.

Küpper I., 1963. Mikropaläontologische Gliederung der Oberkreide des Beckenuntergrundes in den oberösterreichischen Molassebohrungen. *Mitteilungen der Geologischen Gesellschaft in Wien*, 56/2, 591-651.

McNeil T. und Moss J., 1958. In-Situ Combustion Project. *Oil and Gas Journal*, 59/23, 59-65.

- Nachtmann W. und Wagner L., 1987. Mesozoic and Early Tertiary evolution of the Alpine foreland in Upper Austria and Salzburg. *Tectonophysics* 137, 61-67.
- Niebuhr B., Pürner T. und Wilmsen M., 2009. Lithostratigraphie der außeralpinen Kreide Bayerns. *Schriftreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 65, 7-58.
- Rasser M. und Piller W., 2004. Crustose algal frameworks from Eocene Alpine Foreland. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 206, 21-39.
- Reischenbacher D. und Sachsenhofer R., 2011. Entstehung von Erdgas in der oberösterreichischen Molassezone: Daten und offene Fragen. *Berg- und Hüttenmännische Monatshefte*, 256/11, 455-460.
- Sachsenhofer R., Leitner B., Linzer H., Bechtel A., Coric S., Gratzner R., Reischenbacher D. und Soliman A., 2010. Deposition, erosion and hydrocarbon source potential of the Oligocene Eggerding Formation (Molasse Basin, Austria). *Austrian Journal of Earth Science*, 103, 76-99.
- Sachsenhofer R. und Schulz H., 2006. Architecture of Lower Oligocene source rocks in the Alpine Foreland Basin: a model for syn- and post-depositional source-rock features in the Paratethyan realm. *Petroleum Geoscience*, 12, 363-377.
- Sahni A., Kumar M. und Knapp R., 2000. Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 62550.
- Sanmiguel J., Mallory D., Metha S. und Moore R. 2002. Formation Heat Treatment Process by Combustion of Gases around the Wellbore. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41/8.
- Schulz H., Sachsenhofer R., Bechtel A., Polesny H. und Wagner L., 2002. The origin of hydrocarbon source rocks in the Austrian Molasse Basin (Eocene - Oligocene transition). *Marine Petroleum Geology*, 19/6, 683-709.
- Schulz L., 1964. Quantitative Interpretation of Mineralogical Composition from X-ray and Chemical Data for the Pierre Shale. *Geological Survey Professional Paper*, 391-C.
- Shuchart C. und Ali S., 1992. Identification of Aluminum Scale with the Aid of Synthetically Produce Basic Aluminum Fluoride Complexes. *Society of Petroleum Engineers*, 8/4.
- Sissingh W., 1997. Tectonostratigraphy of the North Alpine Foreland Basin: correlation of Tertiary depositional cycles and orogenic phases. *Tectonophysics*, 282, 223-256.
- Street N., 1961. Electrokinetic Effects in Laboratory Permeability Measurements. *Production Monthly* 25/1.



Véron J., 2005. The Alpine Molasse Basin - Review of petroleum geology and remaining potential. *Bulletin für angewandte Geologie* 10/1, 75-86.

Wagner L., 1996. Stratigraphy and hydrocarbons in the Upper Austrian Molasse Foredeep (active margin). *EAGE Special Publications*, 5, 217-235.

Wagner L., 1998. Tectono-stratigraphy and hydrocarbons in the Molasse Foredeep of Salzburg, upper and lower Austria. *Geological Society Special Publications*, 134, 339-369.

Williams B., Gidley J. und Schechter R., 1979. Acidizing Fundamentals. *Society of Petroleum Engineers of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*.

Williams L., Parks G. und Crerar D., 1985. Silica Diagenesis, I. Solubility controls. *Journal of Sedimentary Petrology*, 55, 301-311.

Wilmsen M., Niebuhr B. und Chellouche B., 2010. Occurrence and significance of Cenomanian belemnites in the lower Danubian Cretaceous Group. *Acta Geologica Polonica*, 60/2, 231-241.

Worden R. und Morad S., 2000. Quartz cementation in oil field sandstones: a review of the key controversies. *Special Publications of the International Association of Sedimentologists*, 29, 1-20.

## 8 APPENDIX

Anhang I	Probenverzeichnis
Anhang II	Bohrkernaufnahme B1
	Bohrkernaufnahme B2
	Bohrkernaufnahme B3
	Bohrkernaufnahme B4
Anhang III	Auswertung Röntgendiffraktometrie B1
	Auswertung Röntgendiffraktometrie B2
	Auswertung Röntgendiffraktometrie B3
	Auswertung Röntgendiffraktometrie B4
Anhang IV	Dünnschliff- und Mikrosondenaufnahmen

Probenverzeichnis - Prozentuelle Zusammensetzung des Probenmaterials, bestimmt aus den XRD-Daten nach Schulz (1964) ; Petrophysikalische Daten

\* texturierte/behandelte Proben

ProbeNr	Mineralogie							Tonmineralogie						Petrophysik	
	Quartz	Gips	K-Feldspat	Calcit	Dolomit	Pyrit	Apatit	Chlorit	Kaolinit	Berthierine	Illit Muskovit Glaukonit	Smektit	M-Layer Rest	Perm. [mD]	Poros. [%]
B1-1	82.53	0.00	0.91	0.00	0.17	0.00	0.00	0.00	16.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.89	9.2
B1-2*	59.83	0.00	3.23	0.00	0.49	0.00	0.00	0.00	14.71	0.00	12.88	0.00	8.87	0.21	6.0
B1-3	52.94	0.00	13.27	0.00	0.65	0.00	0.00	0.00	17.16	0.00	15.98	0.00	0.00	0.20	9.6
B1-4	51.94	0.00	8.26	0.00	0.77	0.00	0.00	0.00	0.00	15.46	23.57	0.00	0.00	0.01	9.5
B1-5*	50.22	0.00	11.00	1.63	0.56	0.00	0.46	0.67	0.00	6.08	23.07	0.00	6.32	0.39	12.2
B1-6	38.12	0.00	11.70	0.72	0.64	0.00	0.87	0.00	0.00	16.71	31.23	0.00	0.00	0.47	13.0
B1-7*	57.09	0.00	12.42	0.00	0.72	0.00	0.00	0.00	3.83	0.00	19.28	0.00	6.65	7.60	21.4
B1-8	55.39	0.00	7.63	0.00	0.66	0.00	0.00	0.00	11.92	7.88	16.52	0.00	0.00	0.27	16.0
B1-9	51.89	0.00	8.57	7.92	0.61	0.00	0.00	0.00	15.87	0.00	15.14	0.00	0.00	0.13	11.1
B3-1*	69.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.42	0	0.18	1.01	11.91	0.15	3.2
B3-2	41.09	0.00	9.37	0.00	0.47	0.00	0.00	0.00	0.00	27.35	21.72	0.00	0.00	0.32	11.6
B3-3*	44.84	0.00	11.69	0.00	0.71	0.00	0.00	0.00	3.34	4.16	24.41	0.00	10.84	0.24	12.2
B3-4	53.73	0.00	12.63	0.00	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.16	0.00	0.00	75.00	20.5
B3-5	56.02	0.00	12.64	0.00	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	10.93	19.91	0.00	0.00	1.77	17.5
B3-6	57.25	0.00	8.96	0.00	0.85	0.00	0.00	0.00	17.52	0.00	15.41	0.00	0.00	0.26	15.5
B3-7	55.16	0.00	4.91	0.00	0.63	0.00	0.00	0.00	12.16	15.49	11.66	0.00	0.00	0.07	16.1
B3-8	59.57	0.00	12.37	0.00	0.70	0.00	0.00	0.00	5.42	4.81	17.13	0.00	0.00	3.30	16.5
B3-9*	42.90	0.58	12.17	1.11	0.58	2.49	0.00	0.00	8.43	1.60	25.17	0.41	4.57	0.06	4.6
B4-1	63.15	0.00	10.49	0.00	0.72	0.00	0.00	0.00	6.90	9.15	9.59	0.00	0.00	0.07	8.1
B4-2*	53.47	0.00	12.73	0.00	0.62	0.00	0.00	0.39	0.00	6.01	20.22	0.00	6.56	0.47	13.3
B4-3	42.16	0.00	8.80	0.00	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	26.27	22.29	0.00	0.00	0.36	11.4
B4-4	35.51	0.00	6.92	0.51	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	32.68	23.99	0.00	0.00	1.07	14.4
B4-5	36.38	0.00	7.12	0.70	0.44	0.00	0.17	0.00	0.00	29.22	25.97	0.00	0.00	0.94	14.1
B4-6*	52.00	0.00	11.21	0.00	0.82	2.07	0.00	0.21	0.00	3.25	20.10	0.00	10.33	3.47	15.8
B4-7	60.80	0.00	7.14	0.00	0.75	0.00	0.45	0.00	11.99	7.88	10.99	0.00	0.00	0.71	20.1
B4-8	48.96	0.00	9.98	0.00	0.52	0.00	0.00	0.00	9.72	10.17	20.65	0.00	0.00	0.80	16.9
B4-9*	58.83	0.00	10.97	0.57	0.73	2.75	0.45	0.76	3.26	3.02	11.54	0.00	7.14	0.83	16.4
B4-10	51.22	0.00	8.09	0.00	0.72	0.00	0.00	0.00	9.33	13.70	16.93	0.00	0.00	0.09	18.5
B4-11	49.26	0.00	7.64	8.95	1.96	1.57	0.00	0.00	9.12	8.19	13.33	0.00	0.00	0.66	5.4
B2-1	77.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	5.2
B2-2*	71.00	0.00	9.61	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00	4.26	0.00	7.36	0.05	6.90	0.04	3.6

B2-3	66.37	0.00	7.33	0.00	0.71	0.00	0.00	0.00	4.57	4.24	16.77	0.00	0.00	0.04	6.7
B2-4*	69.83	0.00	10.66	5.09	0.86	0.00	0.00	0.00	1.21	0.66	8.60	0.00	3.09	0.74	13.2
B2-5	67.67	0.59	6.26	0.00	0.91	0.00	0.00	0.00	6.11	5.65	12.81	0.00	0.00	0.07	8.2
B2-6	53.31	0.00	4.66	12.86	0.66	1.40	0.00	0.00	7.79	8.50	10.82	0.00	0.00	0.03	3.1
B2-7*	57.86	0.00	4.09	11.45	0.52	1.55	0.00	0.91	1.59	1.81	13.79	0.00	6.43	0.03	6.0
B2-8	46.57	0.00	3.86	13.23	1.24	2.36	0.00	0.00	2.76	5.01	24.97	0.00	0.00	0.03	4.0
B2-9	67.22	0.00	5.67	0.00	1.38	1.52	0.00	0.00	8.18	4.92	11.10	0.00	0.00	0.05	6.3

Zusätzliche petrophysikalische Daten \*RAG Messdaten

ProbeNr	Logtiefe [m]	Poro [%]	Perm [mD]	ProbeNr	Logtiefe [m]	Poro [%]	Perm [mD]	ProbeNr	Logtiefe [m]	Poro [%]	Perm [mD]	ProbeNr	Logtiefe [m]	Poro [%]	Perm [mD]
B1-1	2091.2	9.2	0.89	B3-1	2082.7	3.2	0.15	B4-3	1978.2	11.4	0.36	B4-2A*	1978.1	23.4	0.85
B1-2	2093.0	6.0	0.21	B3-2	2084.5	11.6	0.32	B4-4	1978.9	14.4	1.07	B4-3A*	1979.6	14.6	1.70
B1-3	2094.0	9.6	0.20	B3-3	2085.9	12.2	0.24	B4-5	1980.1	14.1	0.94	B4-4A*	1982.2	16.9	19.60
B1-4	2096.1	9.5	0.09	B3-4	2086.8	20.5	75.00	B4-6H	1982.3	15.8	3.47	B4-5A*	1983.1	14.2	0.20
B1-5	2097.6	12.2	0.39	B3-5	2087.3	17.5	1.77	B4-6V	1982.4	17.6	1.33	B4-6A*	1985.5	7.4	0.01
B1-6	2098.6	13.0	0.47	B3-6	2088.8	15.5	0.26	B4-7	1984.5	20.1	0.71	B2-1	2134.2	5.2	0.09
B1-7	2102.5	21.4	7.60	B3-7	2089.5	16.1	0.07	B4-8	1984.3	16.9	0.80	B2-2	2137.0	3.6	0.04
B1-8	2102.8	16.0	0.27	B3-8	2090.7	16.5	3.30	B4-9	1986.6	16.4	0.83	B2-3	2139.8	6.7	0.04
B1-9	2103.9	11.1	0.13	B3-9	2092.8	4.6	0.06	B4-10	1988.0	18.5	0.09	B2-4	2140.8	13.2	0.74
B1-P2	2092.3	6.8	0.11	B3-P1	2081.2	4.2	0.09	B4-11	1989.0	5.4	0.66	B2-5	2141.4	8.2	0.07
B1-P3	2094.7	5.4	0.11	B3-P2	2082.0	4.7	0.15	B4-P1	1972.6	0.1	0.03	B2-6	2142.4	3.1	0.03
B1-P4	2095.3	4.7	0.09	B3-P3	2083.3	2.1	0.24	B4-P2	1973.3	3.0	0.04	B2-7	2145.7	6.0	0.03
B1-P5	2096.6	5.5	0.07	B3-P4	2084.0	3.3	0.11	B4-P3	1974.4	2.0	0.09	B2-8	2147.2	4.0	0.03
B1-P6	2098.3	11.4	0.18	B3-P5	2084.9	10.5	0.40	B4-P4	1974.9	4.5	0.05	B2-9	2148.4	6.3	0.05
B1-P7	2099.7	10.1	0.08	B3-P6	2085.6	10.9	0.27	B4-P5	1976.7	12.5	1.05	B2-P1	2137.2	4.9	0.10
B1-P8	2100.3	13.9	0.23	B3-P7	2088.2	11.3	0.16	B4-P6	1977.3	8.0	0.10	B2-P2	2138.1	5.5	0.04
B1-P9	2103.3	5.4	0.08	B3-P8	2089.9	3.7	0.04	B4-P7	1978.5	6.3	0.06	B2-P3	2139.2	3.7	0.04
B1-P10	2104.3	1.3	0.03	B3-P9	2092.4	5.7	0.05	B4-P8	1979.4	10.3	0.70	B2-P4	2140.3	11.0	0.13
B1-148*	2091.3	11.5	0.15	B3-P10	2092.8	3.9	0.04	B4-P9	1980.8	13.1	1.64	B2-P5	2141.1	8.5	0.06
B1-149*	2093.3	16.4	0.90	B3-50*	2086.8	1.8	12.50	B4-P10	1981.6	5.8	2.68	B2-P6	2141.9	5.6	0.05
B1-150*	2093.4	14.2	0.40	B3-51*	2090.2	18.2	1.10	B4-P11	1983.5	12.6	0.17	B2-P7	2142.9	3.7	0.05
B1-151*	2097.1	15.5	0.80	B3-52*	2090.5	23.7	3.20	B4-P12	1984.9	10.1	0.05	B2-P8	2143.4	2.5	0.03
B1-152*	2098.6	14.3	0.20	B3-53*	2090.8	30.9	4.80	B4-P13	1985.9	14.4	0.30	B2-P9	2146.4	6.2	0.04
B1-153*	2099.4	15.7	0.13	B3-54*	2091.3	22.0	3.80	B4-P14	1987.3	14.9	0.56	B2-P10	2147.7	3.1	0.03
B1-154*	2101.0	20.4	3.10	B4-1	1973.9	8.1	0.07	B4-P15	1988.5	4.5	0.04	B2-P11	2149.0	2.4	0.03
B1-155*	2102.5	21.4	7.60	B4-2	1975.7	13.3	0.47	B4-1A*	1975.7	28.1	0.53				





Koordinaten:

Lage:

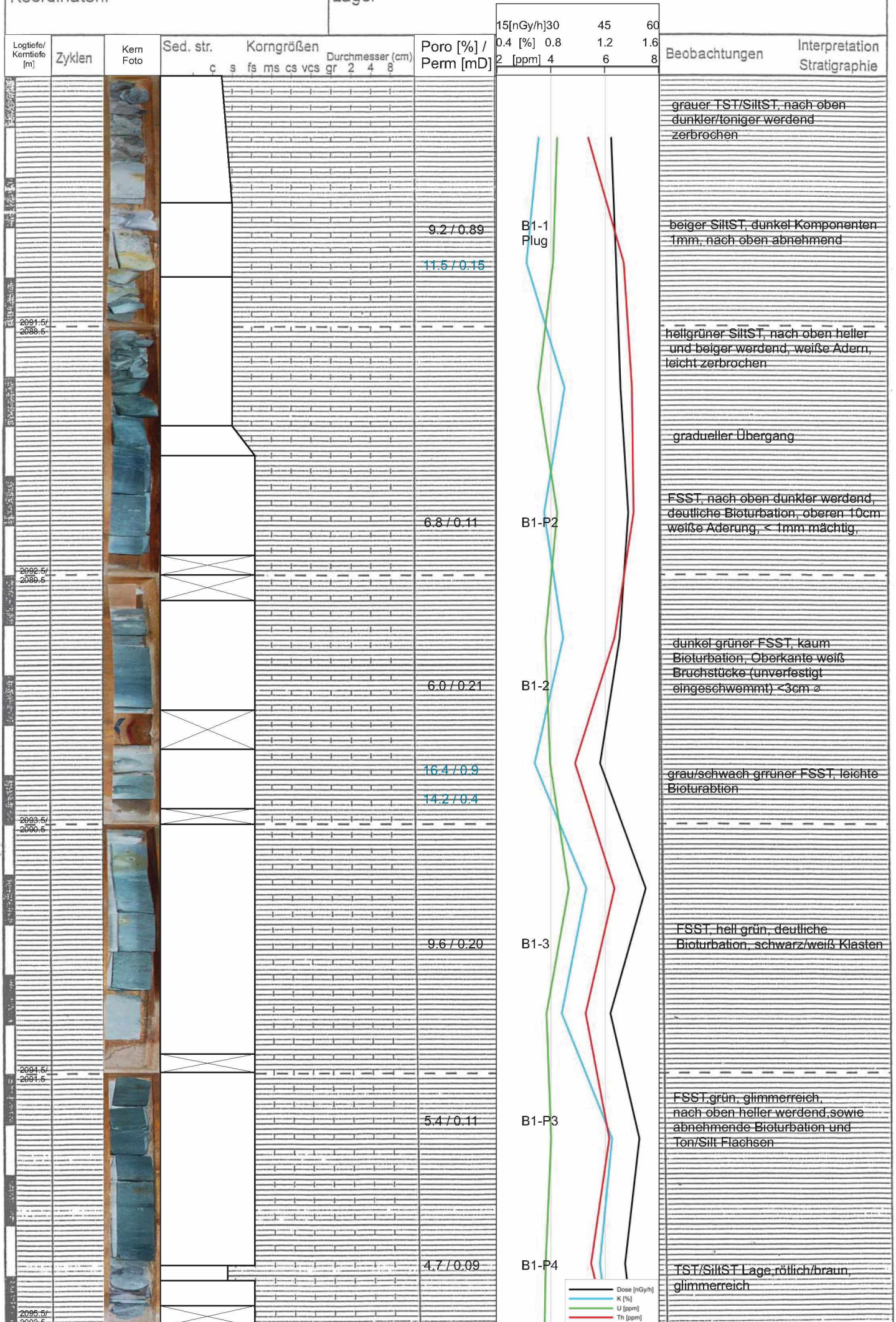
Kern 5, Kiste 11

Kern 5, Kiste 10

Kern 5, Kiste 9

Kern 5, Kiste 8

Kern 5, Kiste 7



— Dose [nGy/h]  
— K [%]  
— U [ppm]  
— Th [ppm]



Koordinaten:

Lage:

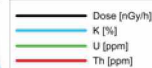
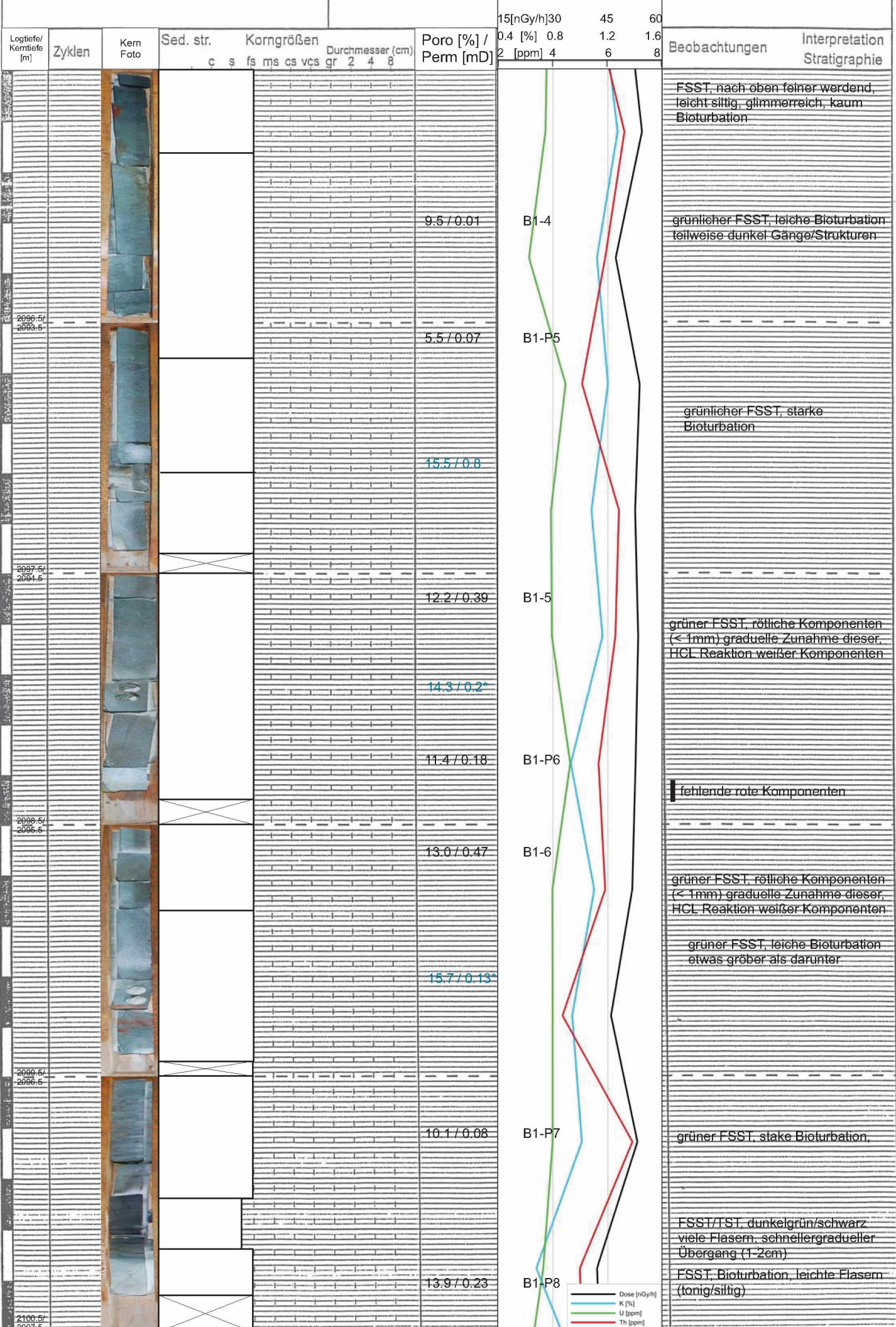
Kern 5, Kiste 6

Kern 5, Kiste 5

Kern 5, Kiste 4

Kern 5, Kiste 3

Kern 5, Kiste 2





Koordinaten:

Lage:

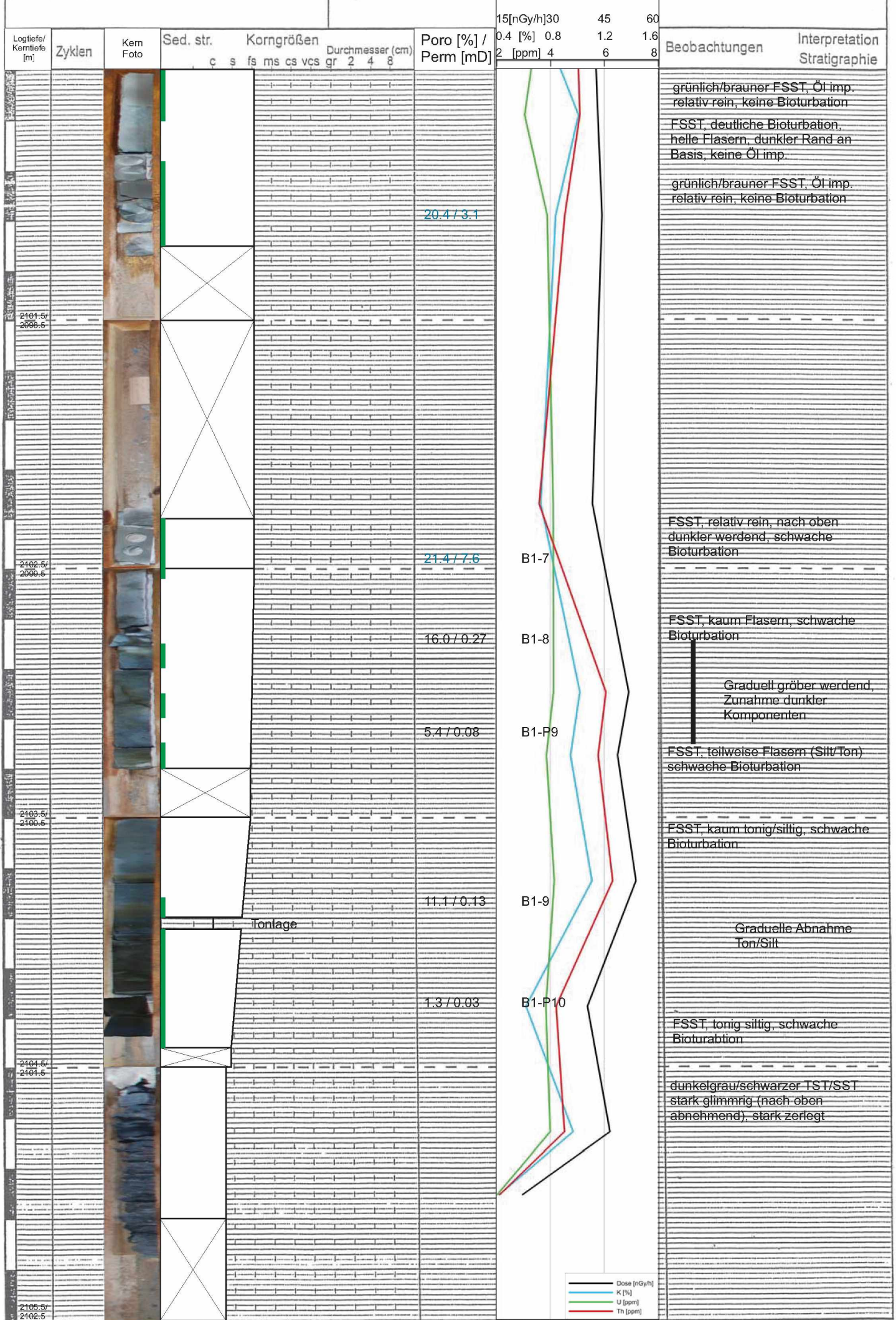
Kern 5, Kiste 1

Kern 6, Kiste 10

Kern 6, Kiste 9

Kern 6, Kiste 8

Kern 6, Kiste 7



— Dose [nGy/h]  
— K [%]  
— U [ppm]  
— Th [ppm]



Koordinaten:

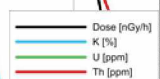
Lage:

Logtiefe/ Kerntiefe [m]	Zyklen	Kern Foto	Sed. str.	Korngrößen						Durchmesser (cm) gr 2 4 8	Poro [%] / Perm [mD]	15[nGy/h] 30 45 60 0.4 [%] 0.8 2 [ppm] 4 6 8	Beobachtungen	Interpretation Stratigraphie
				c	s	fs	ms	cs	vcs					
2133.3/ 2134.4													grauer SSt, bröckelig	
2134.3/ 2136.4										5.2 / 0.09	B2-1		hellgrauer SiltSt, nach oben dunkler werdend	
2136.3/ 2138.4													Abnahme grün	
2138.3/ 2139.4													hell/dunkelgrüner TonSt, stark zerbröckelt, hoher Tonanteil, teilweise stark rostig	
2139.3/ 2137.4													große rote Komponenten 1-3mm	
2137.3/ 2137.4													hell/dunkelgrüner TonSt, stark zerbröckelt, hoher Tonanteil, teilweise stark rostig	

Kern 2, Kiste 8

Kern 2, Kiste 7

Kern 2, Kiste 6

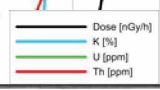
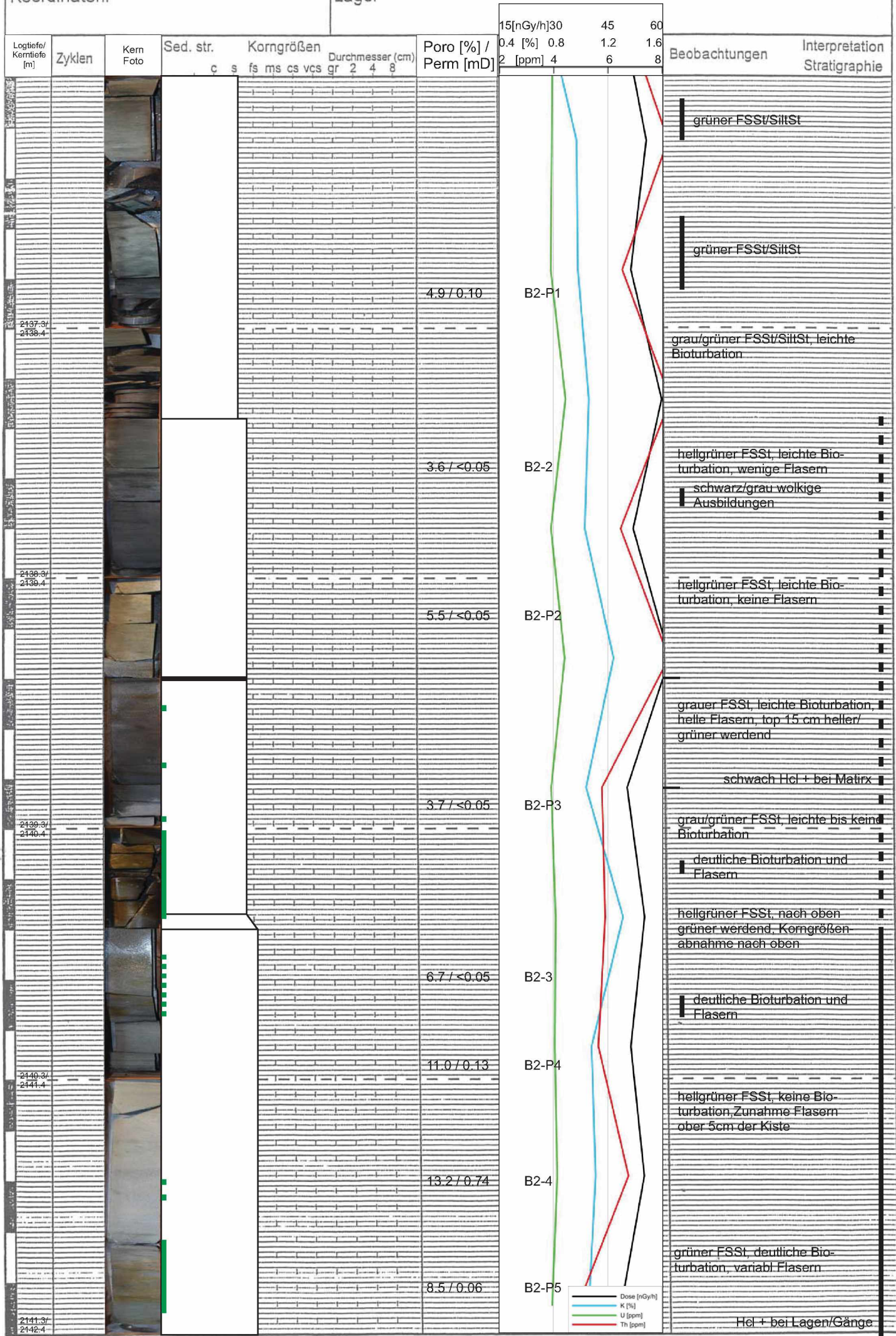




Koordinaten:

Lage:

Kern 2, Kiste 5  
Kern 2, Kiste 4  
Kern 2, Kiste 3  
Kern 2, Kiste 2  
Kern 2, Kiste 1





Koordinaten:

Lage:

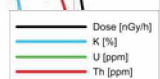
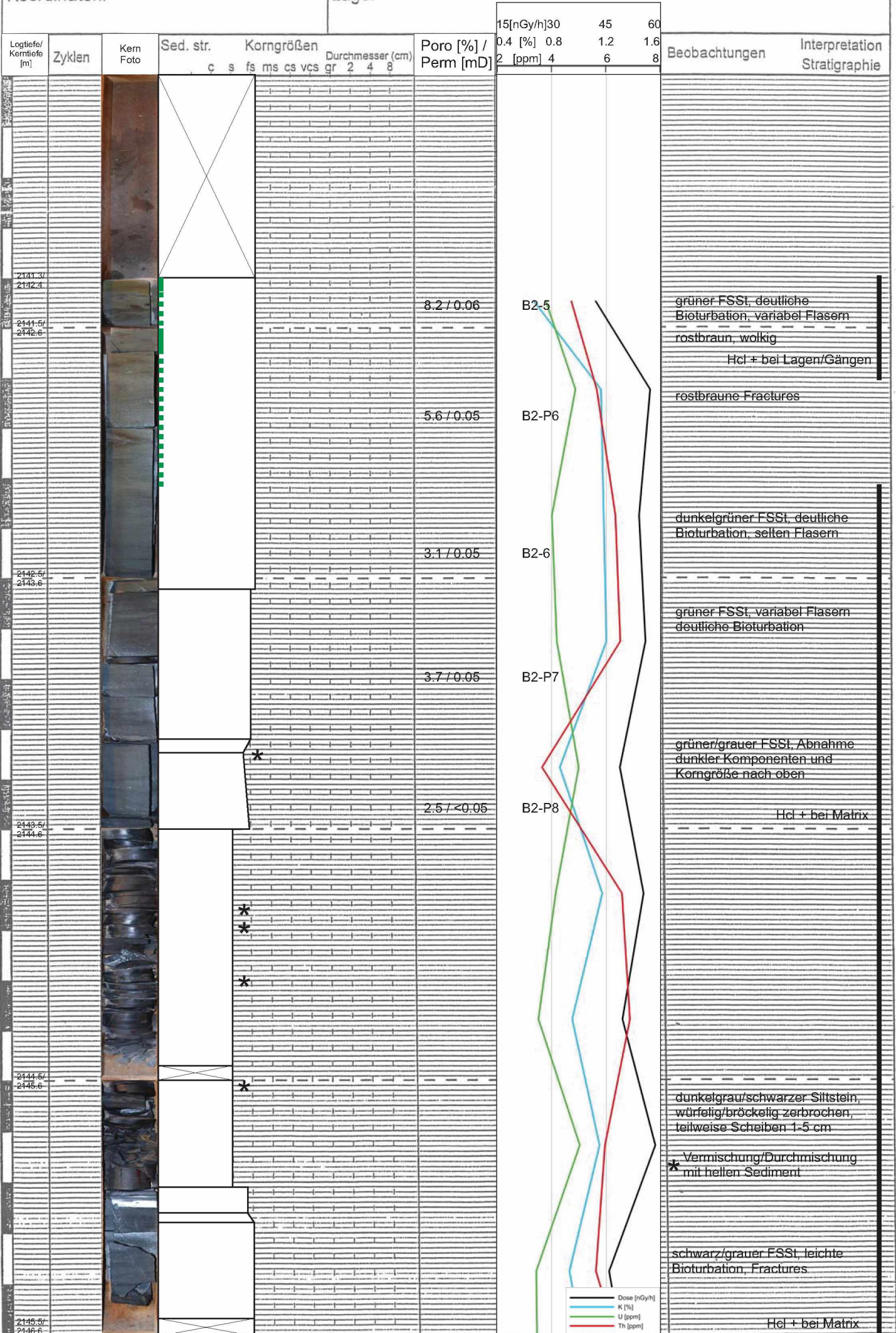
Kern 3, Kiste 10

Kern 3, Kiste 9

Kern 3, Kiste 8

Kern 3, Kiste 7

Kern 3, Kiste 6



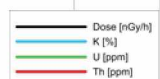


Koordinaten:

Lage:

Kern 3, Kiste 5  
Kern 3, Kiste 4  
Kern 3, Kiste 3  
Kern 3, Kiste 2  
Kern 3, Kiste 1

Logtiefe/ Kerntiefe (m)	Zyklen	Kern Foto	Sed. str. c s	Korngrößen						Durchmesser (cm)			Poros [%/] Perm [mD]	15[nGy/h] 30 45 60	0.4 [%] 0.8 2 [ppm]	4 6 8	45 1.2 1.6	60	Beobachtungen	Interpretation Stratigraphie
				fs	ms	cs	vs	gr	2	4	8									
2146.5/ 2147.6												6.0 / <0.05	B2-7						grau/ hellgrüner FSSt, wenige Flasern, Bioturbation	
																			dunkler wegen Tonanteil, stärkere Bioturbation, weiße Gänge mit Rand	
2146.5/ 2147.6												6.2 / <0.05	B2-P9						hellgrüner FSSt, Bioturbation, wenige Flasern, Abnahme der Flasern nach oben	
																			tonreiche Lage	
																			HCl + bei Matrix	
																			dunkelgrüner FSSt, größer als unten nach oben heller werdend, leichte Bioturbation (normal + graue Gänge)	
2147.5/ 2148.6												4.0 / <0.05	B2-8						HCl + bei Gängen	
2147.5/ 2148.6												3.1 / <0.05	B2-P10						grau/grüner FSSt, Zunahme Flasern nach oben, Base kaum Flasern	
																			nach oben Zunahme Flasern, am Top viele Flasern	
																			grüner/grauer FSSt, leichte Bioturbation (kl. schwarz)	
2148.5/ 2149.6												6.3 / 0.05	B2-9						HCl + bei Matrix	
																			hellgrüner/grauer FSSt, leichte Bioturbation die nach oben verschwindet, an Top viele Flasern	
																			schwarzer Silt/SSSt, helle Flasern durchzogen (selten), leichte Bioturbation, vereinzelt dunkle tonreiche Lagen, HCl + bei vereinzelt Gängen	
2149.5/ 2150.6												2.4 / <0.05	B2-P11						schwarzer Tonstein, zerbrochene Scheiben 1cm, nach oben größer werdend, HCl +	
																			schwarzer Tonstein, zerbrochene Scheiben 1cm, glimmerreiche Bruchflächen, HCl +	
2149.5/ 2150.6																			Kompakter Ton/Siltstein, schwarz- grau, zerbrochene Scheiben 3-8cm, HCl +	
2150.5/ 2151.6																				









Koordinaten:

Lage:

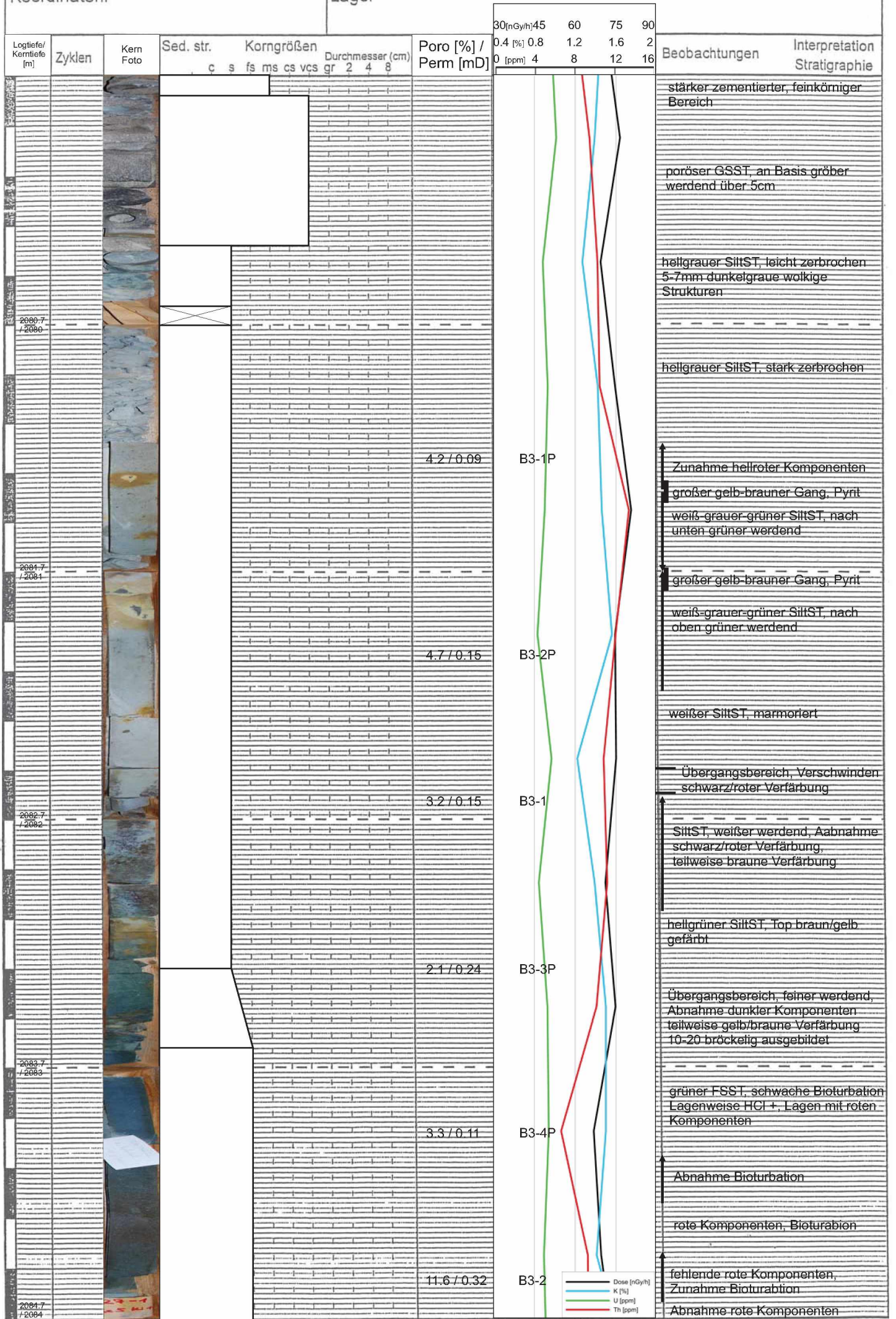
Kern 5, Kiste 15

Kern 5, Kiste 14

Kern 5, Kiste 13

Kern 5, Kiste 12

Kern 5, Kiste 11





Koordinaten:

Lage:

Kern 5, Kiste 10

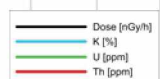
Kern 5, Kiste 9

Kern 5, Kiste 8

Kern 5, Kiste 7

Kern 5, Kiste 6

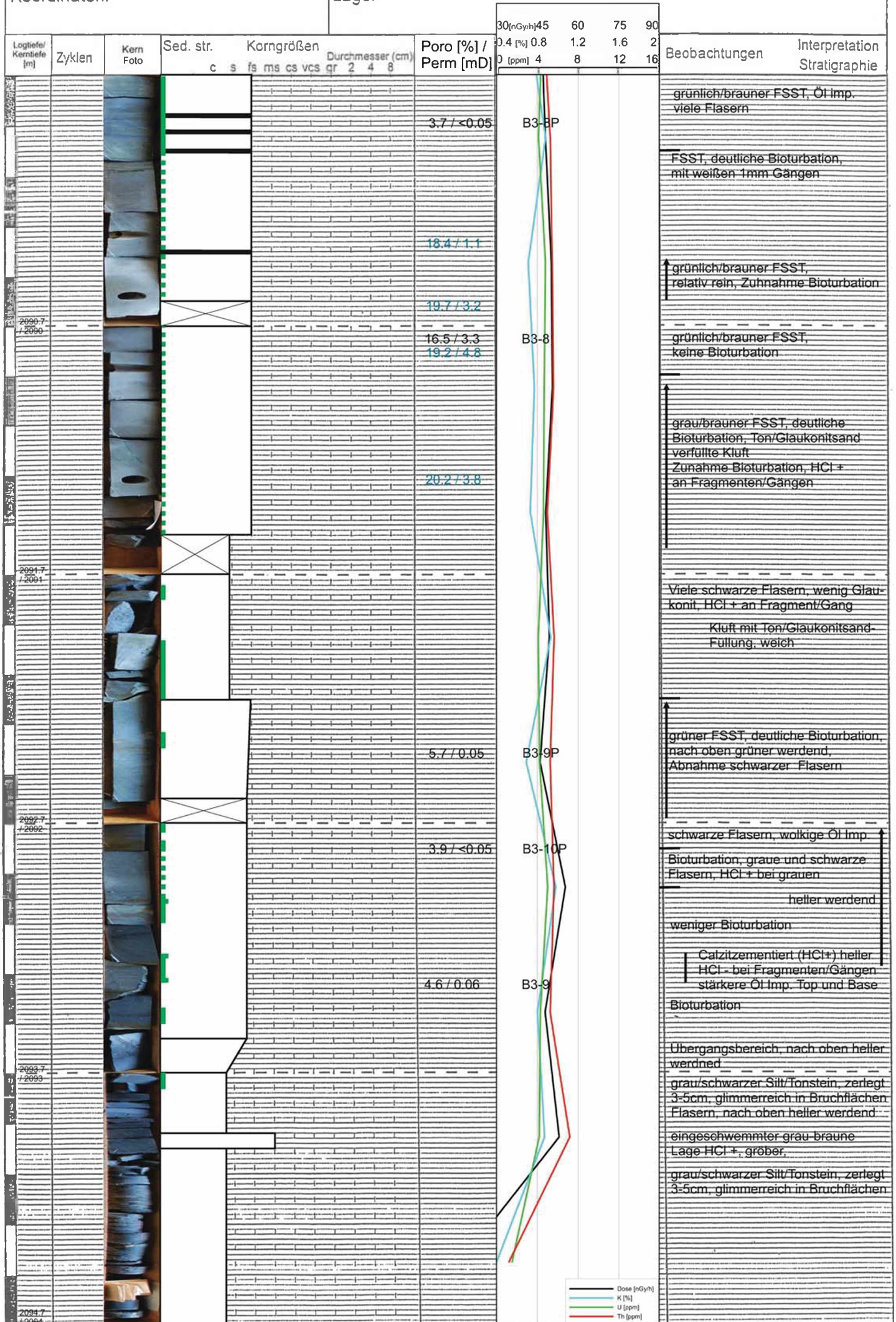
Logtiefe/ Kerntiefe (m)	Zyklen	Kern Foto	Sed. str.	Korngrößen						Durchmesser (cm) gr 2 4 8	Poros [%/] Perm [mD]	30 [nGy/h] 0.4 [%] D [ppm]	45 0.8	60 1.2	75 1.6	90 2	Beobachtungen	Interpretation Stratigraphie
				c	s	fs	ms	cs	vs									
2085.7 / 2086										10.5 / 0.40	B3-5P					grüner FSST, Abnahme rote Komponenten und Bioturbation		
															grüner FSST, Zunahme rote Komponenten und Abnahme Bioturbation			
										10.9 / 0.27	B3-6P					grünlicher FSST, Bioturbation rund mit dunklem Rand und große weiße Strukturen		
										12.2 / 0.24	B3-3					grünlicher FSST, Bioturbation rund mit dunklem Rand		
															grünlicher FSST, große weiße Bioturbation, einige HCl +			
															rötliche Verfärbung um Bioturbation			
															grüner FSST, deutliche Bioturbation 5mm hell mit dunklem Rand			
2086.7 / 2086										20.5 / 75 18.6 / 12.5	B3-4					grüner FSST, kaum Bioturbation Base scharfer Kontakt, weißes Band darüber und darunter Grabspuren mit dunklem Rand 5-7mm		
															grüner FSST, nach oben heller werdend, kleine weiße Grabspuren 1mm			
										17.5 / 1.77	B3-5					Top schräger unregelmäßiger Kontakt		
															weniger hellgrün			
2087.7 / 2087															hellgrüner FSST mit braun/grau/roten FSST, starke Bioturbation/Vermischung			
															weniger hellgrün			
										11.3 / 0.16	B3-7P					grau bis leicht grüner FSST, Zunahme Bioturbation		
2088.7 / 2088										15.5 / 0.26	B3-6					Tonlage, 90-100 kaum Bioturbation grau bis leicht grüner FSST, wenige Fasern, starke Bioturbation mit großen weißen Strukturen,		
															braun bis grauer feiner FSST, Bioturbation mit schwarzen Gängen starke Öl imp.			
										16.1 / 0.07	B3-7					grünlich/brauner FSST, Öl imp. viele Fasern		
2089.7 / 2089																		





Koordinaten: Lage:

Kern 5, Kiste 5  
Kern 5, Kiste 4  
Kern 5, Kiste 3  
Kern 5, Kiste 2  
Kern 5, Kiste 1



— Dose [nGy/h]  
— K [%]  
— U [ppm]  
— Th [ppm]



Koordinaten:

Lage:

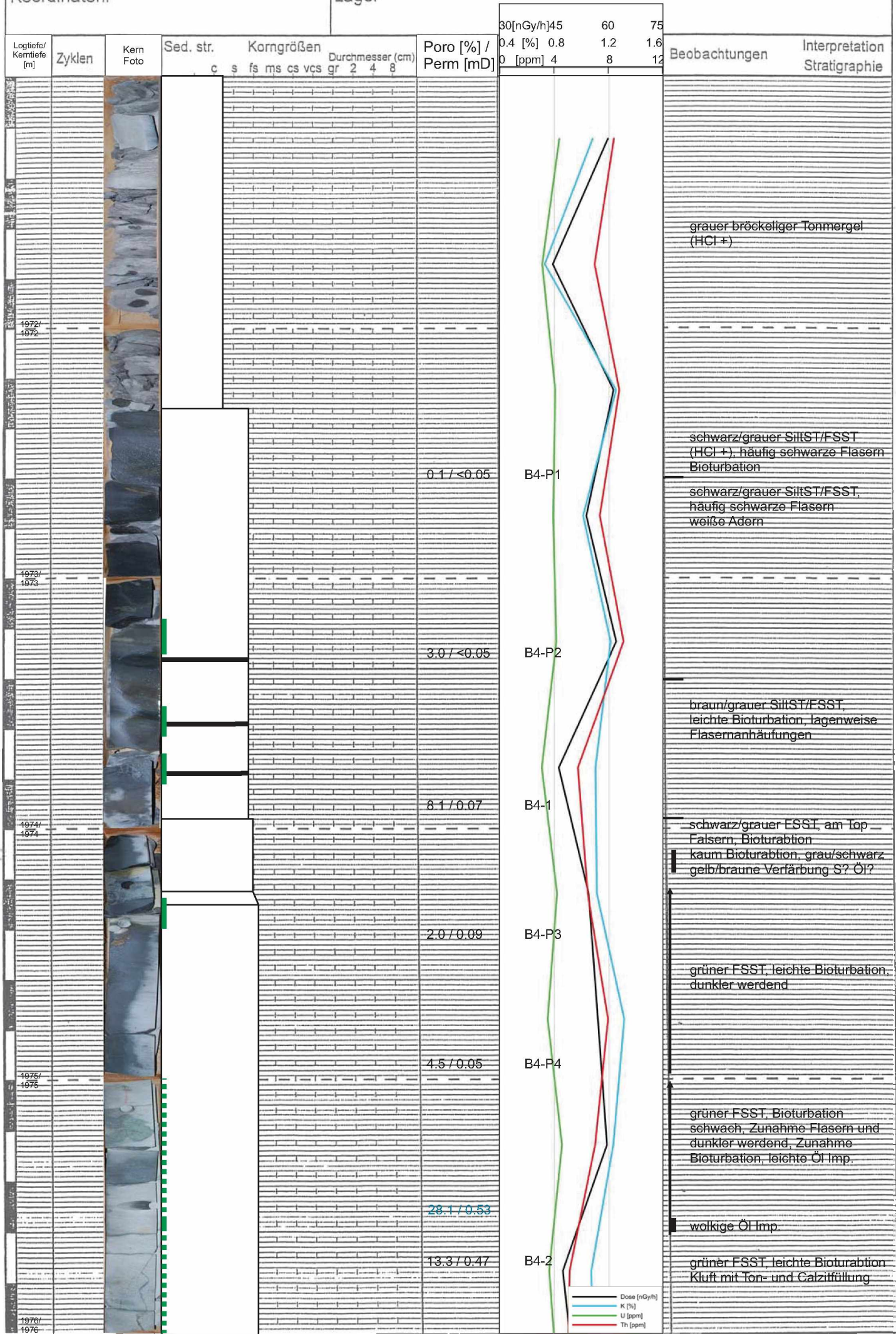
Kern 1, Kiste 16

Kern 1, Kiste 15

Kern 1, Kiste 14

Kern 1, Kiste 13

Kern 1, Kiste 12

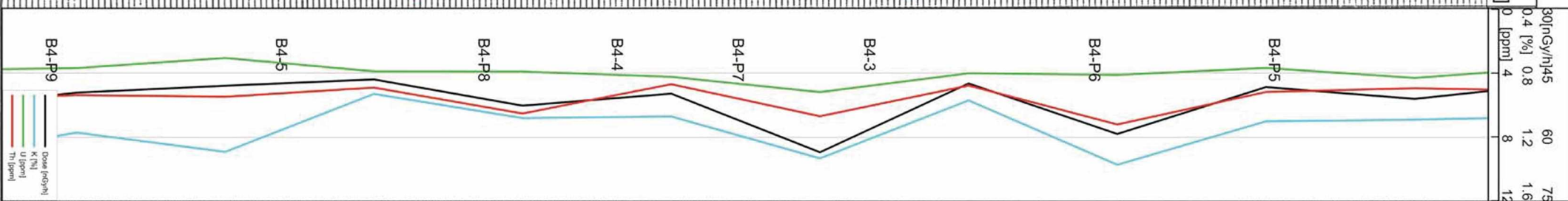


— Dose [nGy/h]  
— K [%]  
— U [ppm]  
— Th [ppm]



Koordinaten: Lage:

Logtiefel Kerntiefe [m]	Zyklen	Kern Foto	Sed. str.	Korngrößen Durchmesser (cm)	Porö [%/] Perm [mD]	30InGy/h/145 0.4 [%] 0.8 [ppm]	60 1.2 8	75 1.6 12	Beobachtungen	Interpretation Stratigraphie
1977/ 1977			c s fs	ms cs vcs gr 2 4 8	12.5 / 1.06				hellgrüner FSSST, leichte Bioturbation, tongefüllte Klüft hellgrüner werdend Ol Imp. um Klüft	
1977/ 1977					8.0 / 0.10				grüner FSSST, heller werdend, Zunahme Bioturbation	
1979/ 1978					11.4 / 0.36				dunkelgrüner FSSST, leichte Bioturbation, Zunahme Fasern dadurch oben sehr dunkel	
1979/ 1978					23.4 / 0.85				graue FSSST, kaum Bioturbation	
1979/ 1978					6.3 / 0.06				Zunahme Fasern Bioturbation, grauweiße Gänge Zunahme Fasern, Bioturbation schwarzer Rand	
1979/ 1978					14.4 / 1.07				kurze Abnahme Bioturbation	
1979/ 1978					10.3 / 0.70					
1979/ 1978					14.8 / 1.70					
1979/ 1978					14.1 / 0.94					
1981/ 1981					13.1 / 1.64				Ol Imp. Wozlig entlang von Klüften, HCl + bei Ol Imp.	



Öl Imp. Wozlig entlang von Klüften,  
HCl + bei Öl Imp.

dunkelgrüner FSSST, vereinzelt  
Bioturbation (schwarzer Rand)

kurze Abnahme Bioturbation

Zunahme Fasern  
Bioturbation, grauweiße Gänge  
Zunahme Fasern, Bioturbation  
schwarzer Rand

graue FSSST, kaum Bioturbation

dunkelgrüner FSSST, leichte  
Bioturbation, Zunahme Fasern  
dadurch oben sehr dunkel

grüner FSSST, heller werdend,  
Zunahme Bioturbation

große Grabgänge -> 1cm HCl +  
Fasern

hellgrüner FSSST, leichte  
Bioturbation, tongefüllte Klüft  
hellgrüner werdend  
Ol Imp. um Klüft

vereinzelt Bioturbation und Fasern,  
Ol Imp. nach oben abnehmend

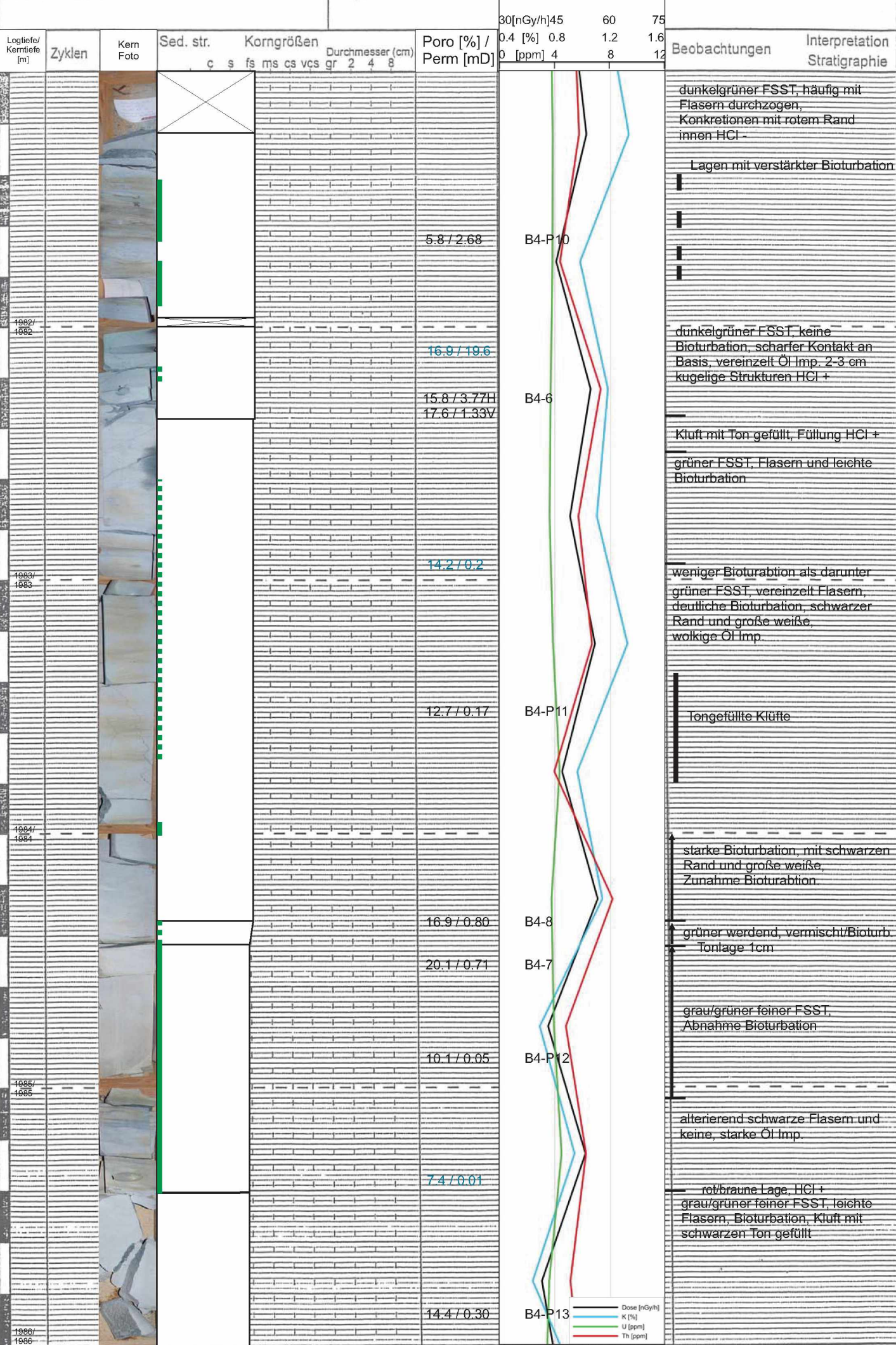
Beobachtungen

Interpretation  
Stratigraphie



Koordinaten:

Lage:



Kern 1, Kiste 6

Kern 1, Kiste 5

Kern 1, Kiste 4

Kern 1, Kiste 3

Kern 1, Kiste 2

Dose [nGy/h]  
K [%]  
U [ppm]  
Th [ppm]



Koordinaten:

Lage:

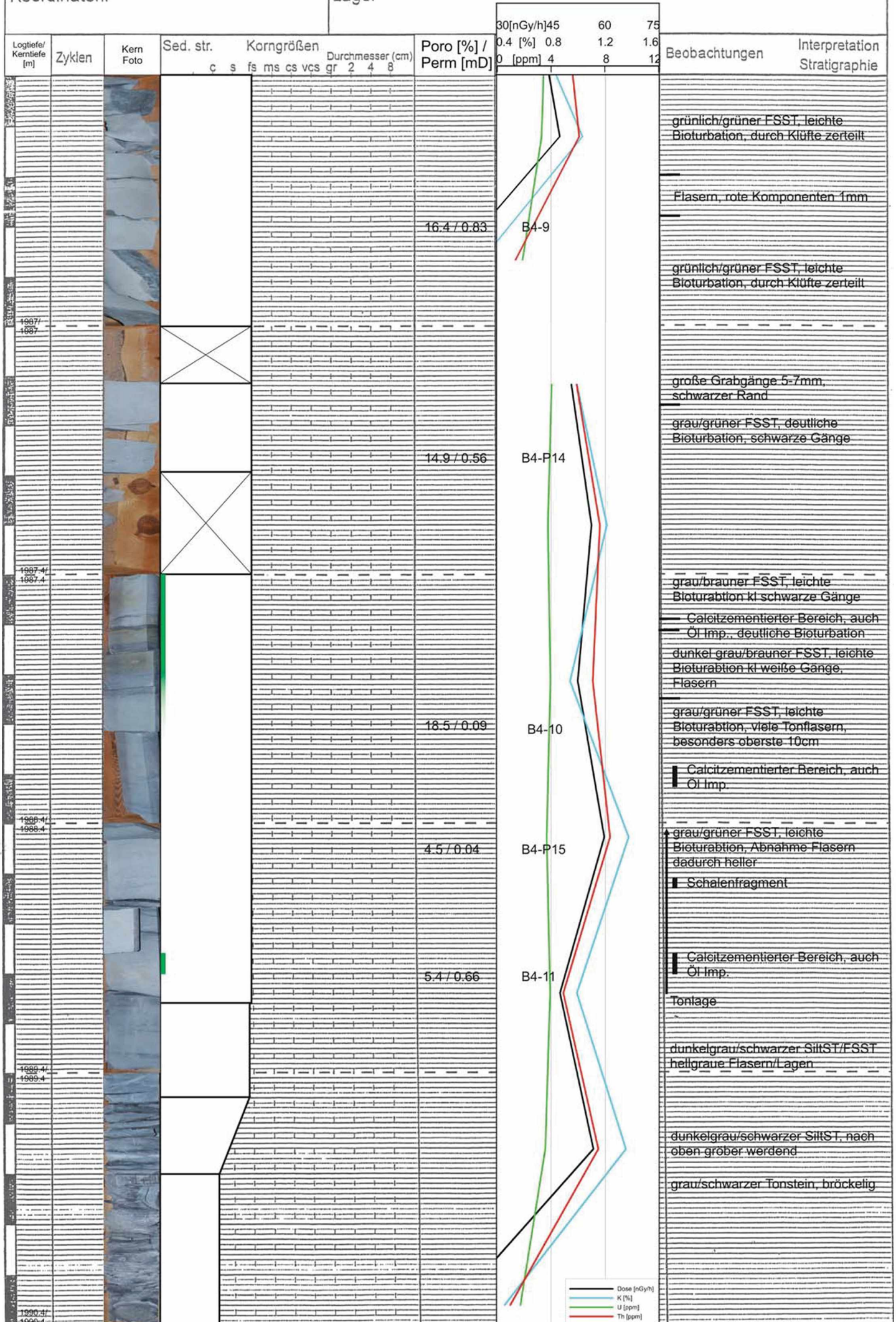
Kern 1, Kiste 1

Kern 2, Kiste 12

Kern 2, Kiste 11

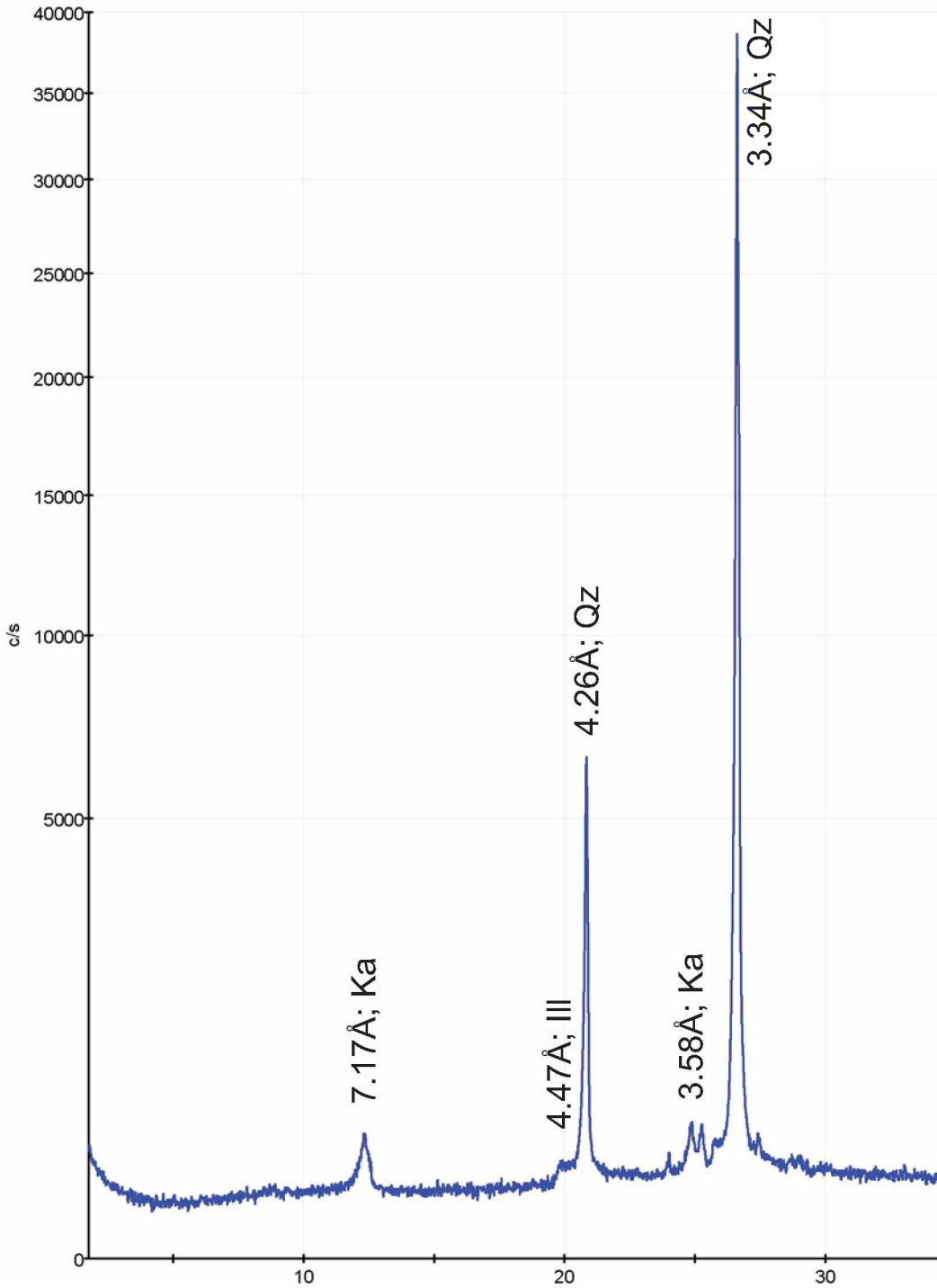
Kern 2, Kiste 10

Kern 2, Kiste 9



— Dose [nGy/h]  
— K [%]  
— U [ppm]  
— Th [ppm]

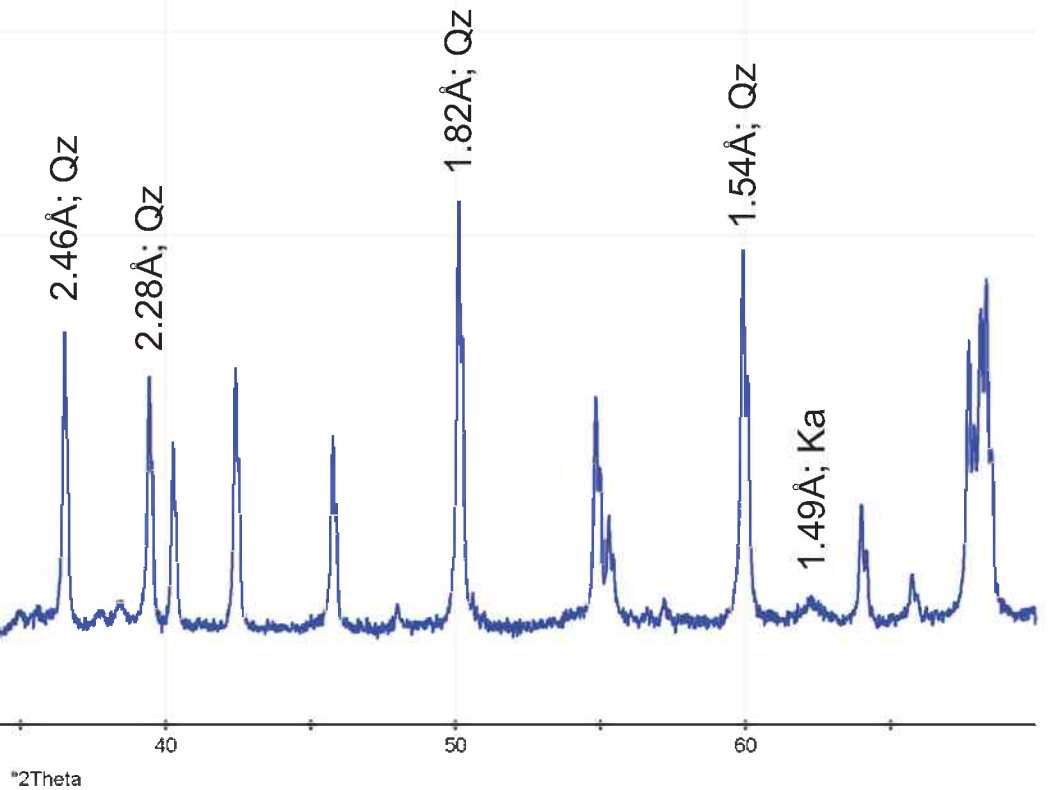
# X-Ray Analysis: B1-1



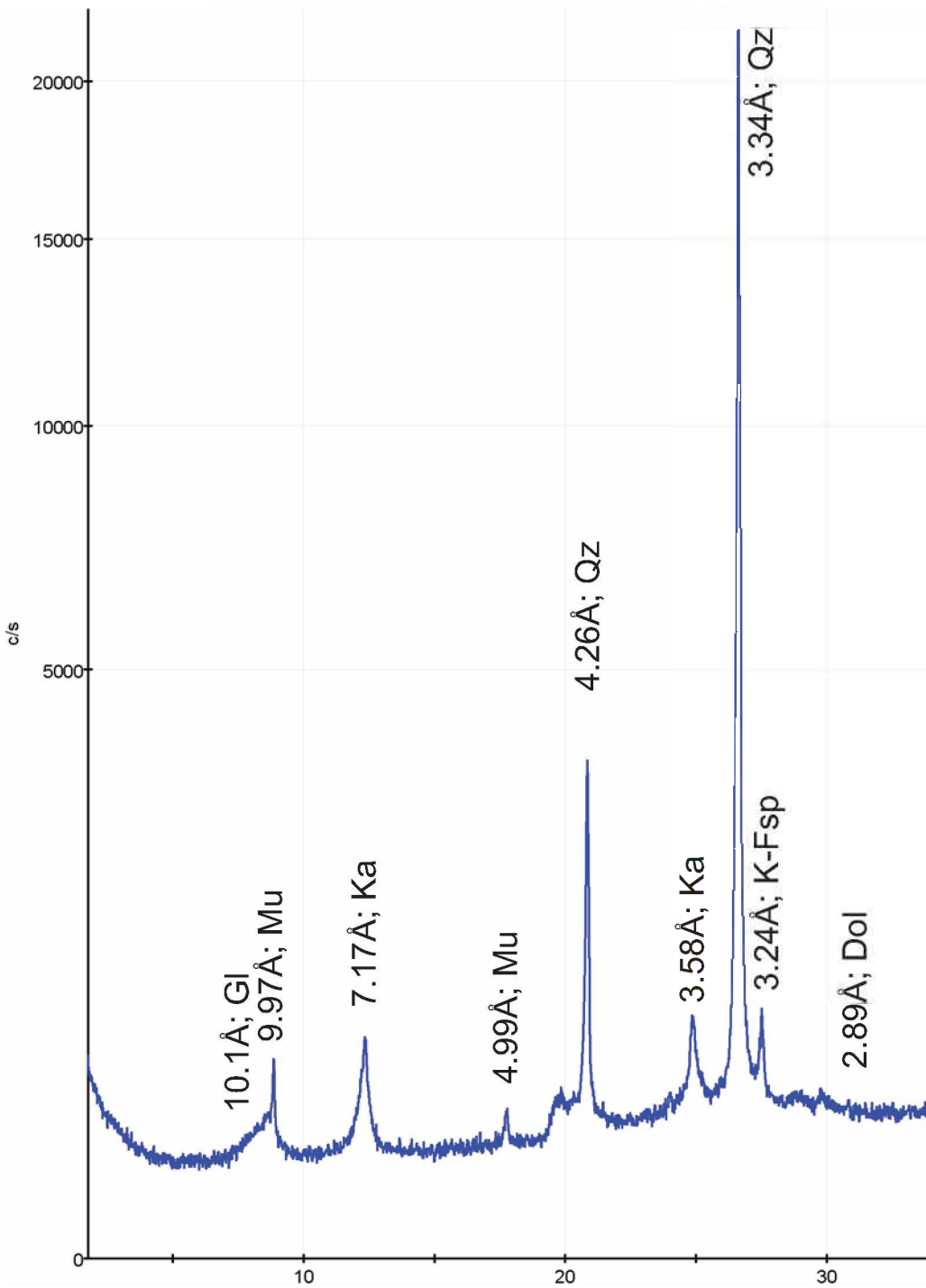


Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips

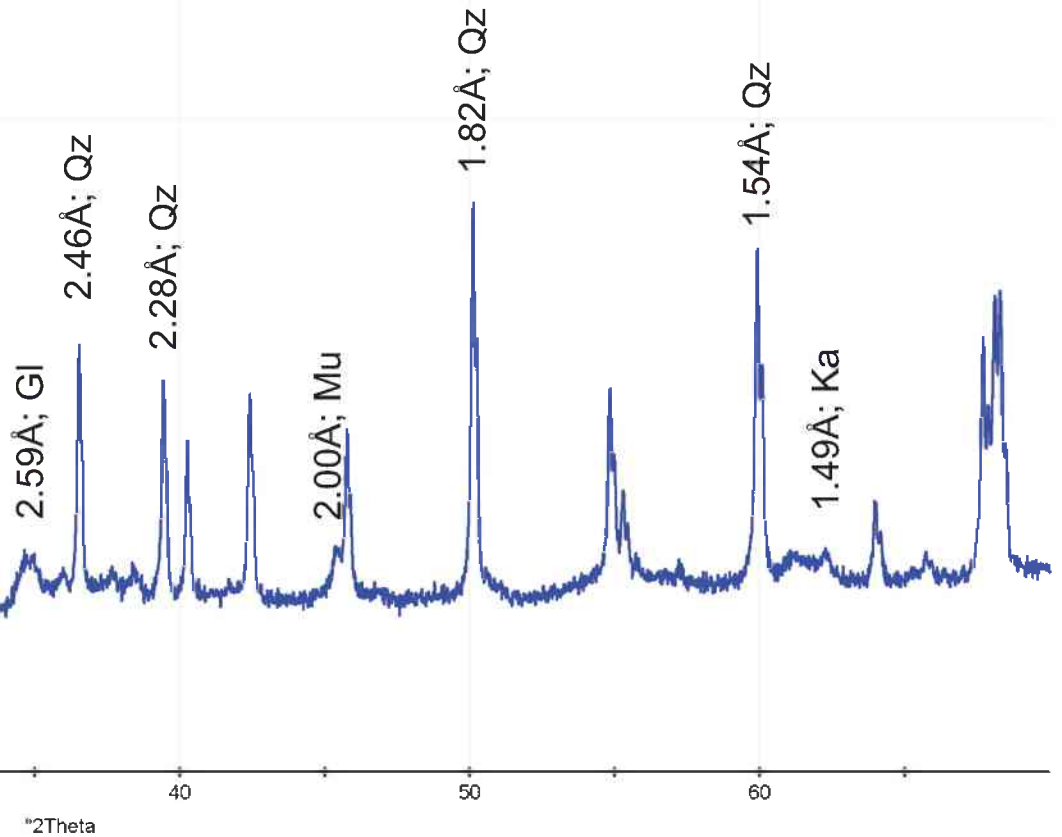


# X-Ray Analysis: B1-2



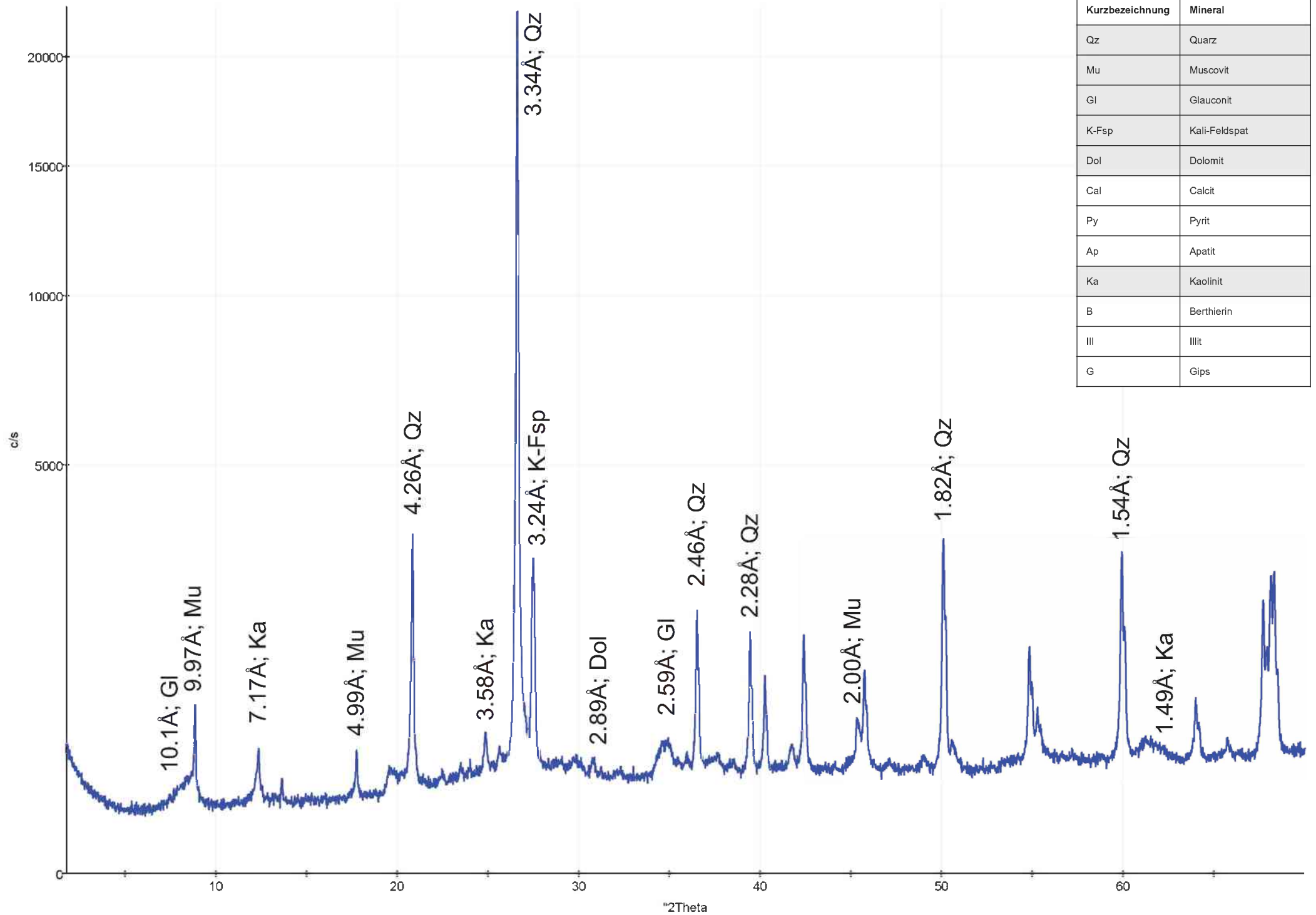
Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



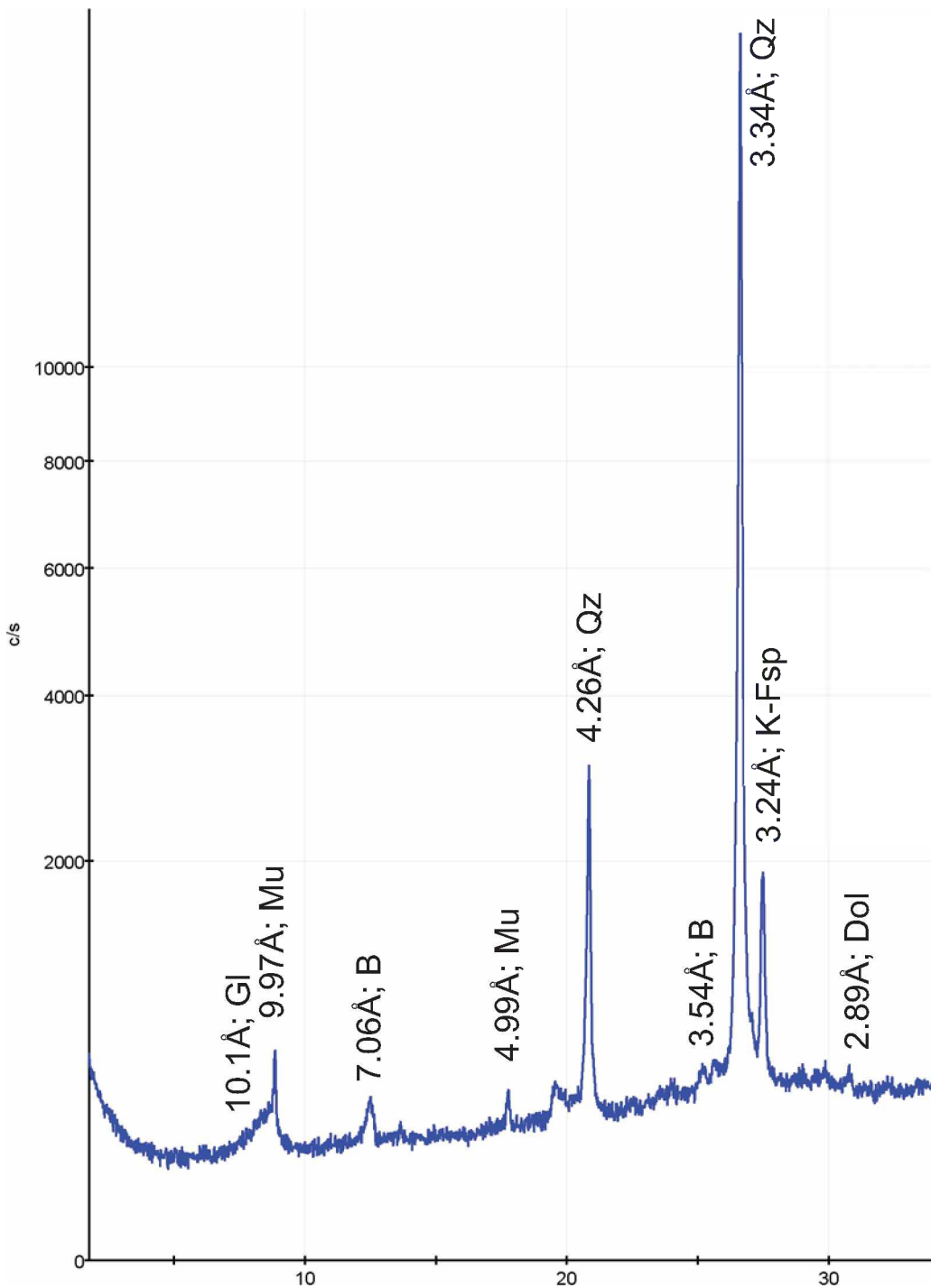
# X-Ray Analysis: B1-3

Datum: 03.Sept.2014



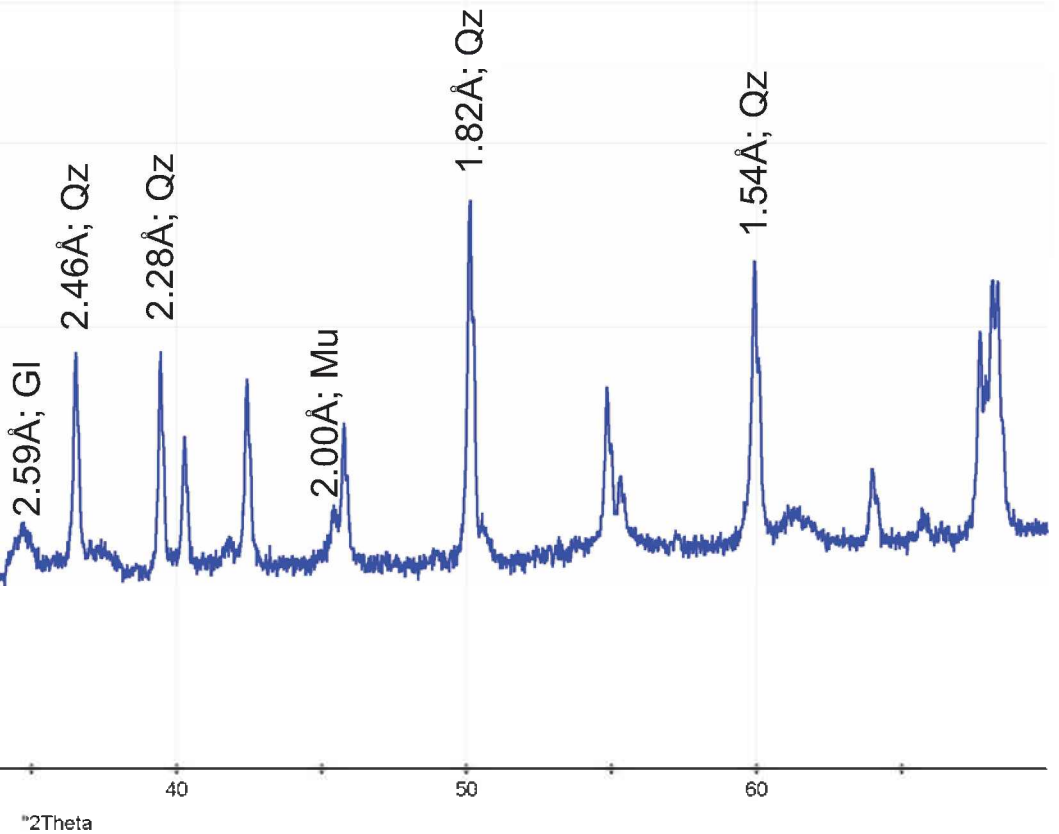


# X-Ray Analysis: B1-4



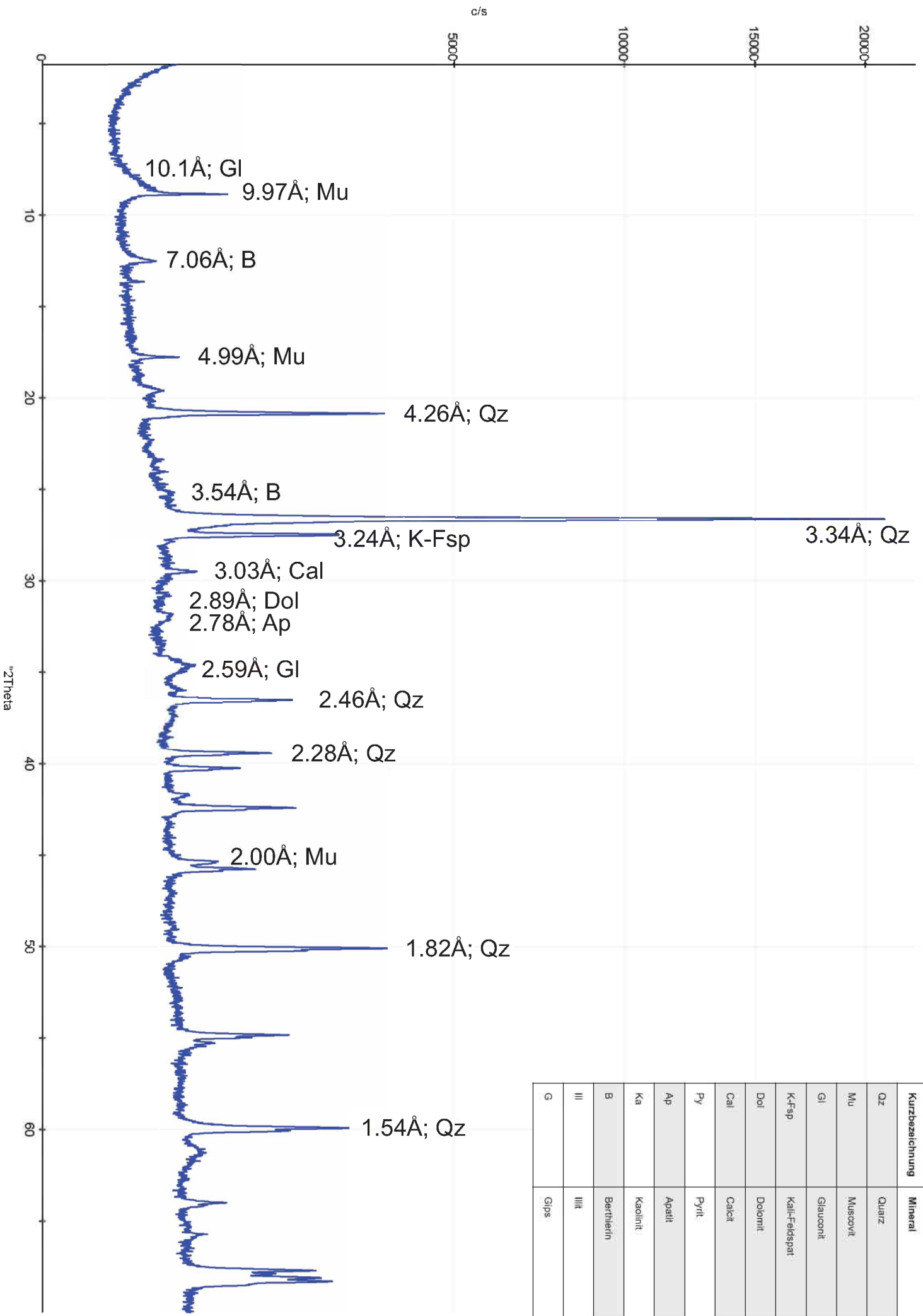
Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



# X-Ray Analysis: B1-5

Datum: 03.Sept.2014

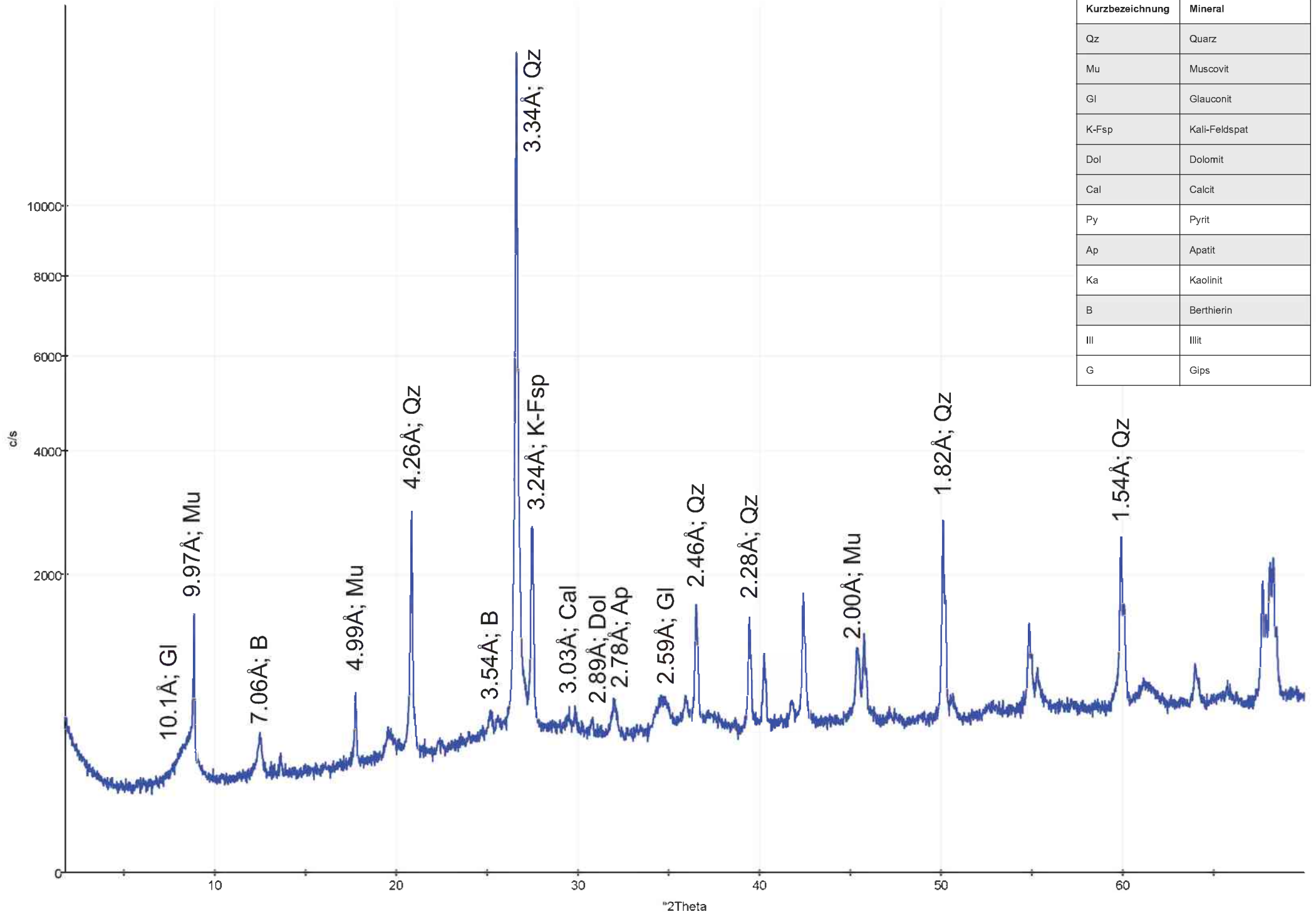


Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



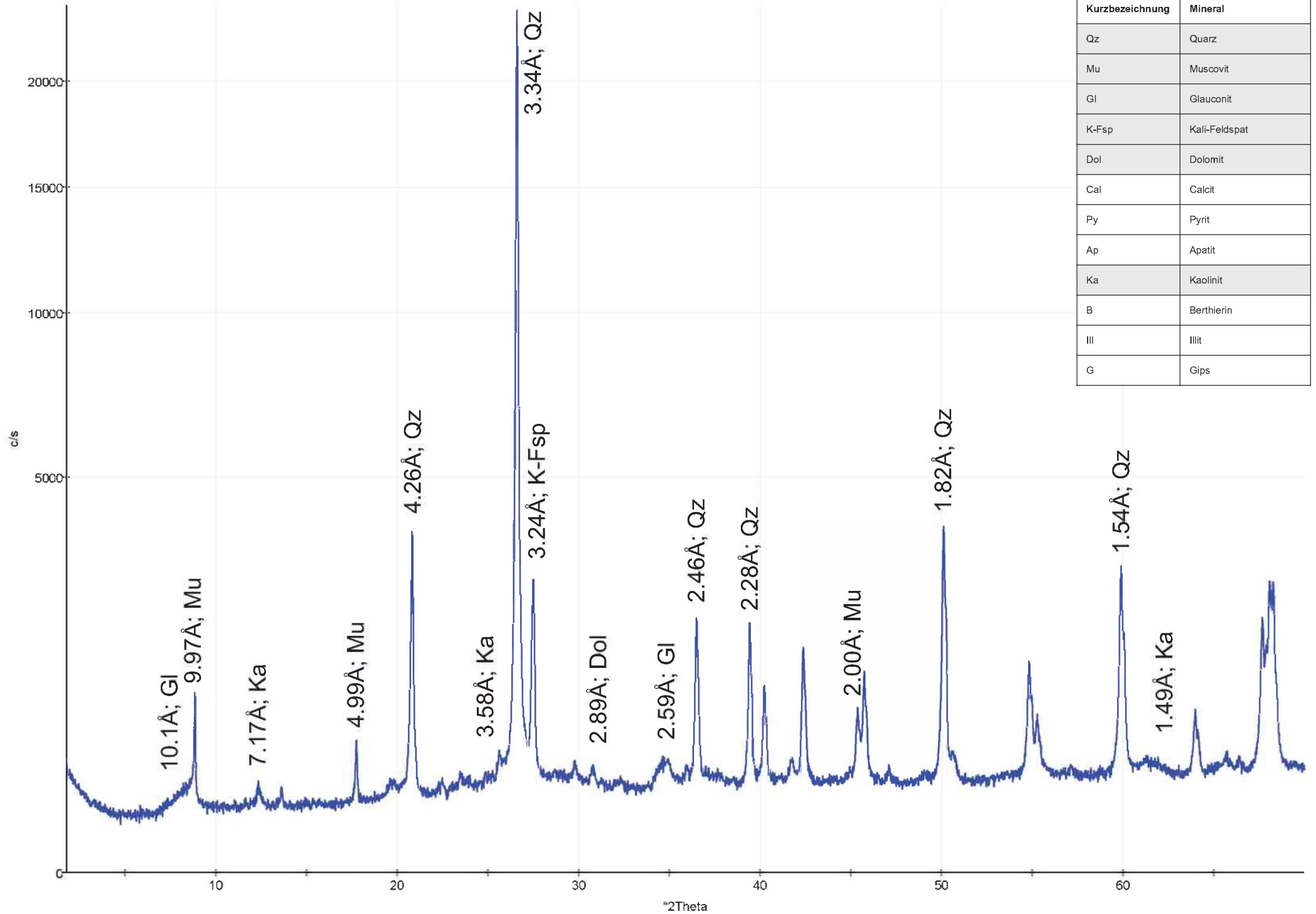
# X-Ray Analysis: B1-6

Datum: 03.Sept.2014



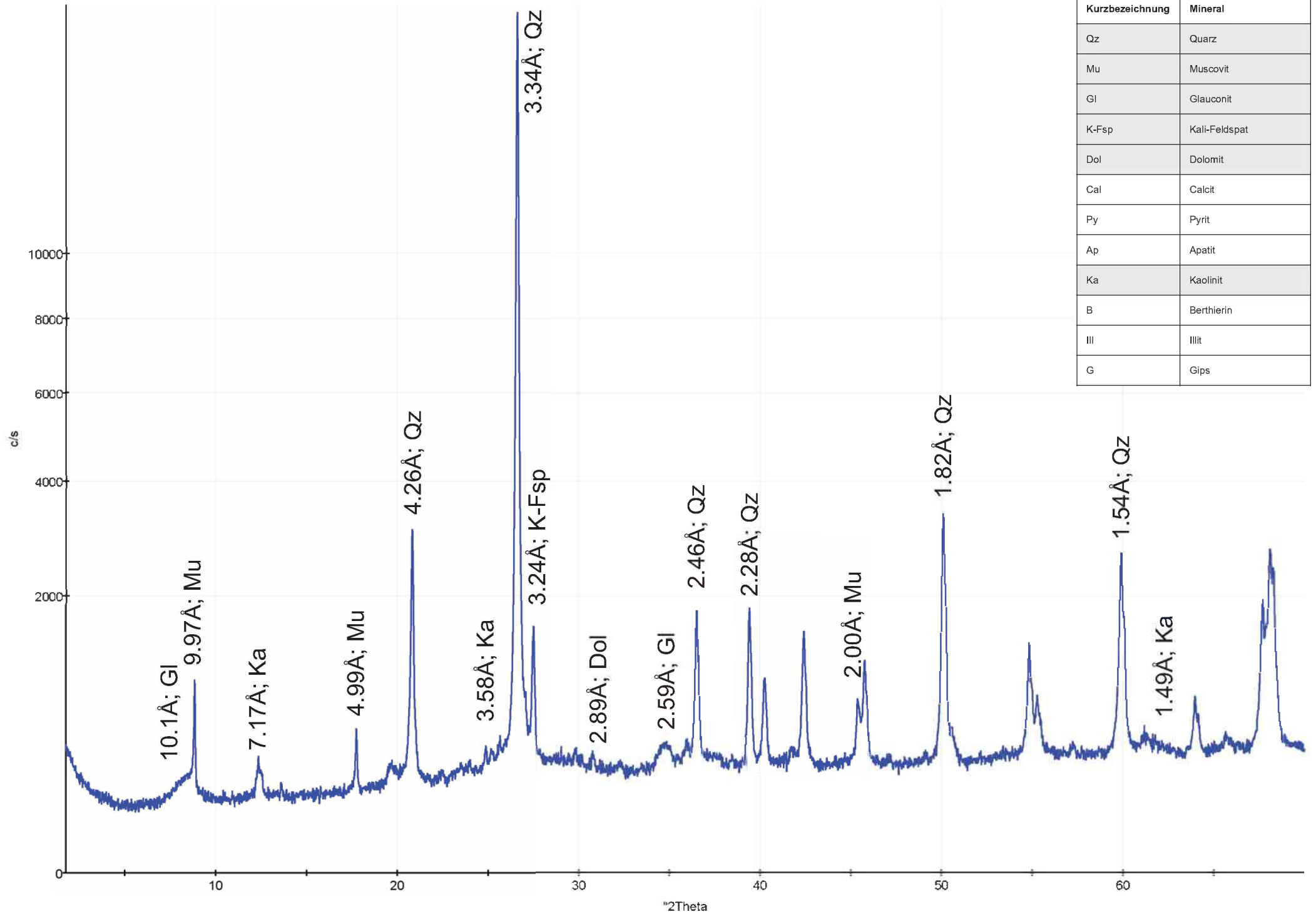
# X-Ray Analysis: B1-7

Datum: 03.Sept.2014



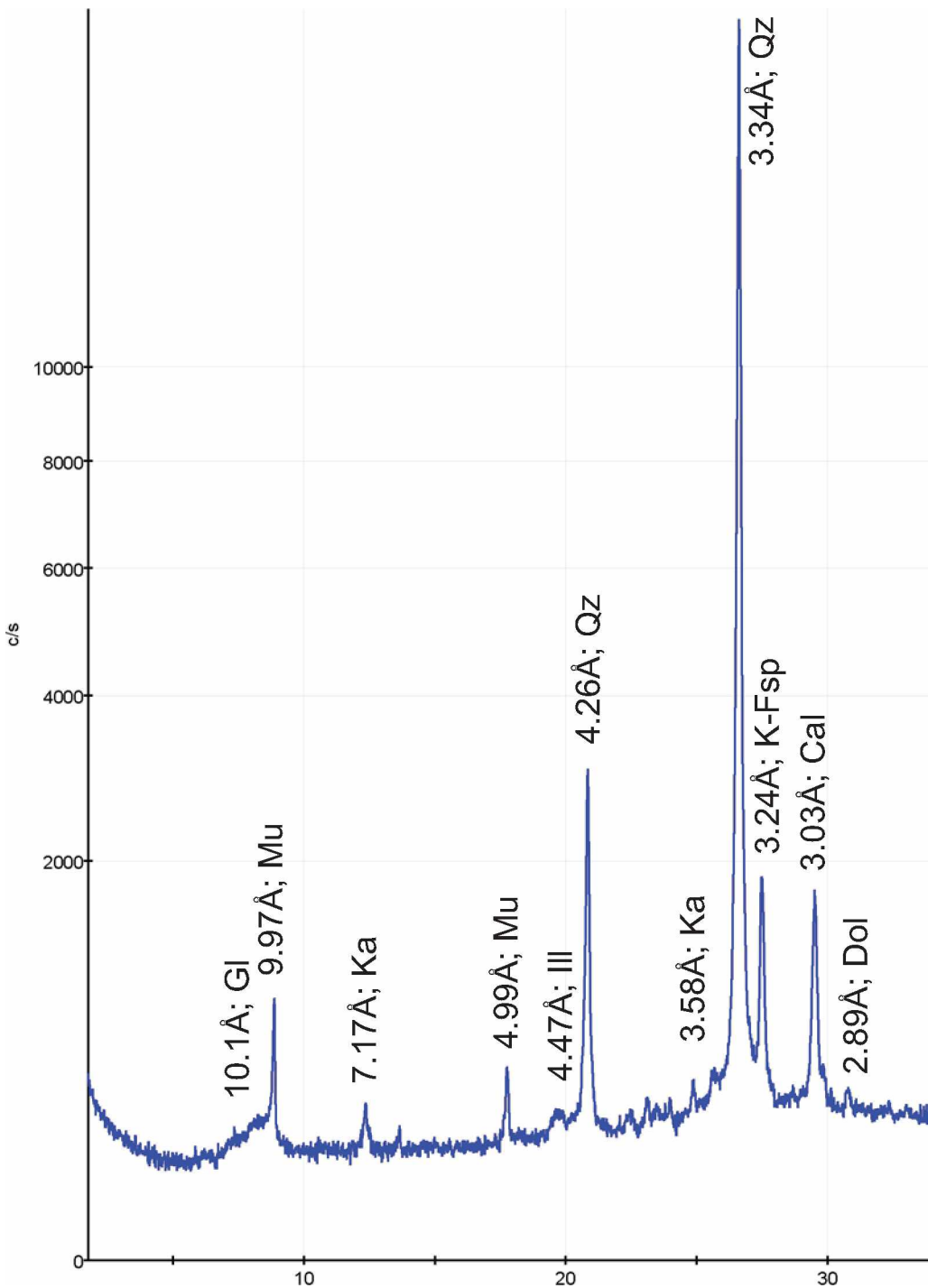
# X-Ray Analysis: B1-8

Datum: 03.Sept.2014



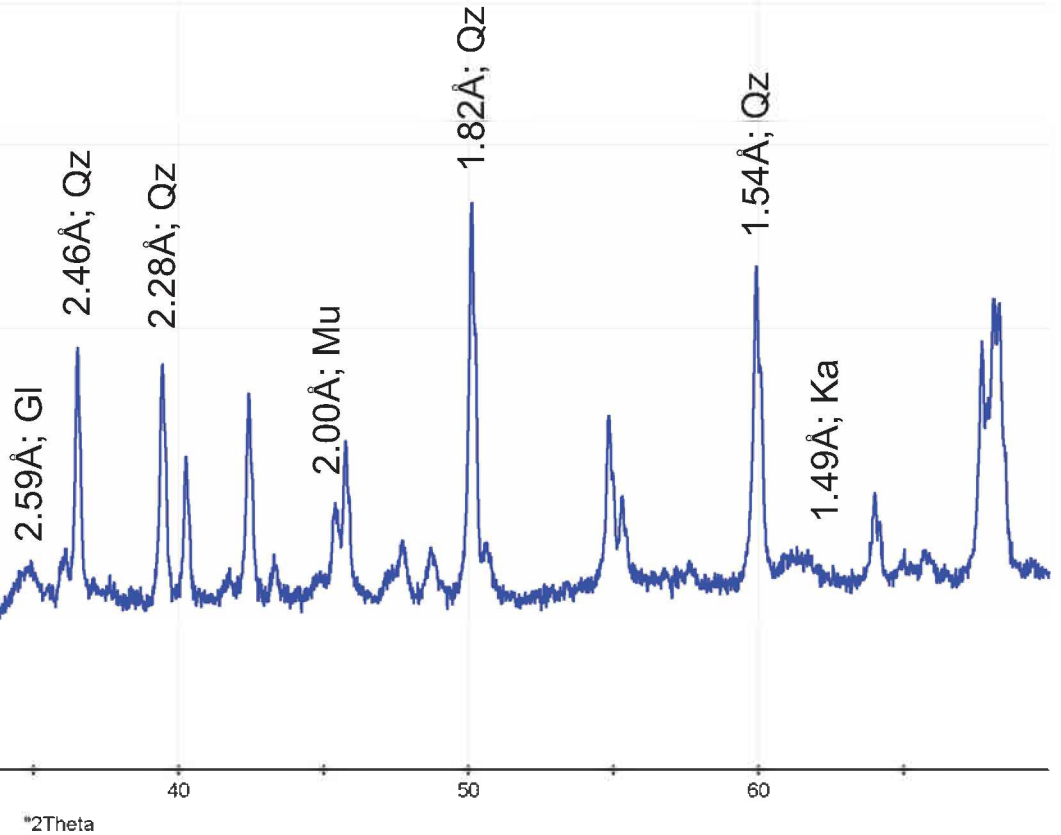


# X-Ray Analysis: B1-9



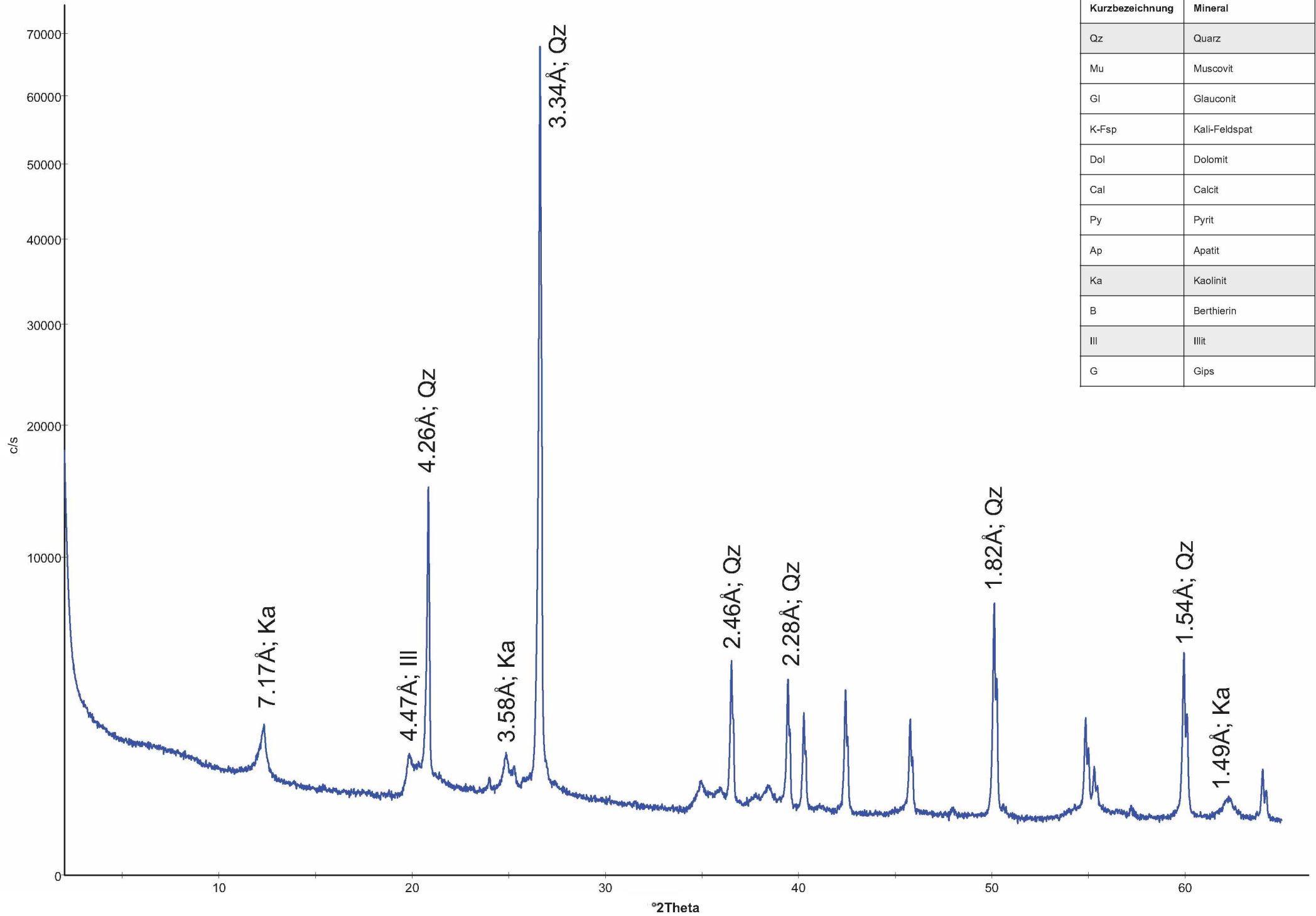
Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



# X-Ray Analysis: B2-1

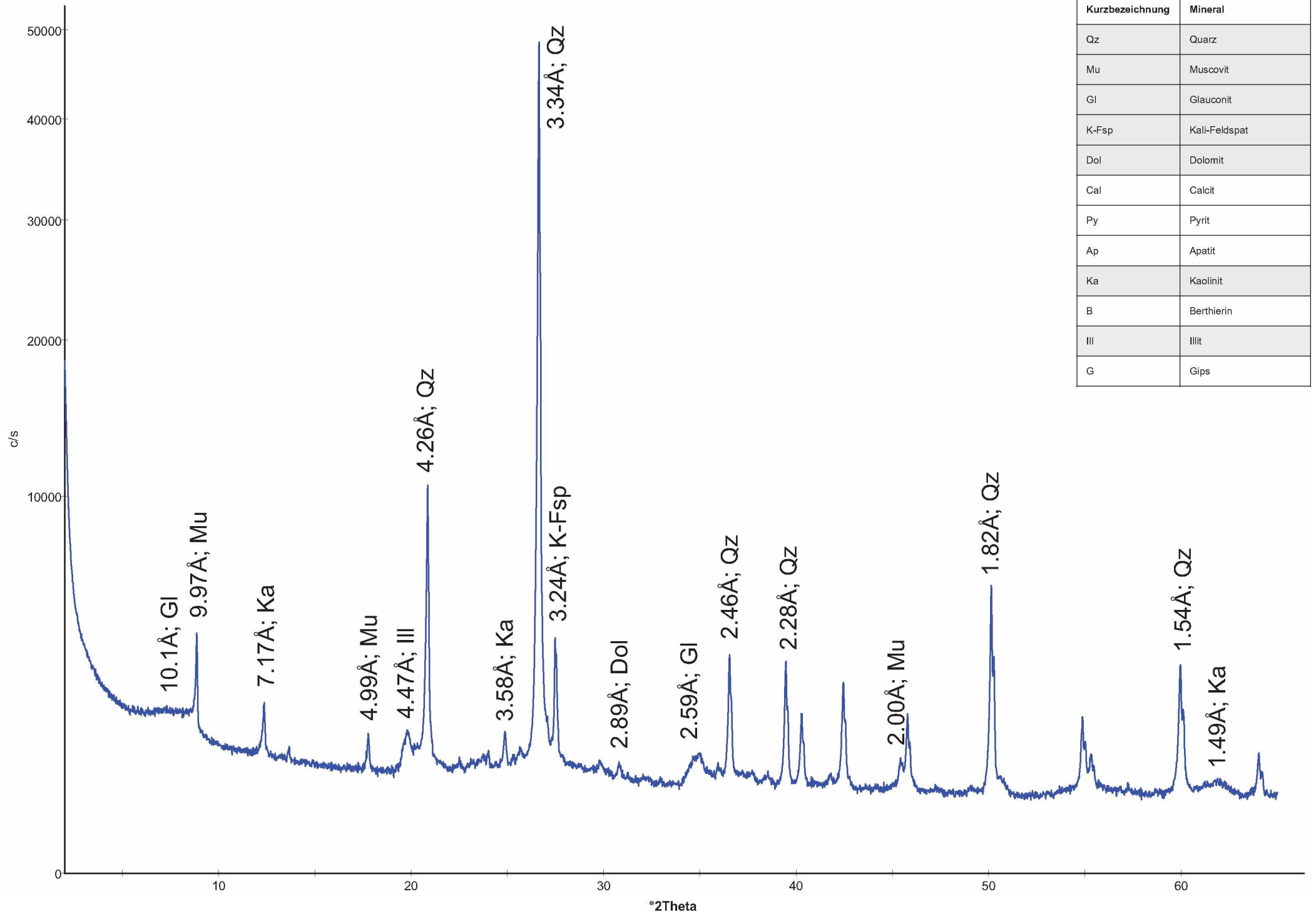
Datum: 12.Nov.2014





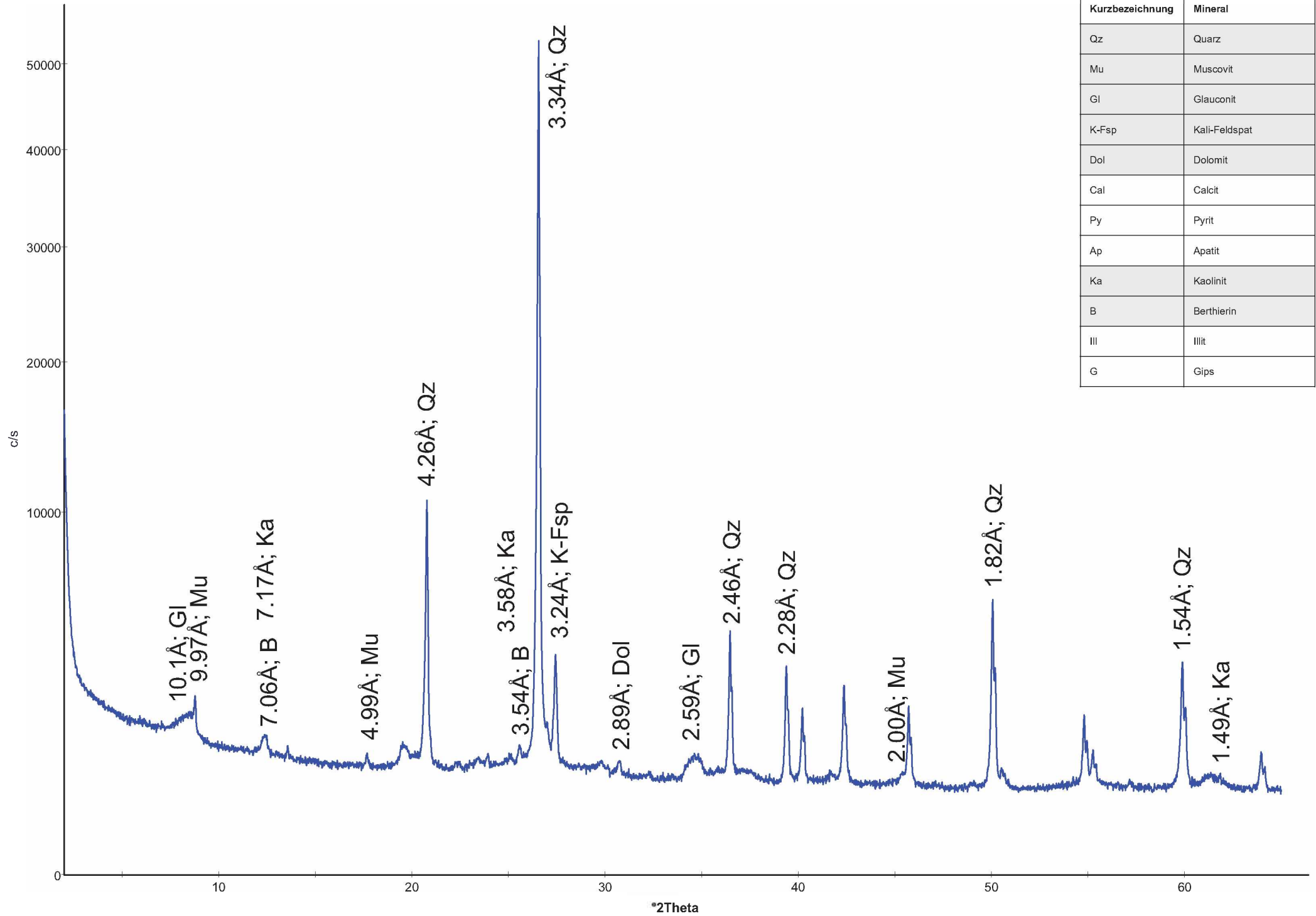
# X-Ray Analysis: B2-2

Datum: 12.Nov.2014



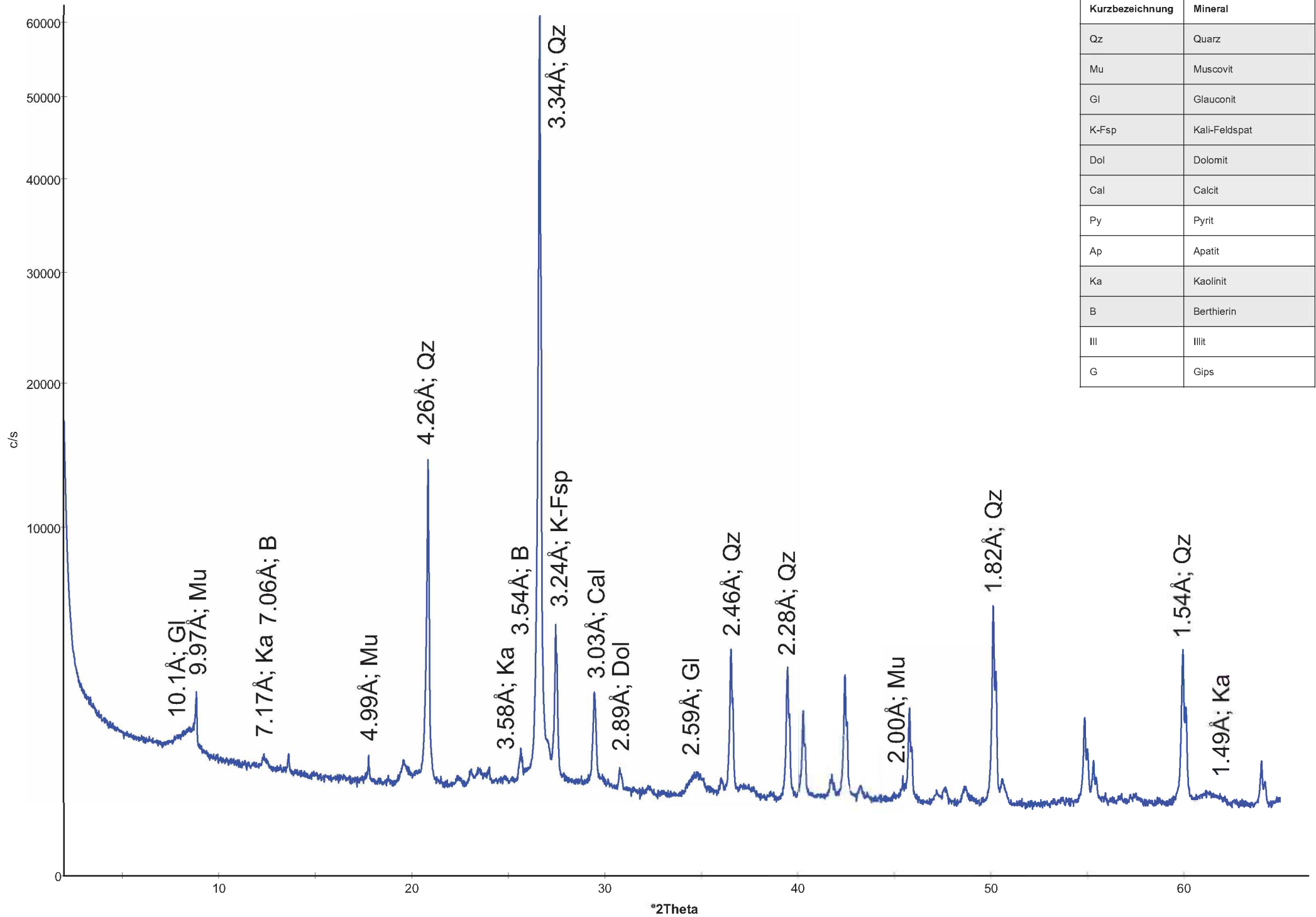
# X-Ray Analysis: B2-3

Datum: 12.Nov.2014



# X-Ray Analysis: B2-4

Datum: 12.Nov.2014

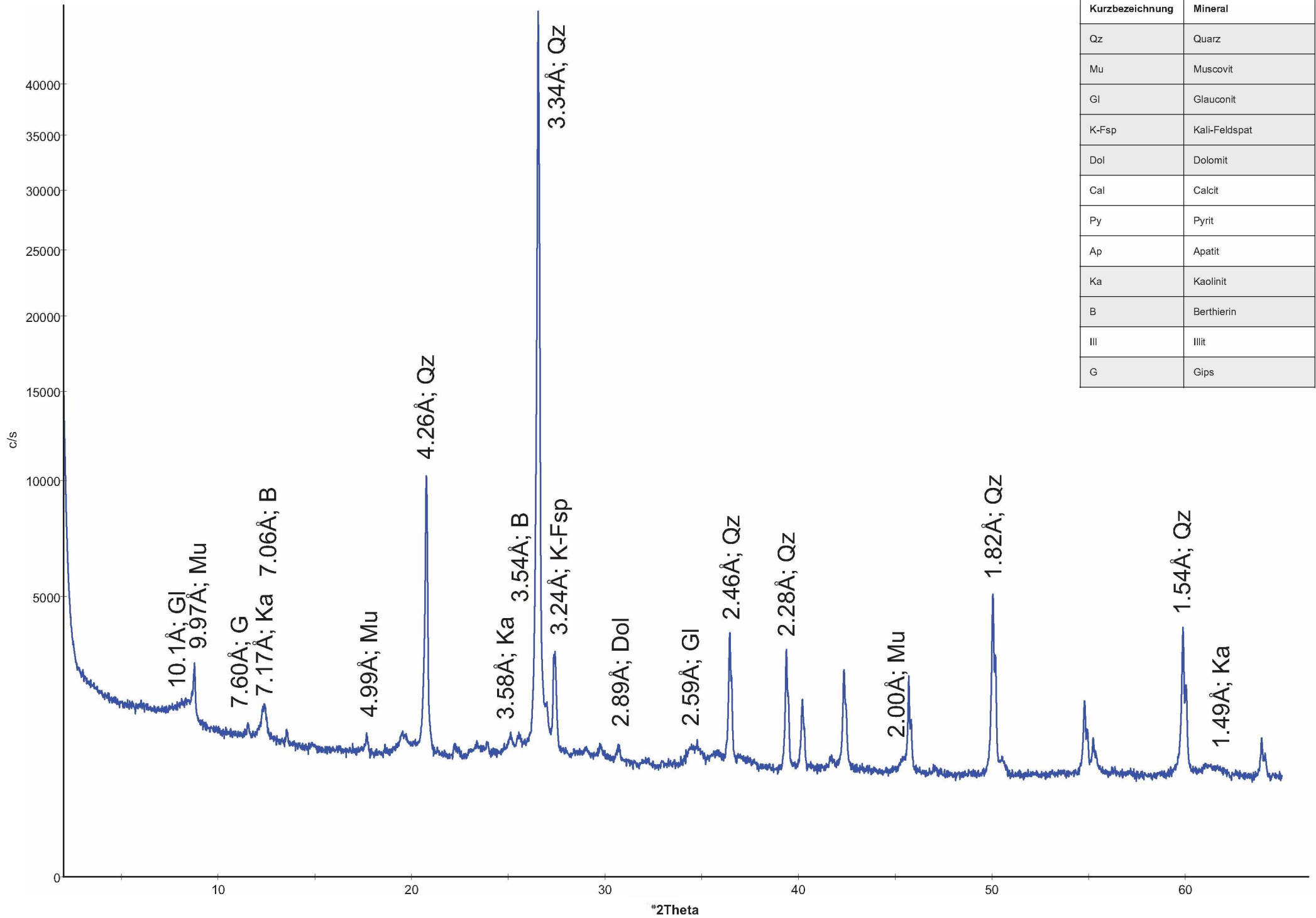


Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



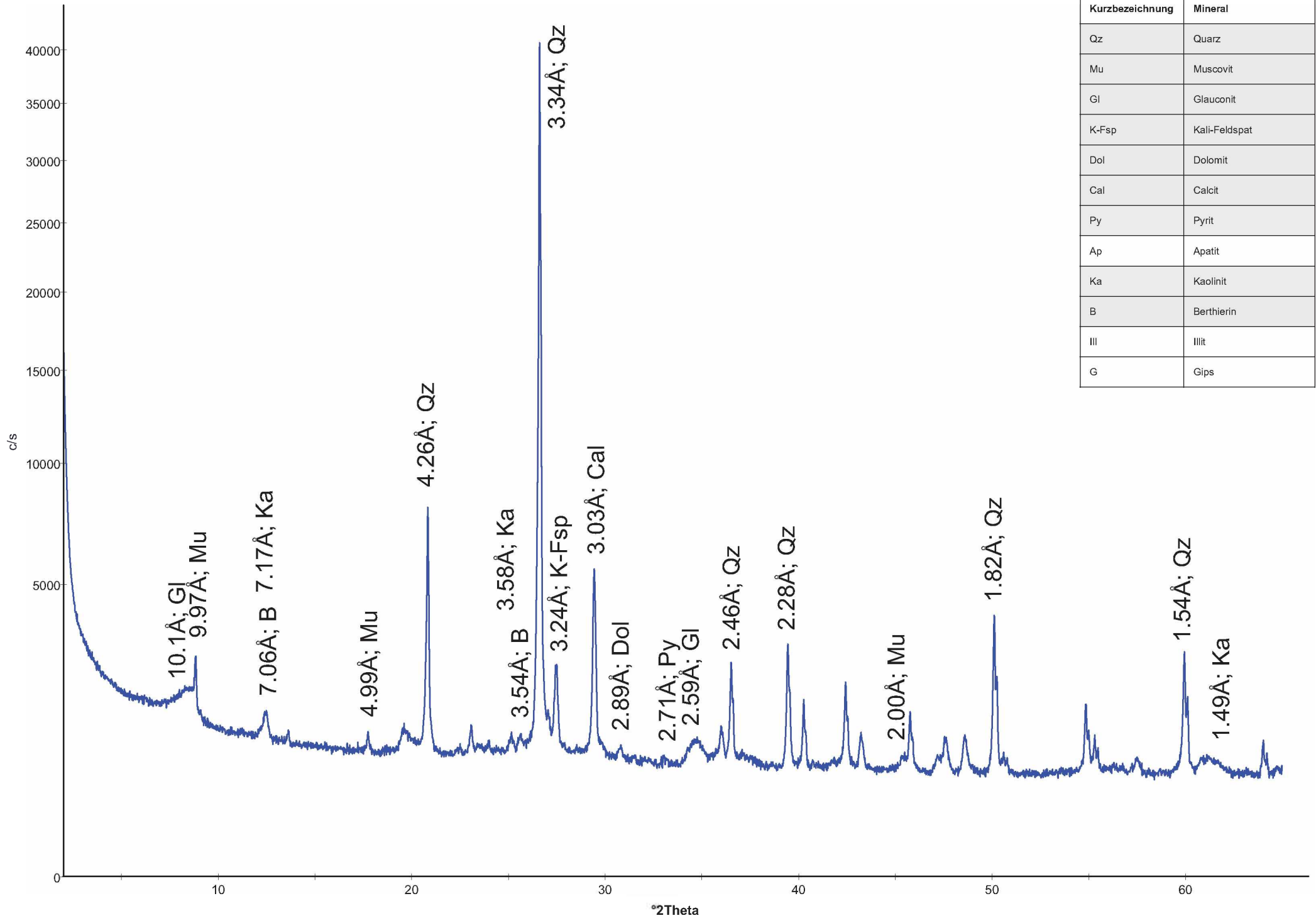
# X-Ray Analysis: B2-5

Datum: 12.Nov.2014



# X-Ray Analysis: B2-6

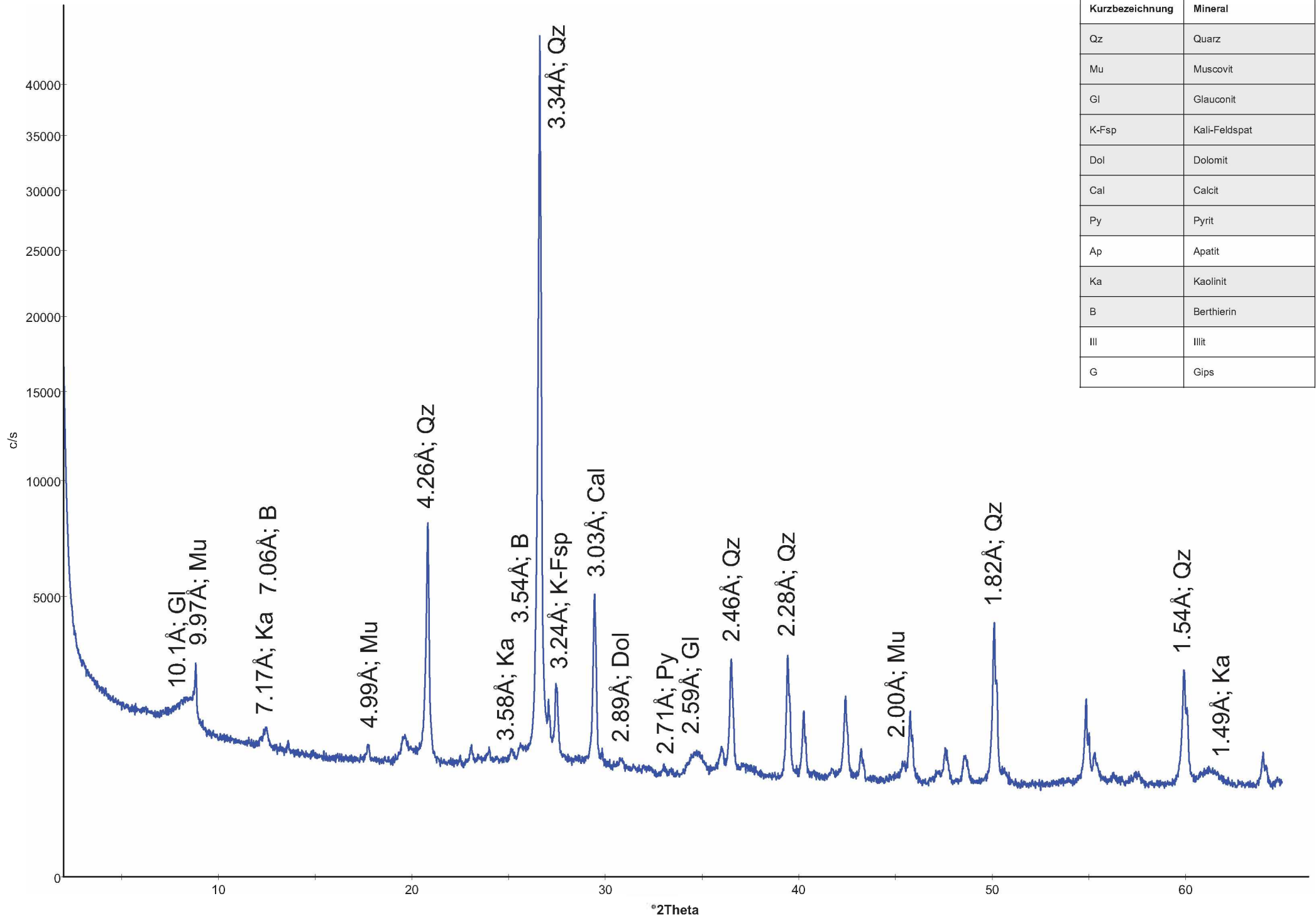
Datum: 12.Nov.2014



Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips

# X-Ray Analysis: B2-7

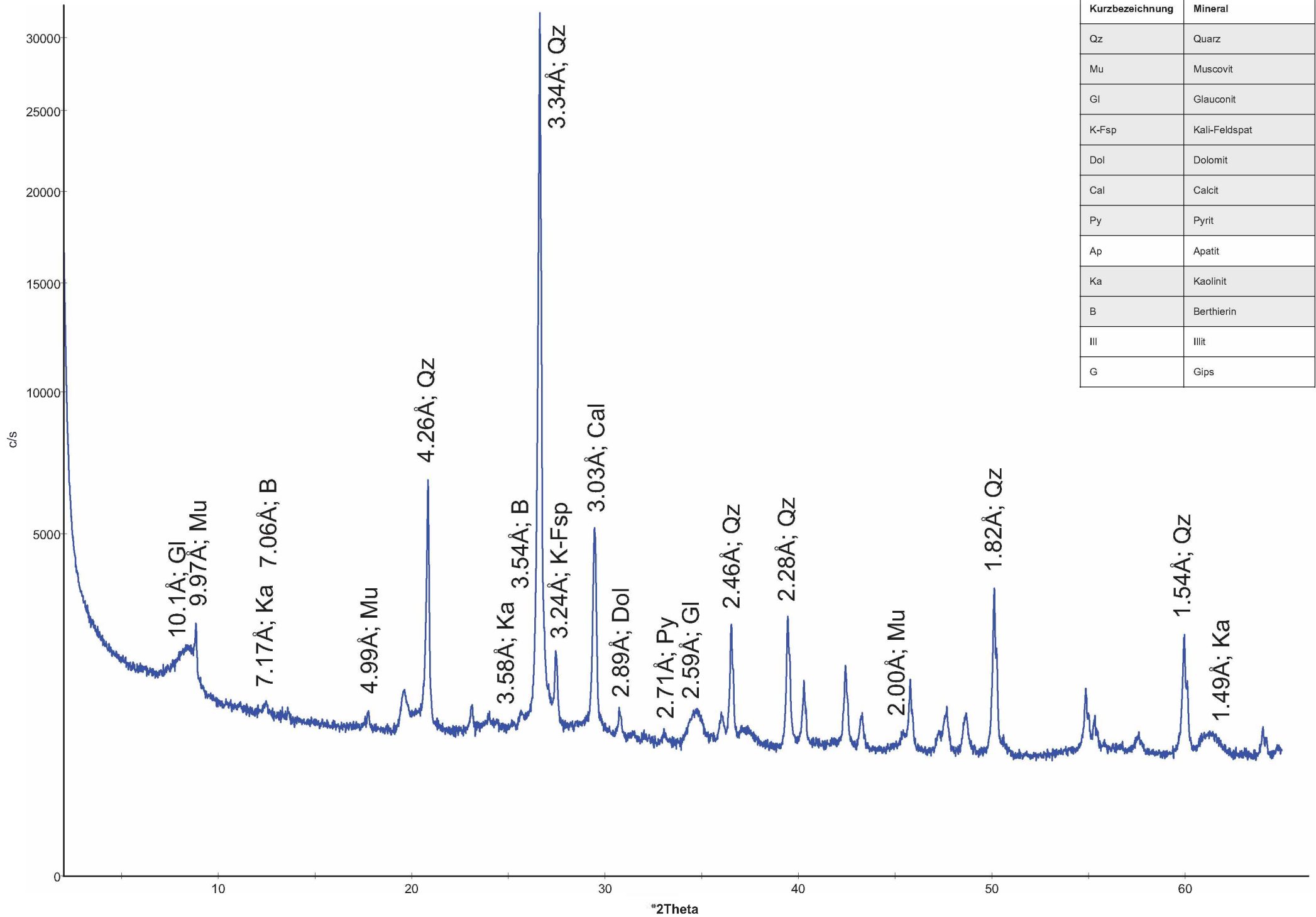
Datum: 12.Nov.2014





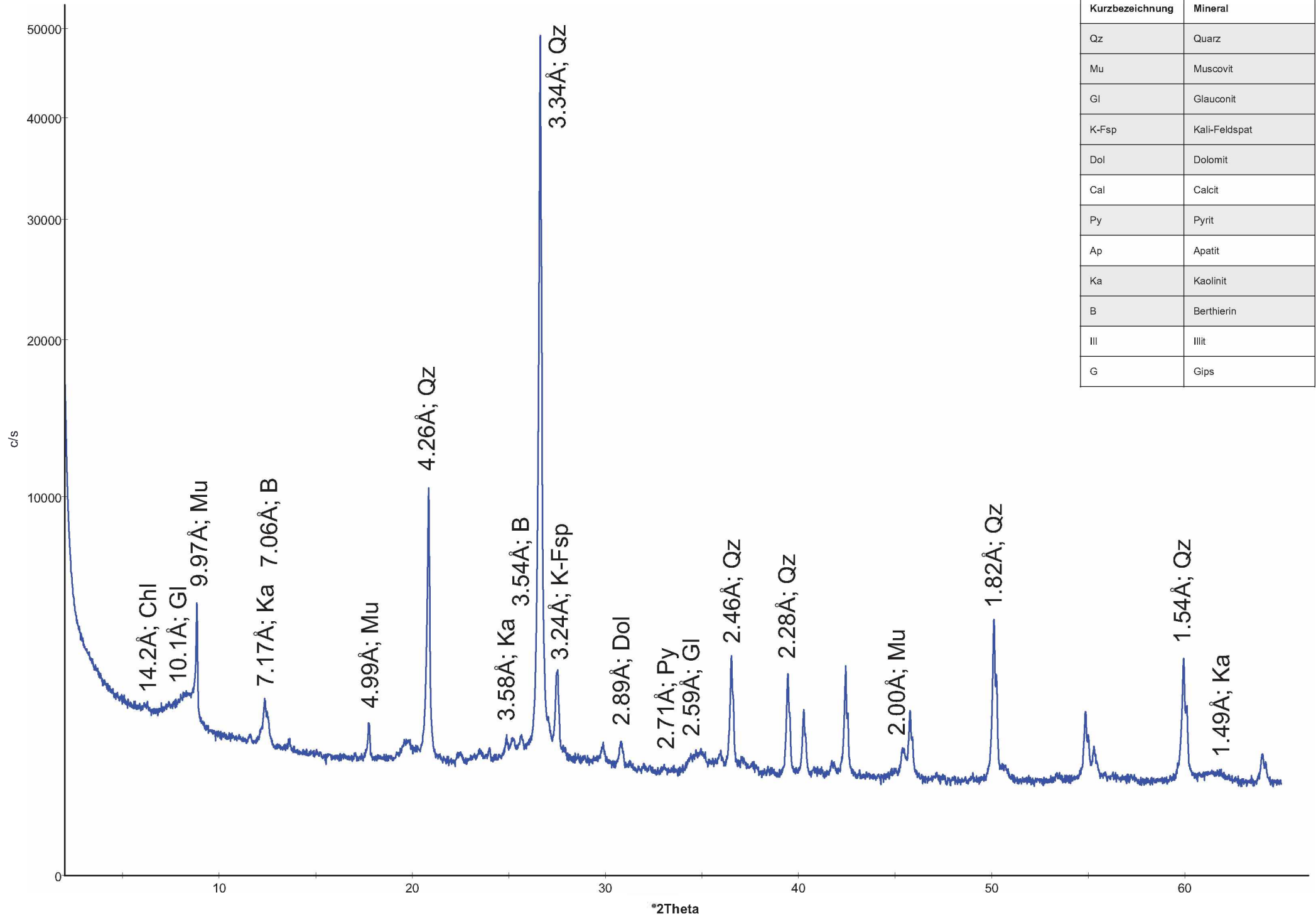
# X-Ray Analysis: B2-8

Datum: 12.Nov.2014

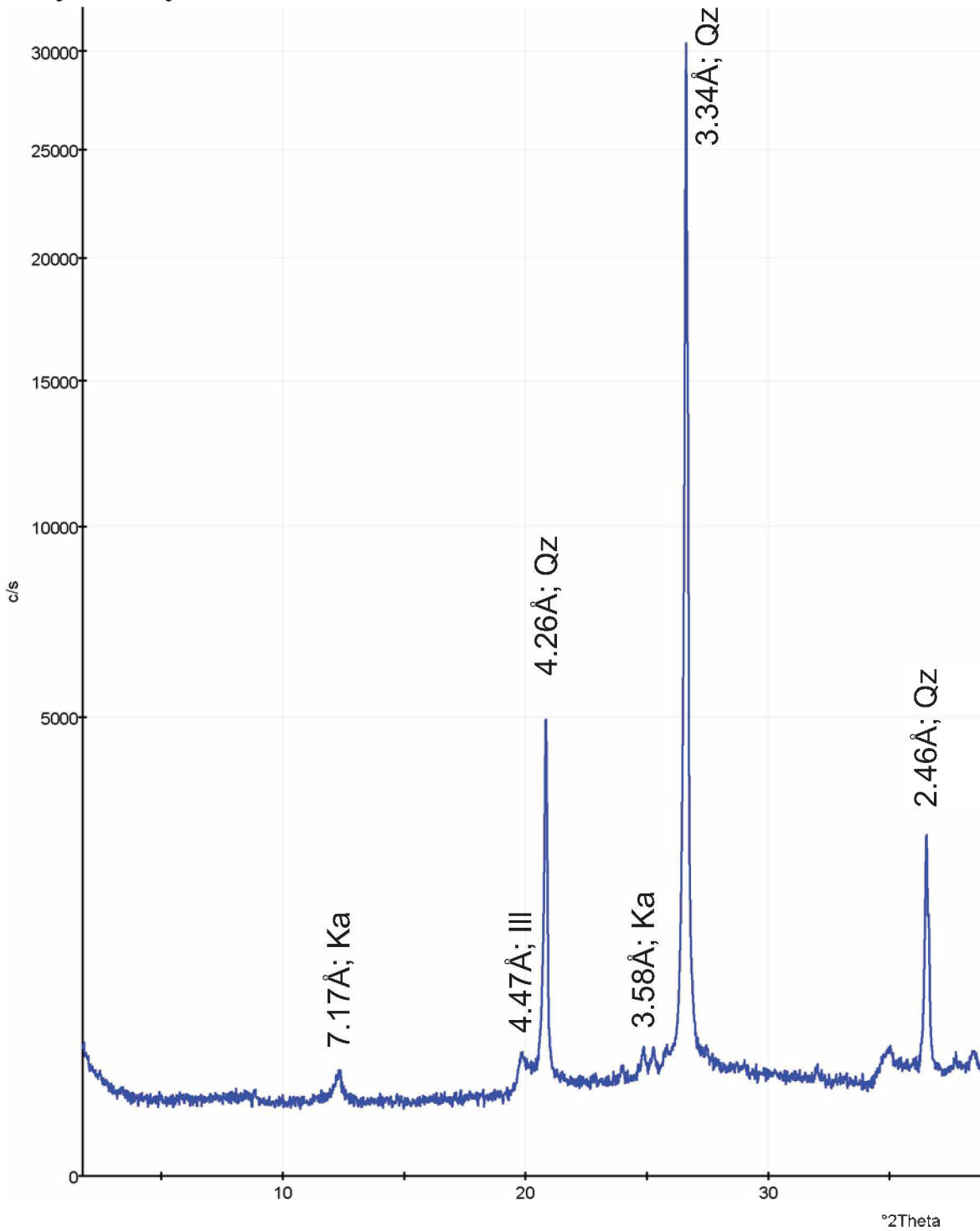


# X-Ray Analysis: B2-9

Datum: 12.Nov.2014



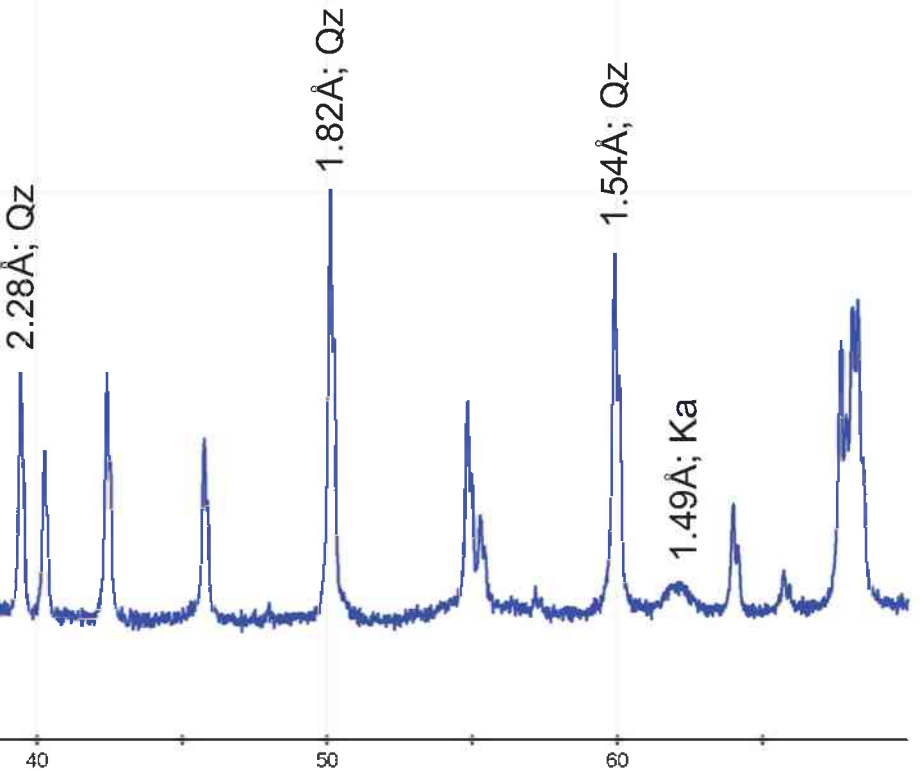
# X-Ray Analysis: B3-1





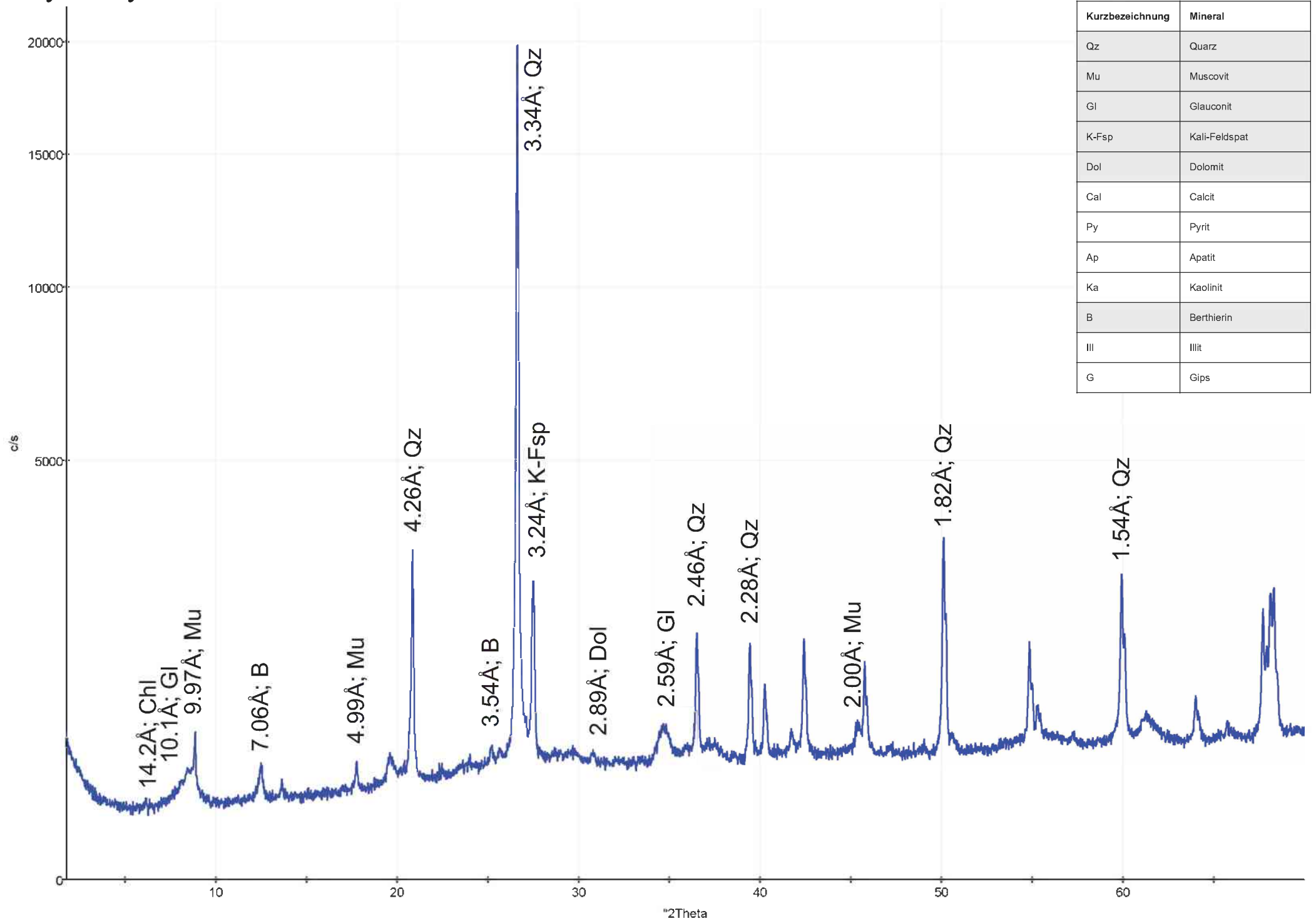
Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



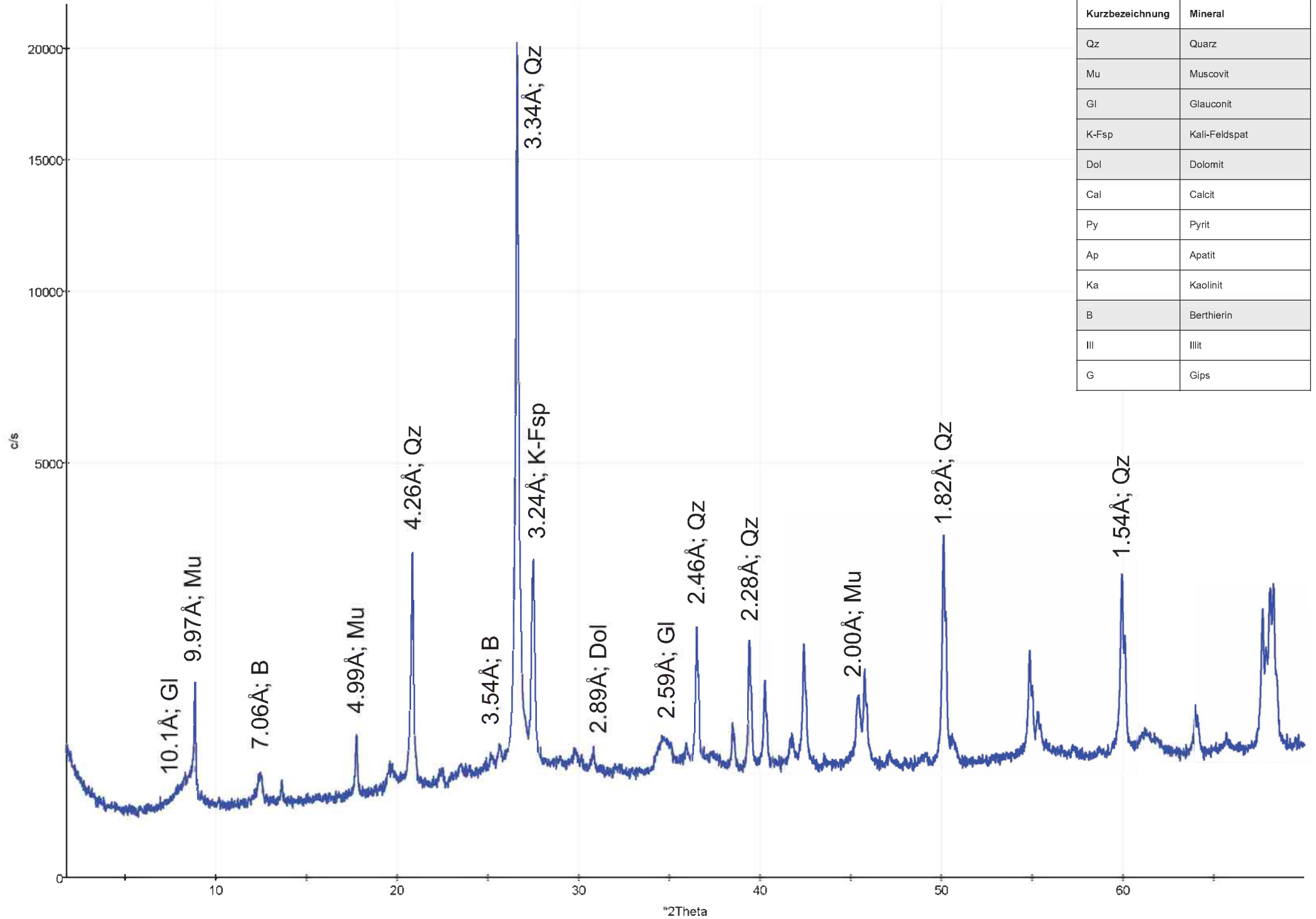
# X-Ray Analysis: B3-2

Datum: 03.Sept.2014



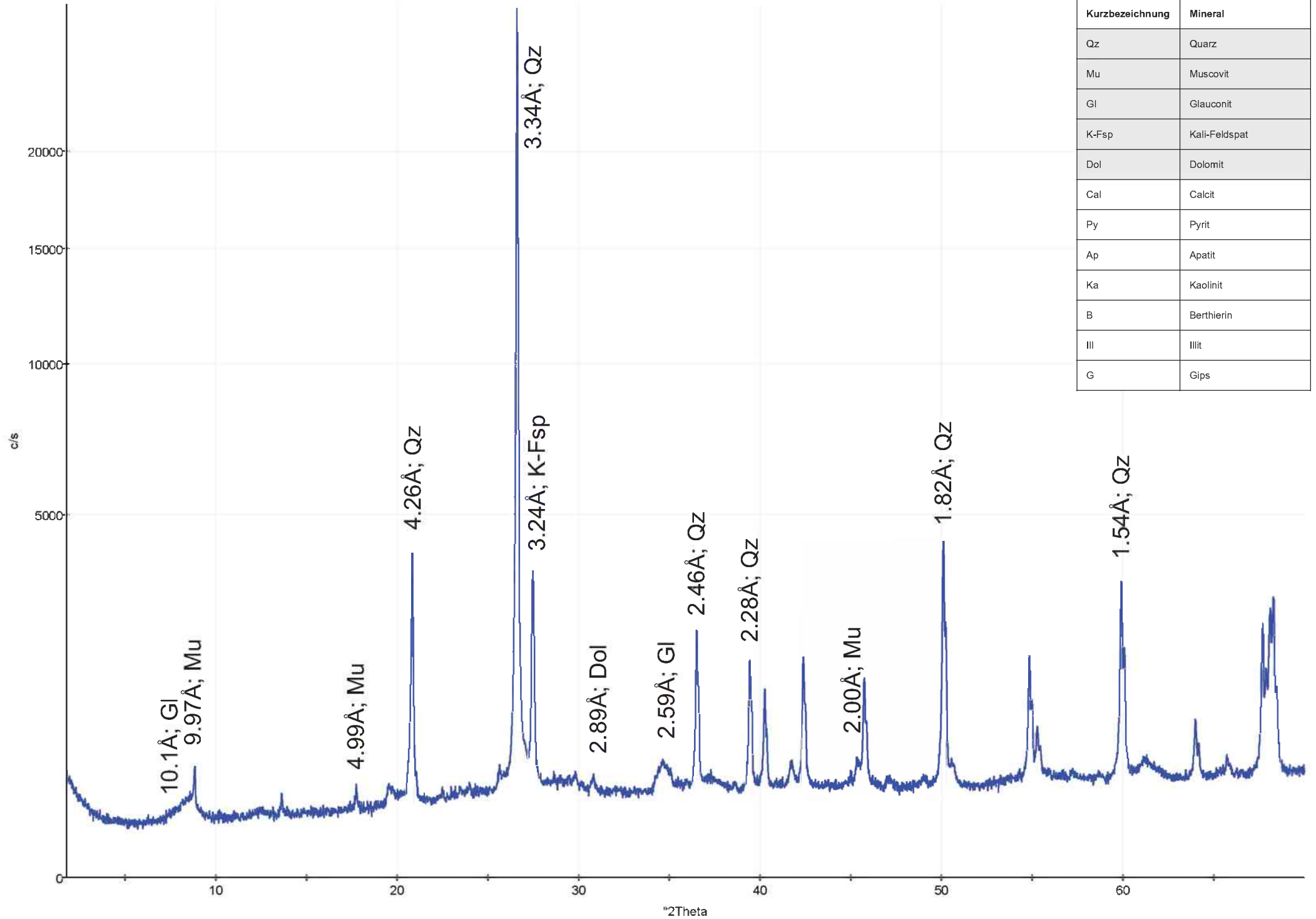
# X-Ray Analysis: B3-3

Datum: 03.Sept.2014



# X-Ray Analysis: B3-4

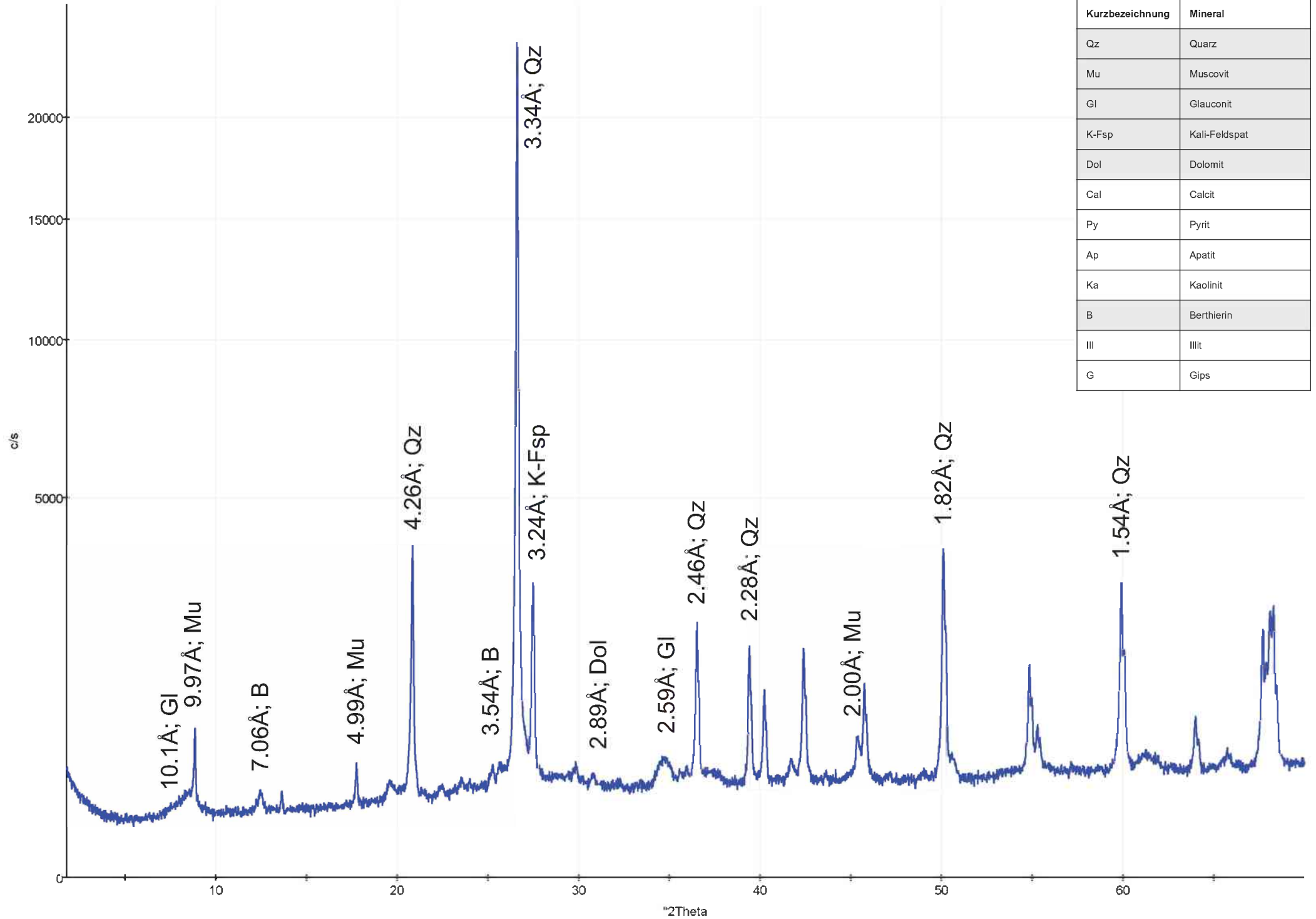
Datum: 03.Sept.2014





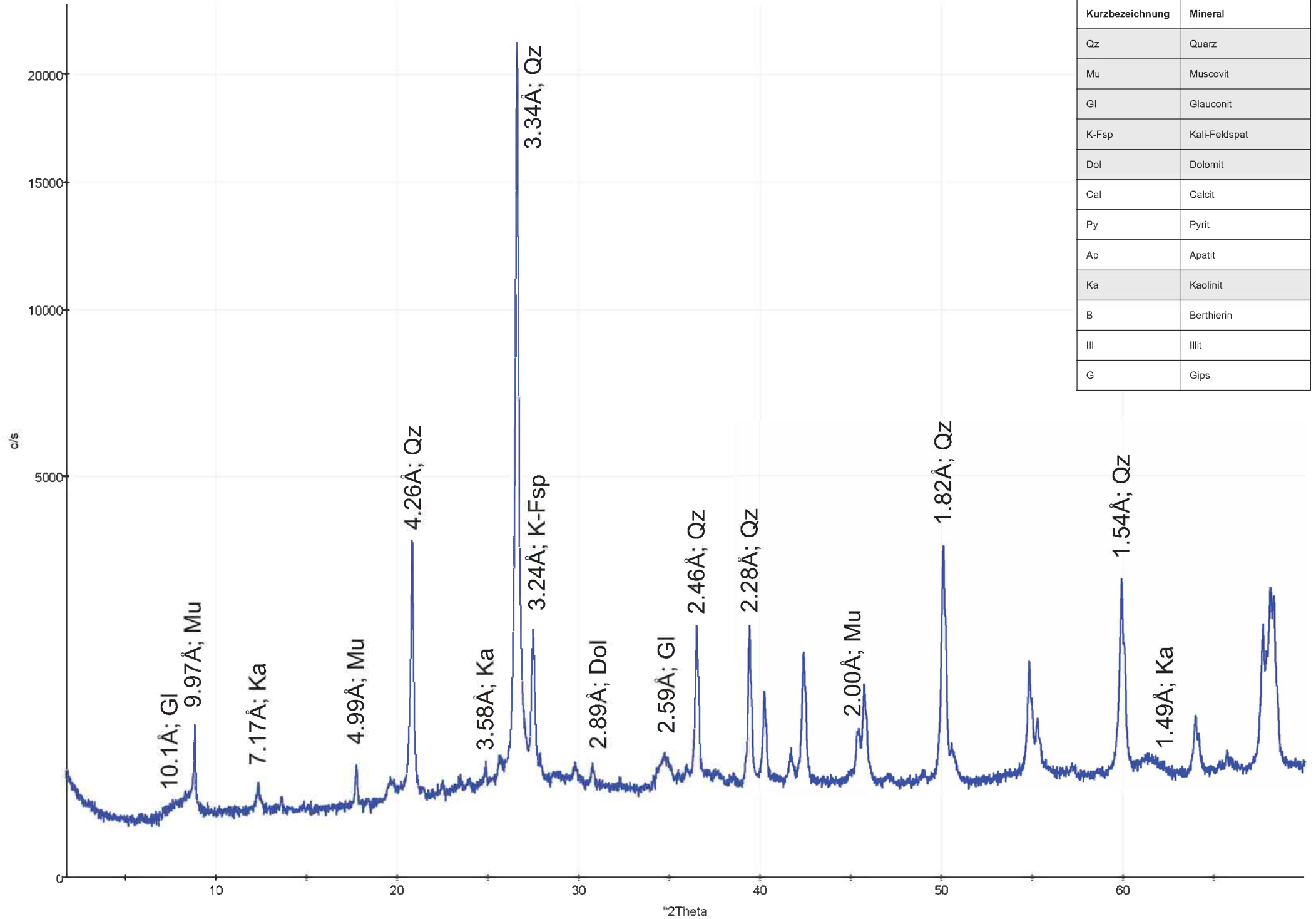
# X-Ray Analysis: B3-5

Datum: 03.Sept.2014

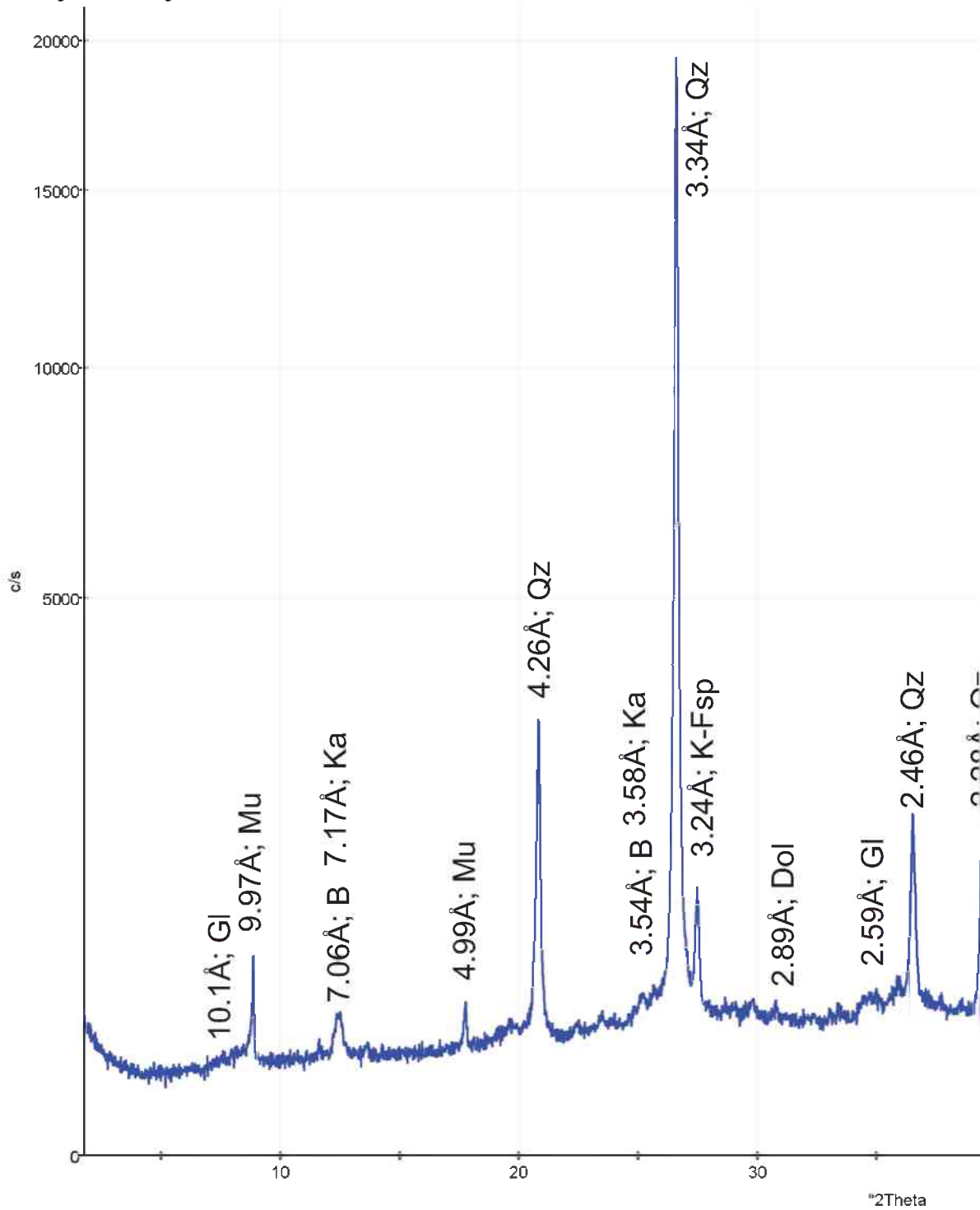


# X-Ray Analysis: B3-6

Datum: 03.Sept.2014

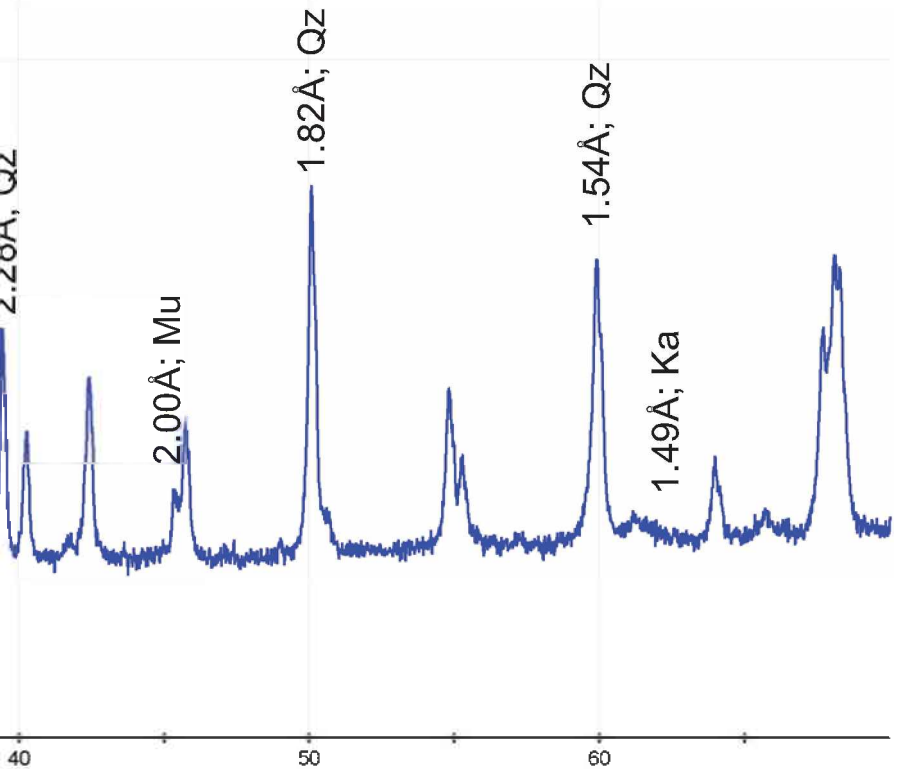


# X-Ray Analysis: B3-7



Datum: 03.Sept.2014

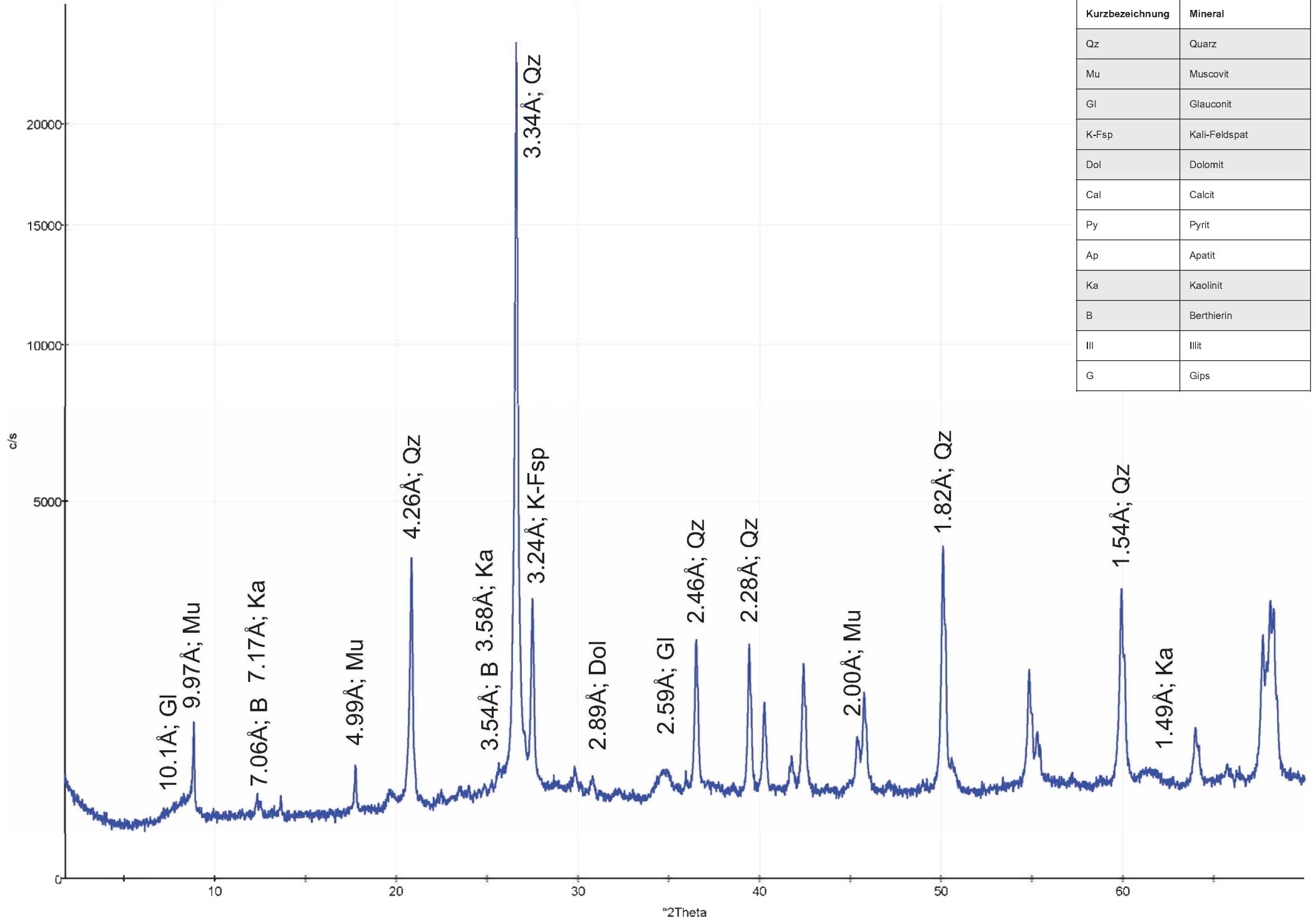
Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



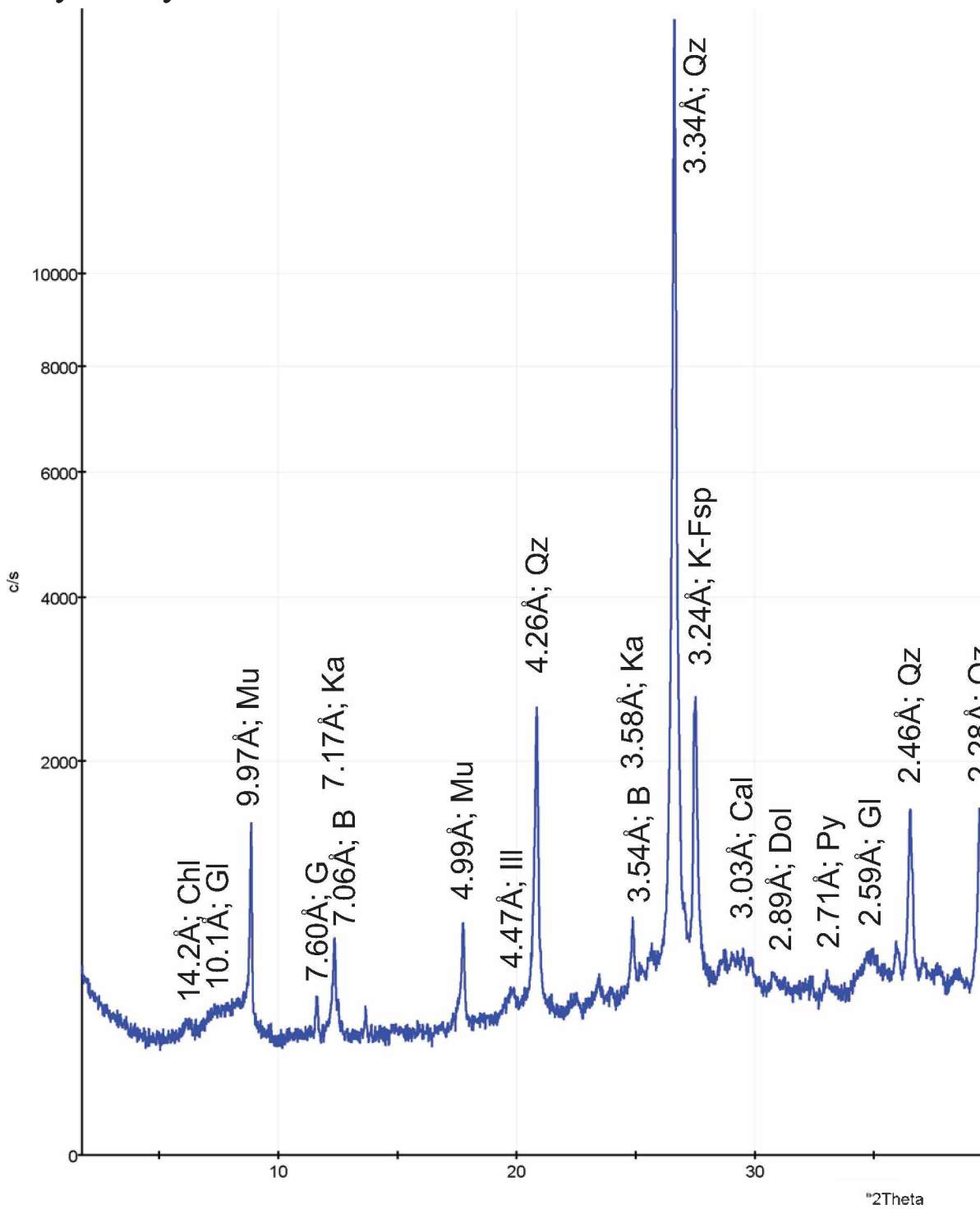


# X-Ray Analysis: B3-8

Datum: 03.Sept.2014

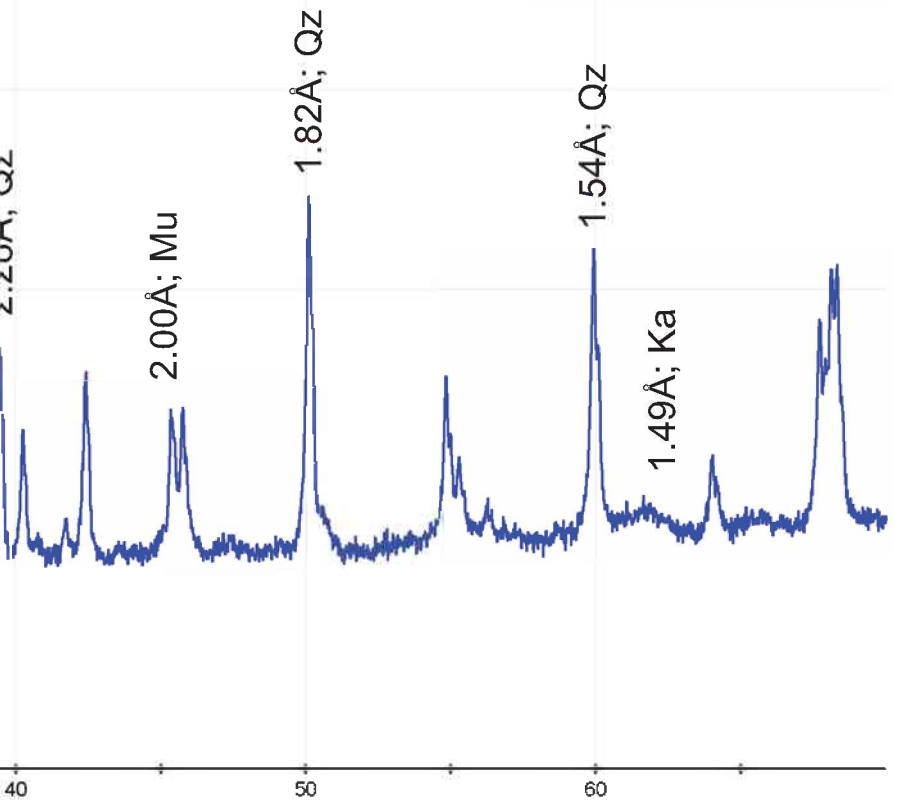


# X-Ray Analysis: B3-9

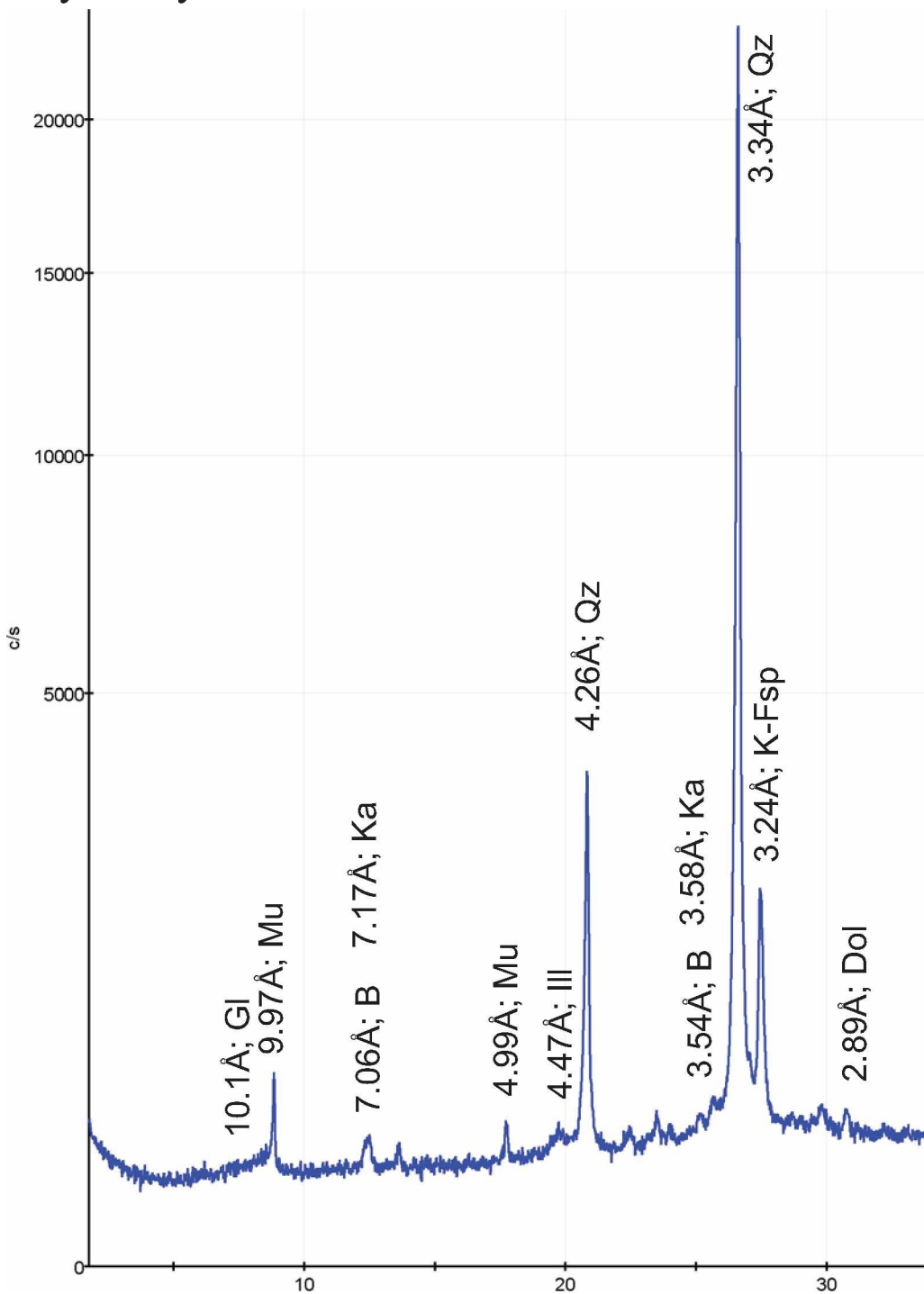


Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



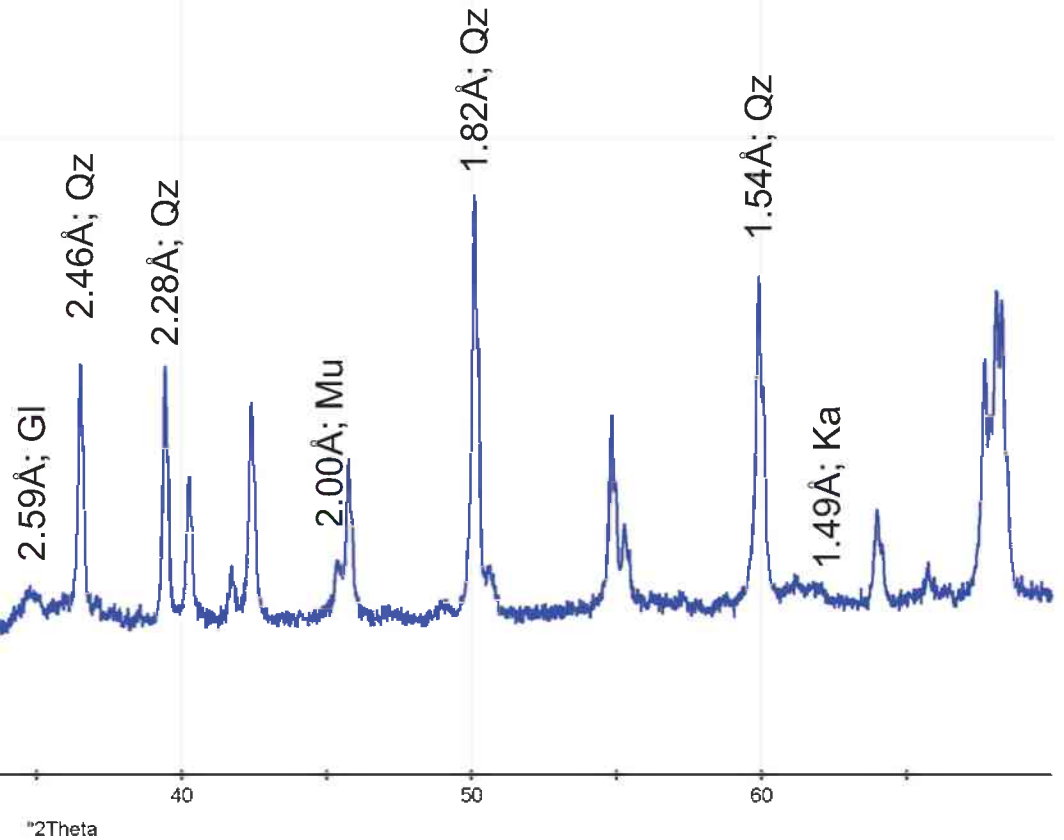
# X-Ray Analysis: B4-1





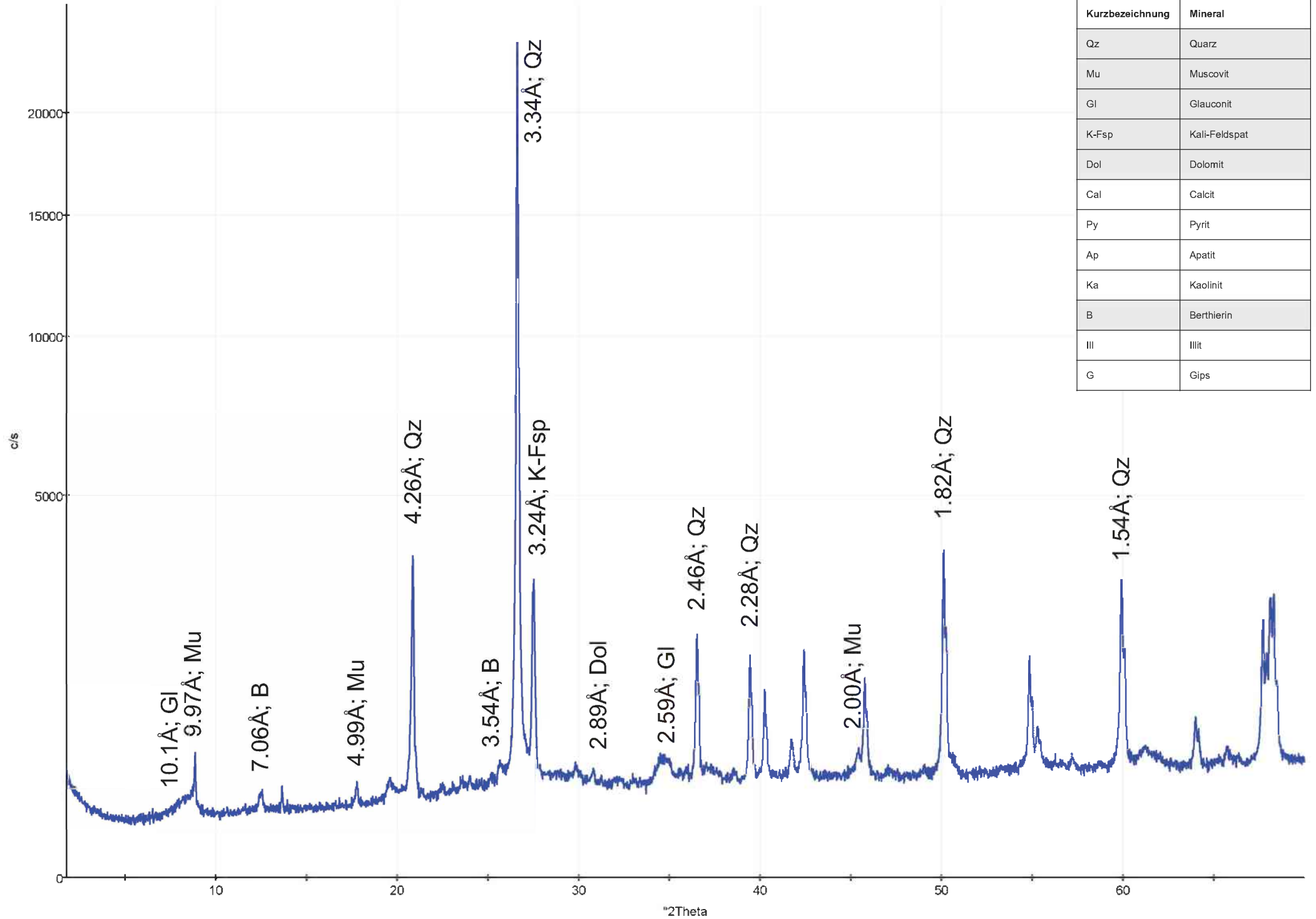
Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



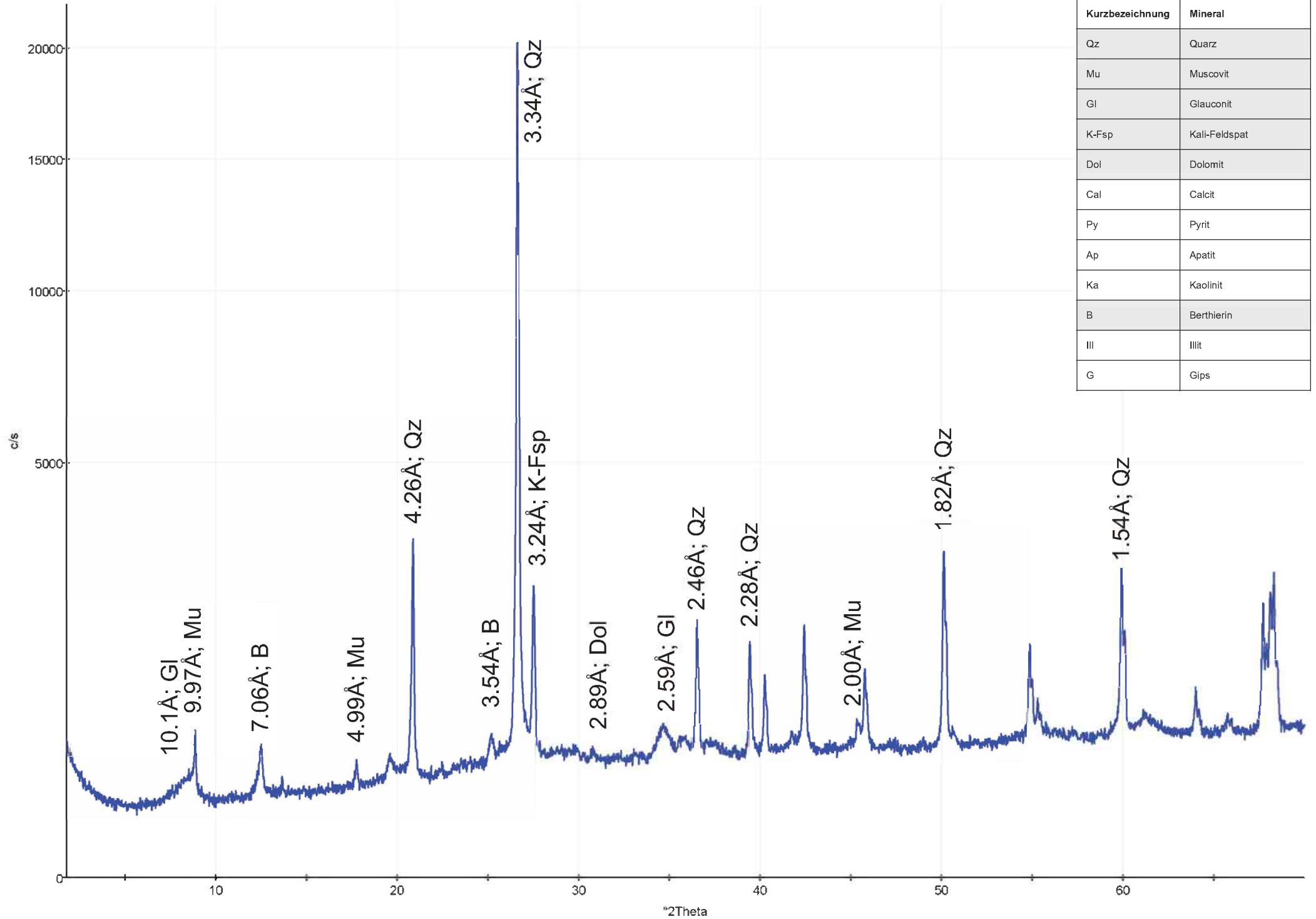
# X-Ray Analysis: B4-2

Datum: 03.Sept.2014



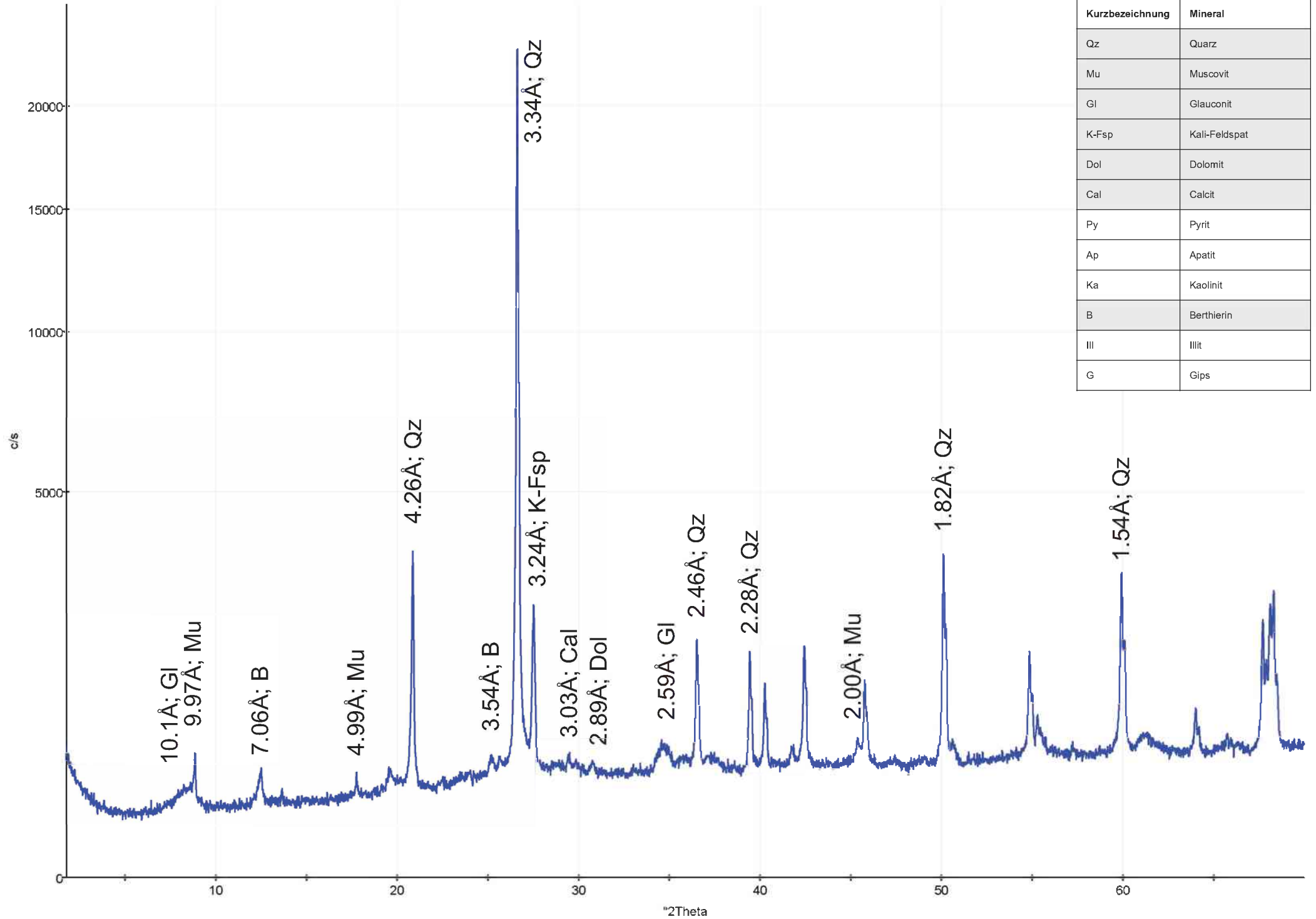
# X-Ray Analysis: B4-3

Datum: 03.Sept.2014



# X-Ray Analysis: B4-4

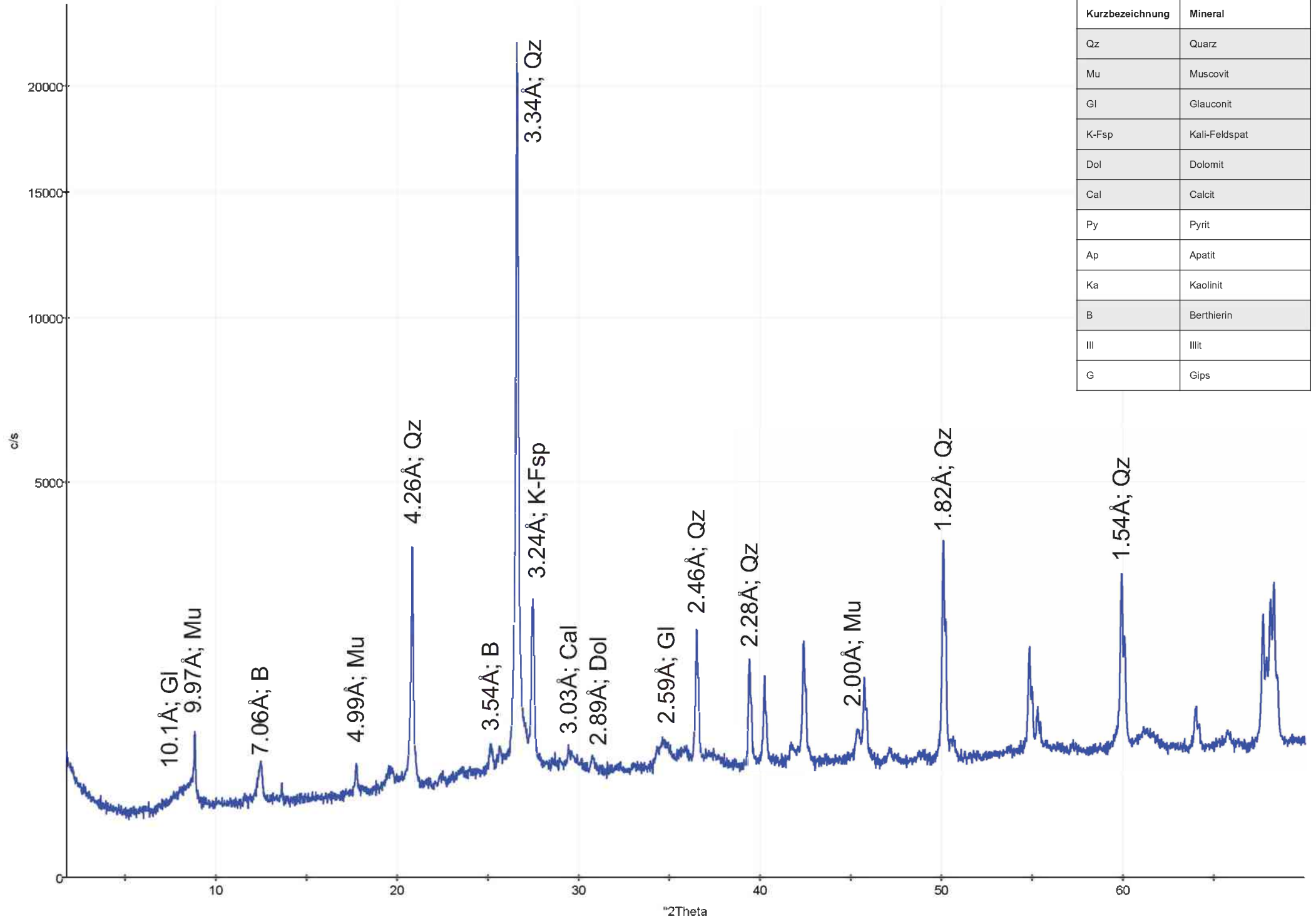
Datum: 03.Sept.2014





# X-Ray Analysis: B4-5

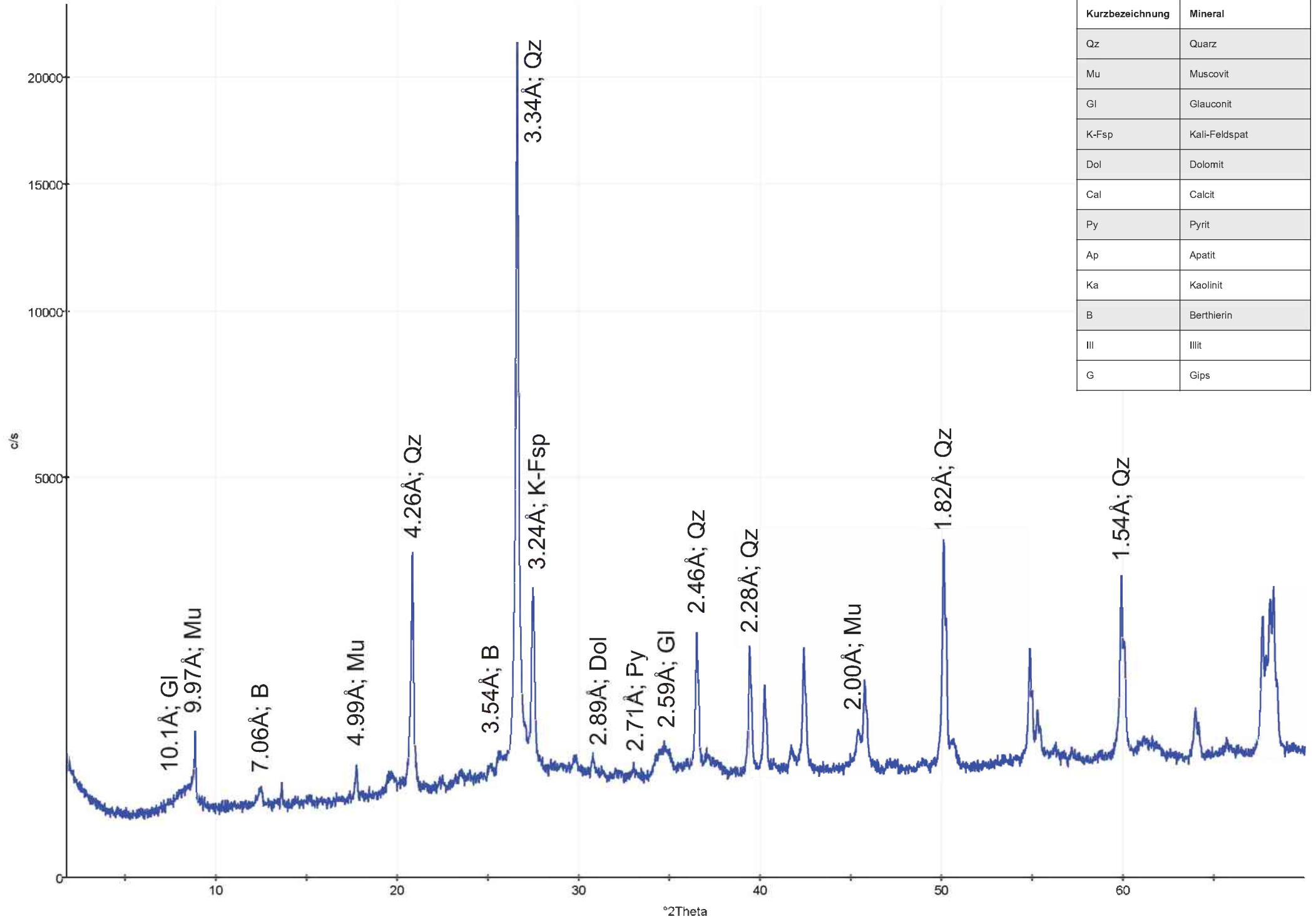
Datum: 03.Sept.2014



Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips

# X-Ray Analysis: B4-6

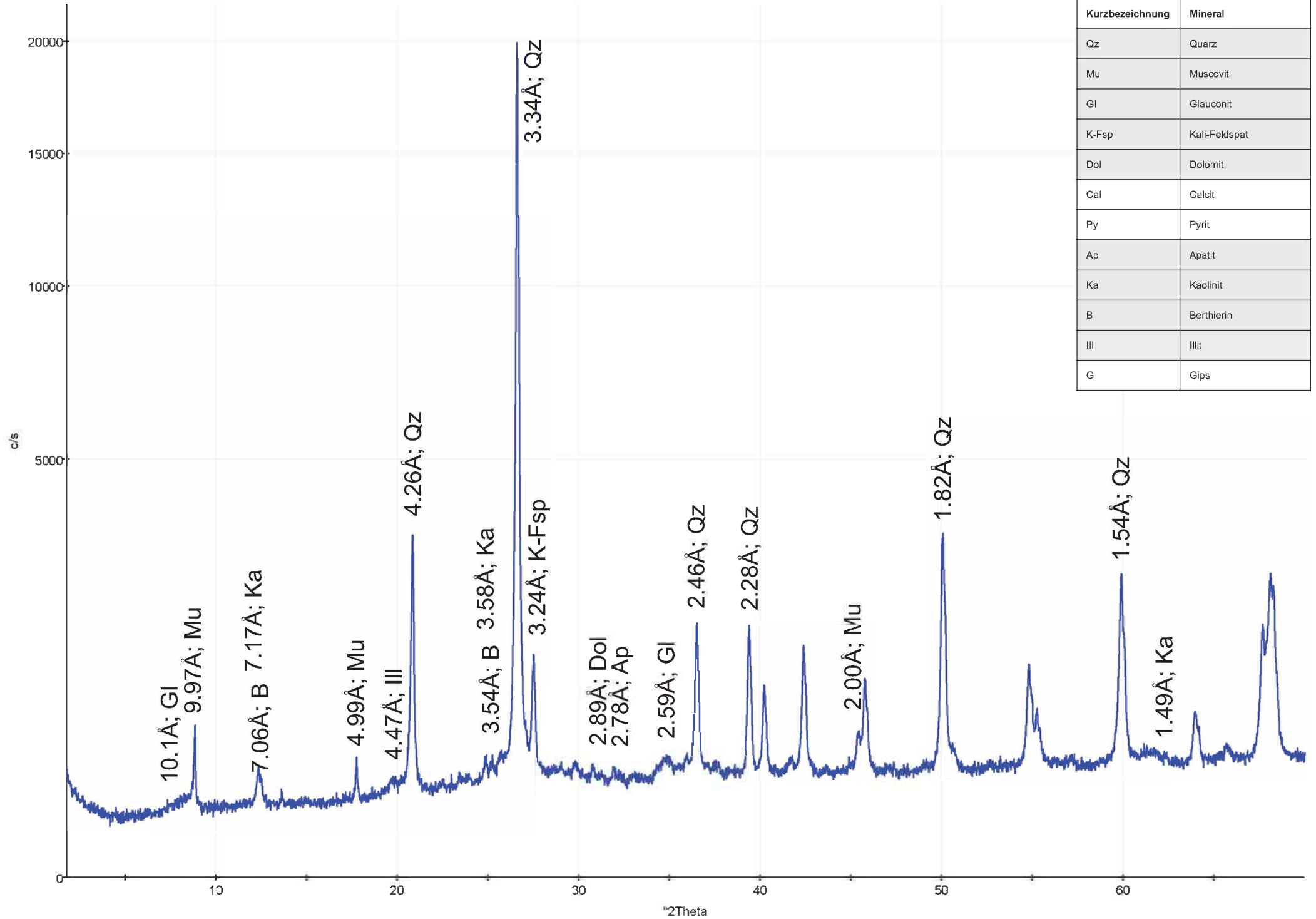
Datum: 03.Sept.2014



Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips

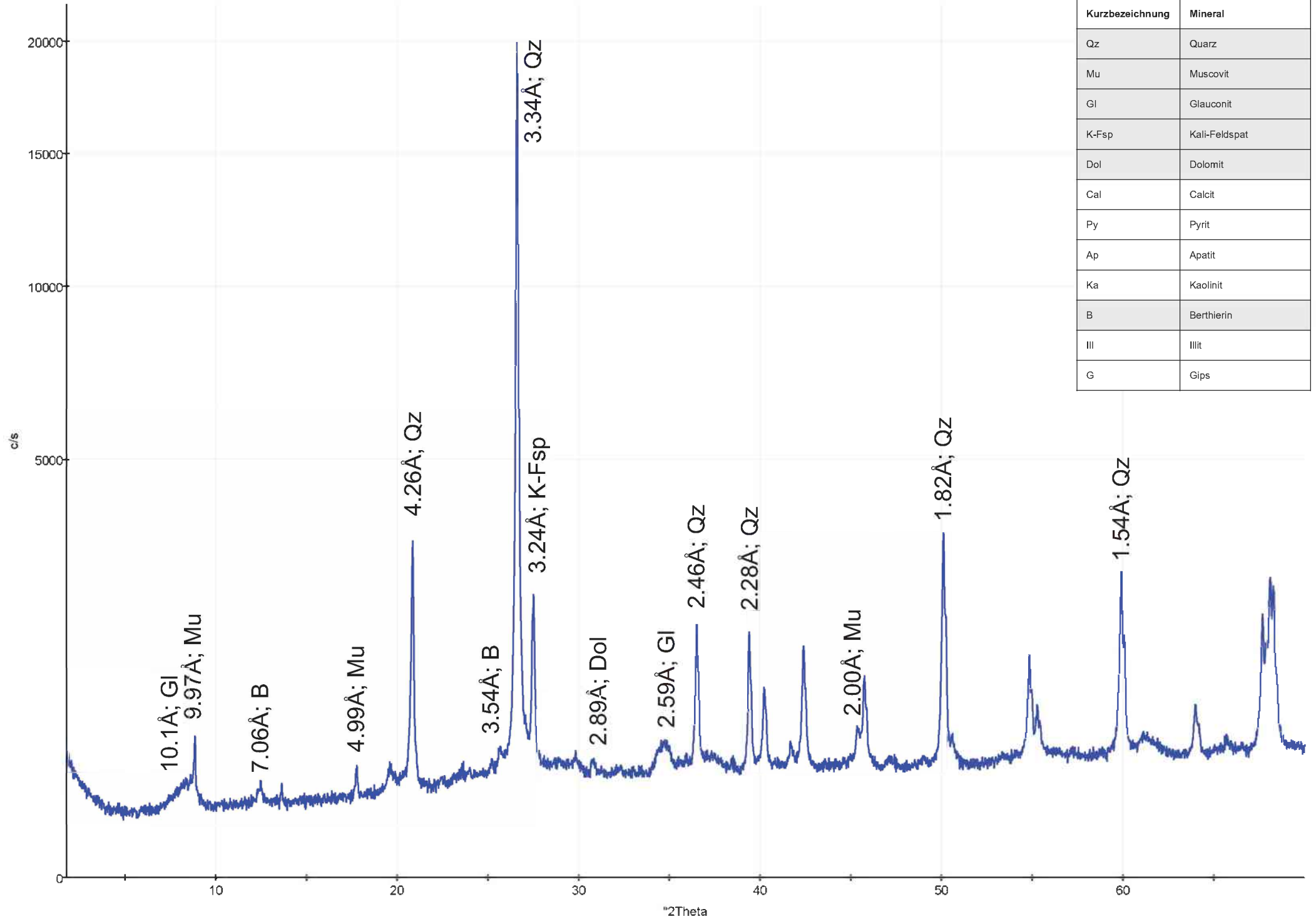
# X-Ray Analysis: B4-7

Datum: 03.Sept.2014



# X-Ray Analysis: B4-8

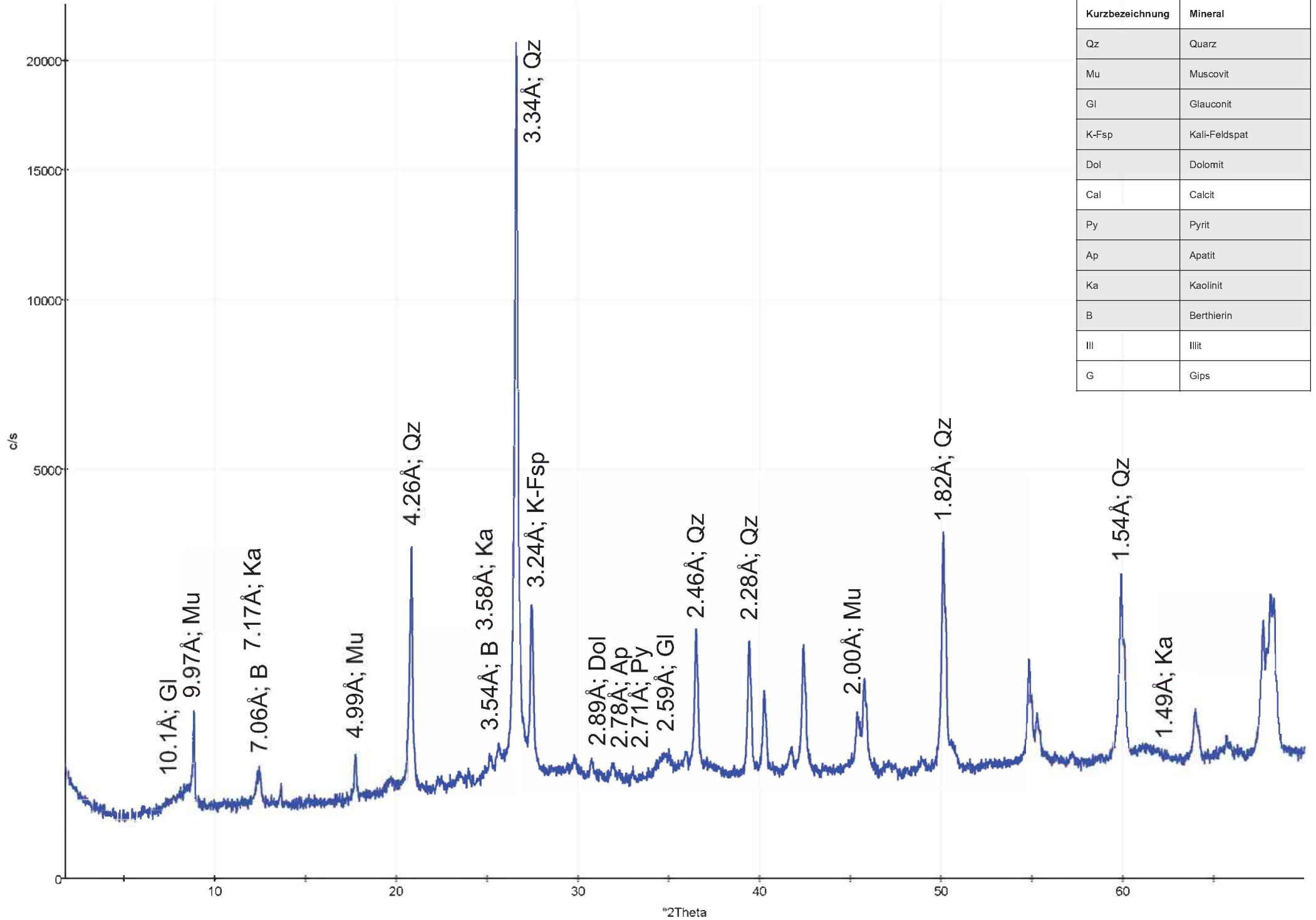
Datum: 03.Sept.2014



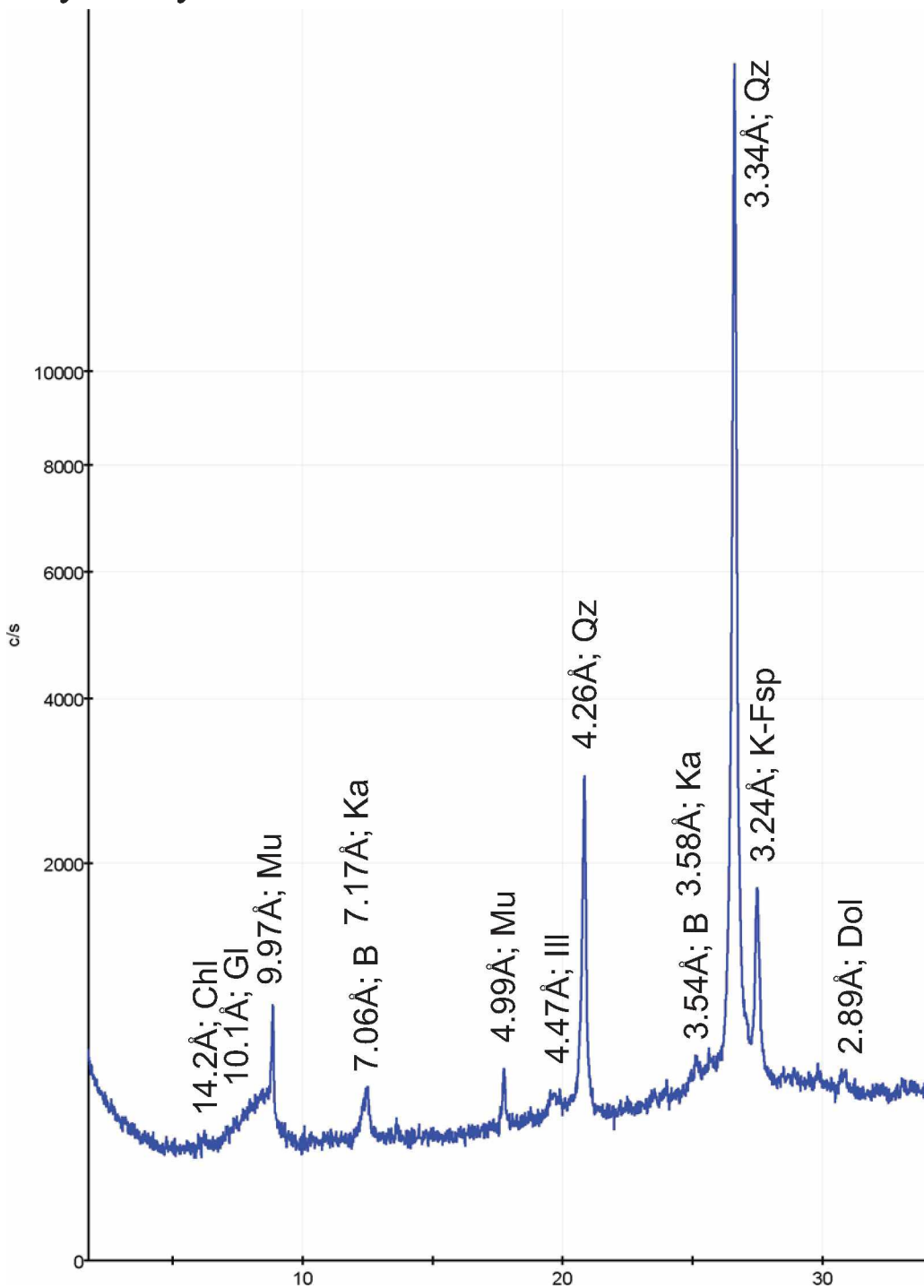


# X-Ray Analysis: B4-9

Datum: 03.Sept.2014

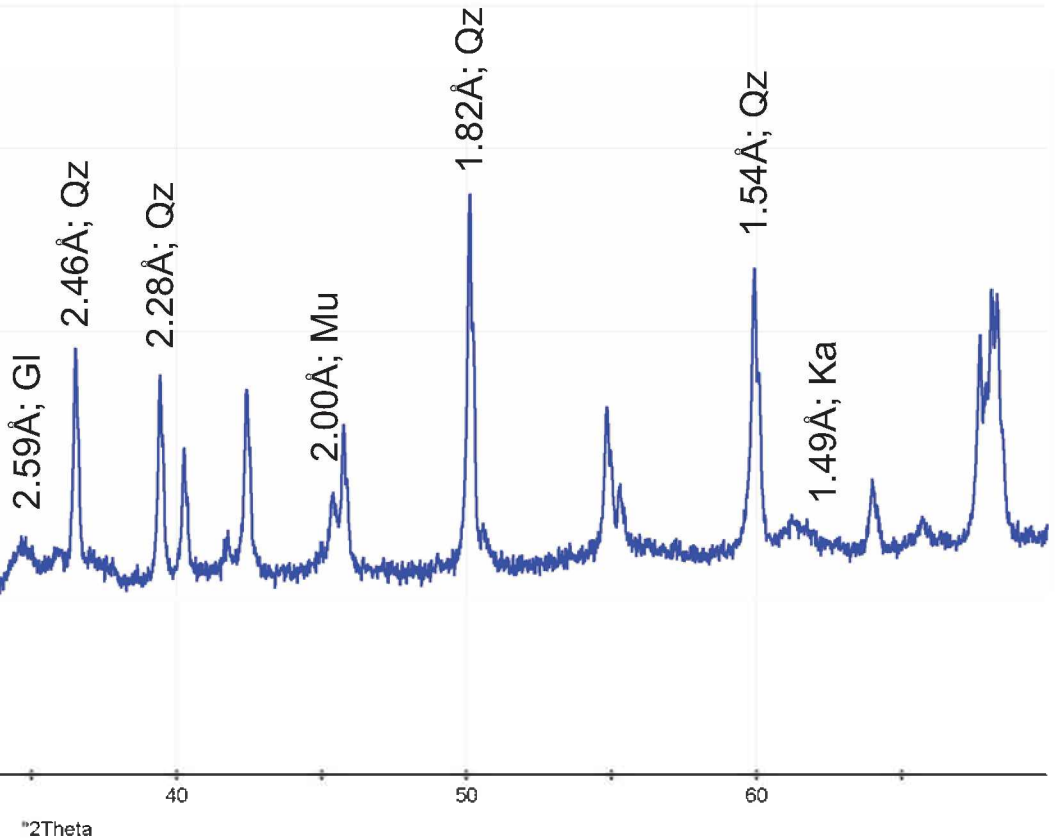


# X-Ray Analysis: B4-10

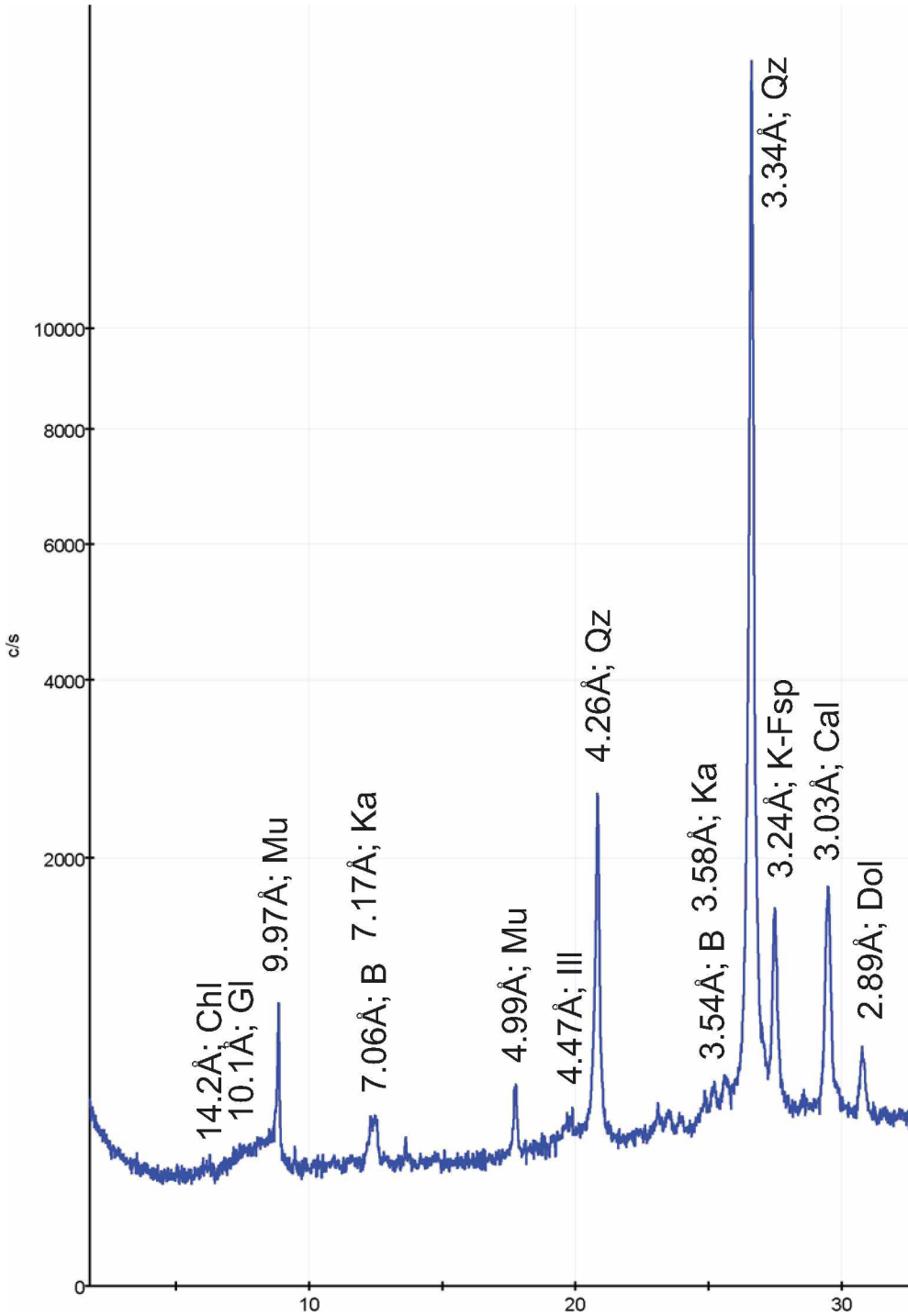


Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips



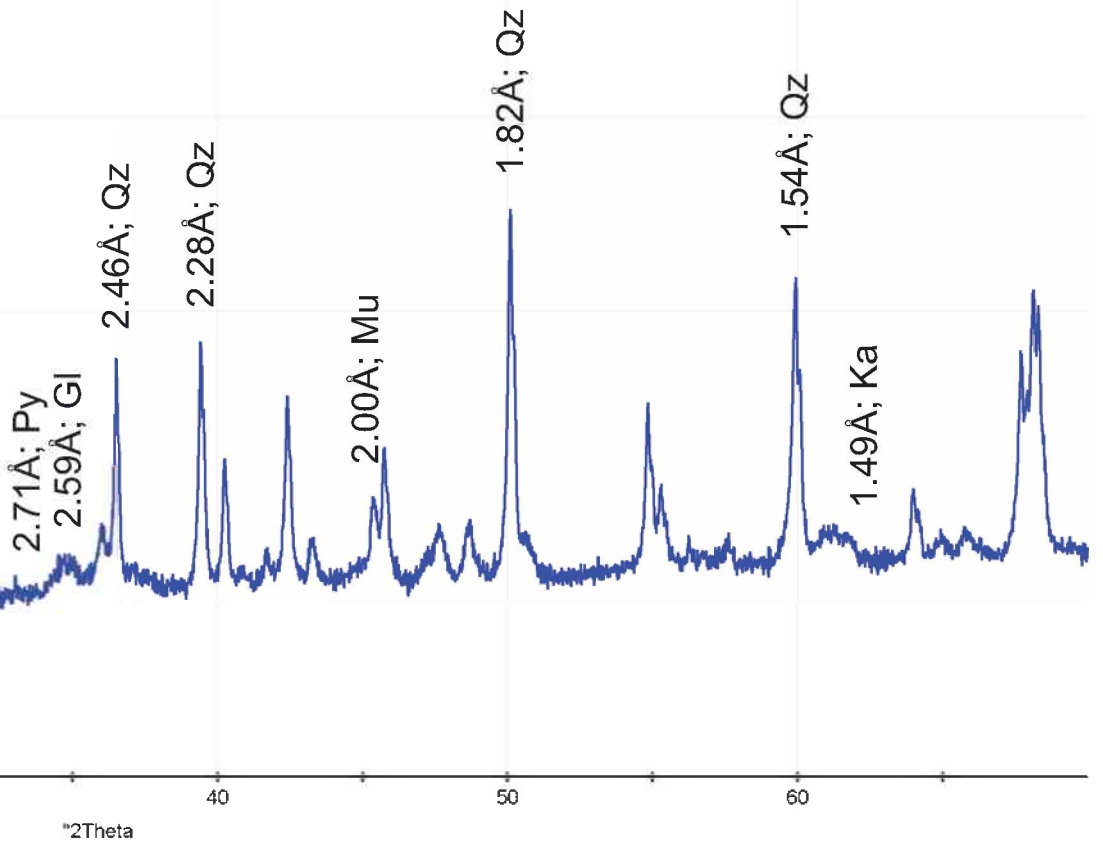
# X-Ray Analysis: B4-11

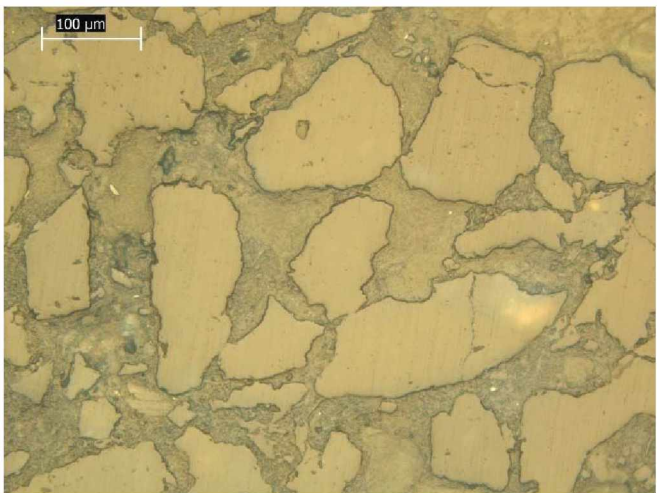
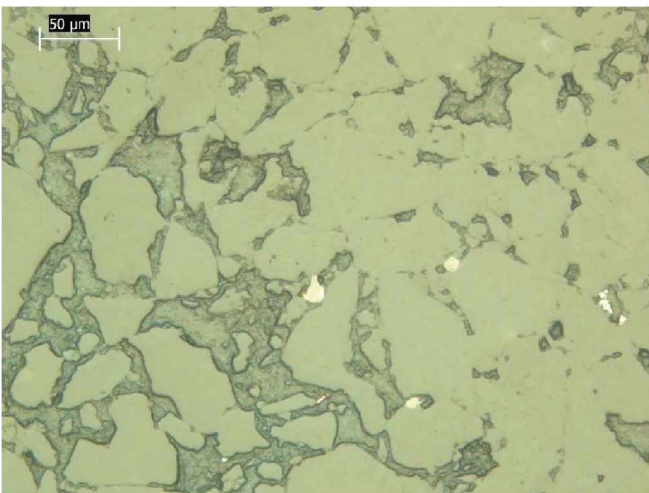
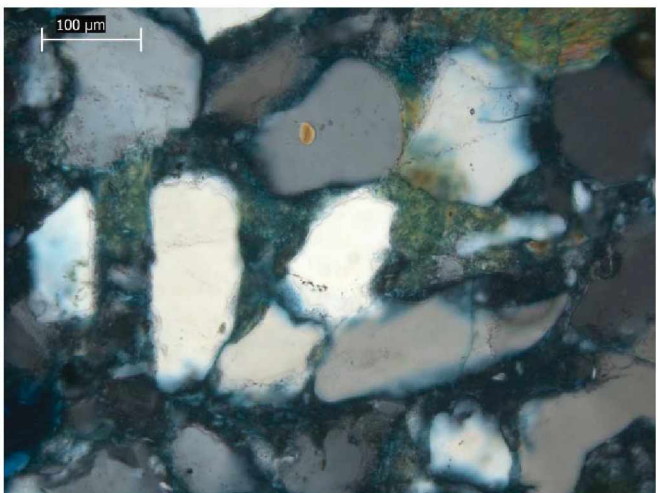
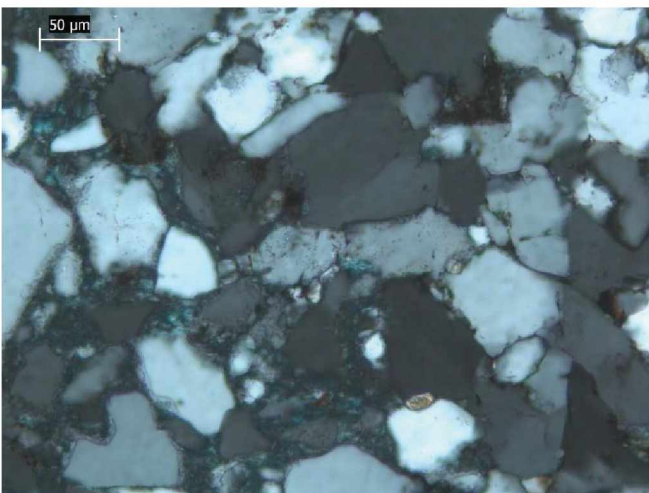
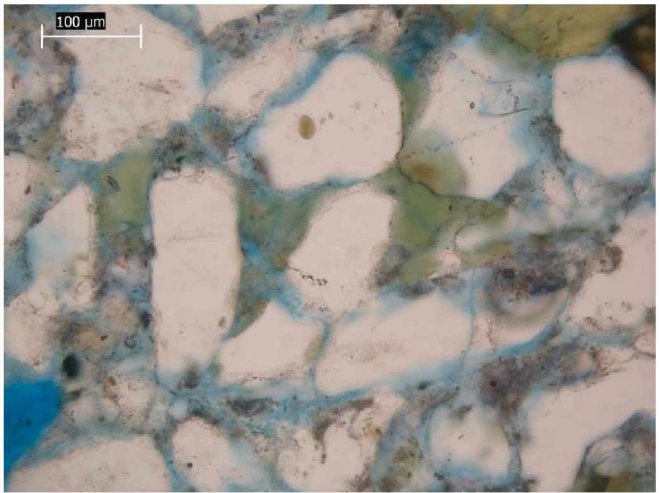
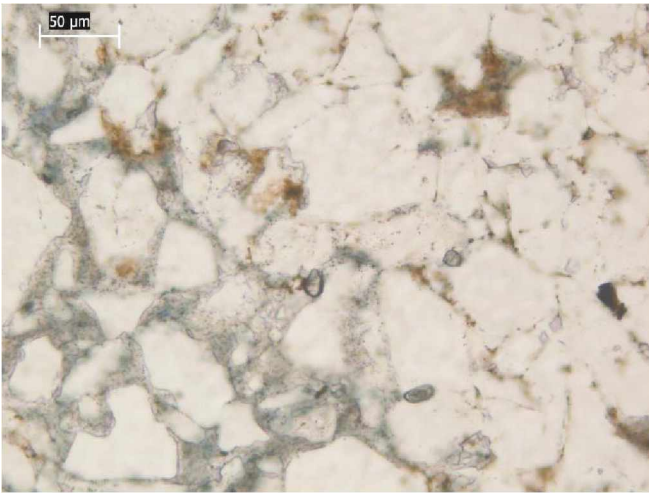




Datum: 03.Sept.2014

Kurzbezeichnung	Mineral
Qz	Quarz
Mu	Muscovit
Gl	Glauconit
K-Fsp	Kali-Feldspat
Dol	Dolomit
Cal	Calcit
Py	Pyrit
Ap	Apatit
Ka	Kaolinit
B	Berthierin
Ill	Illit
G	Gips





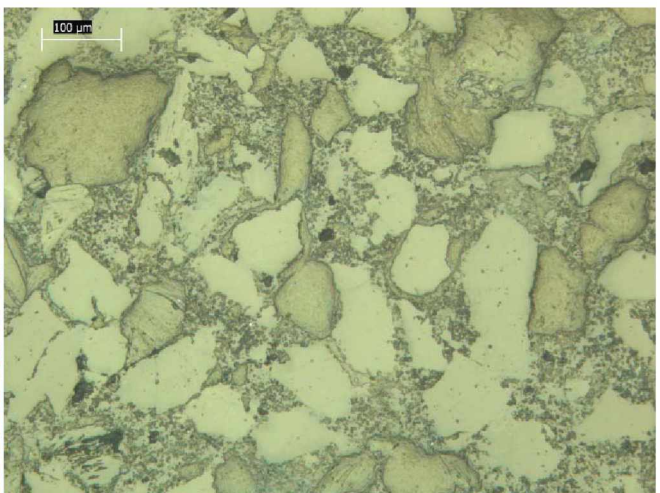
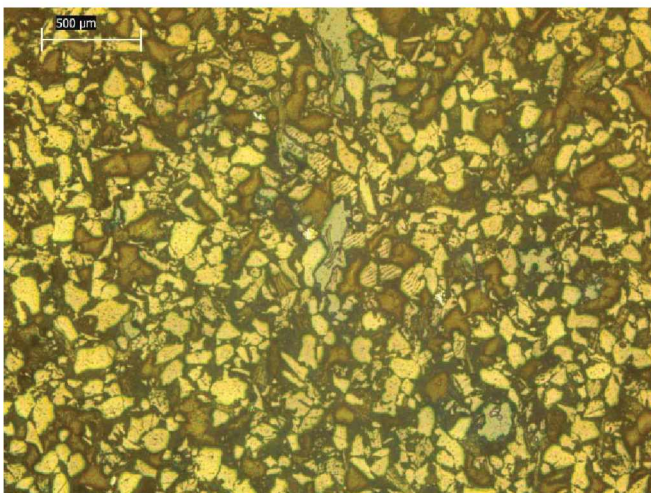
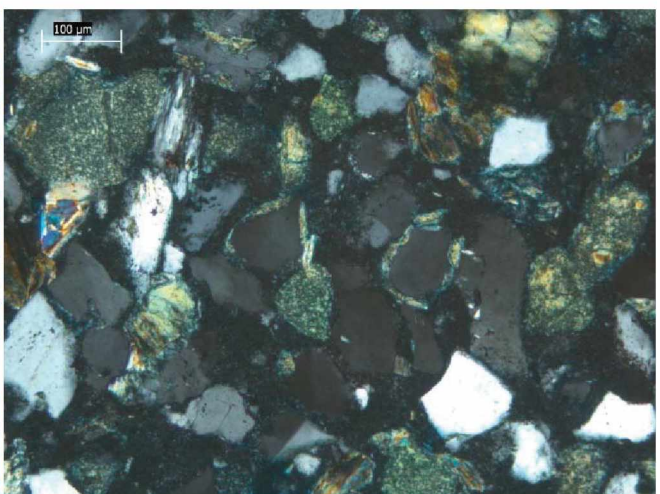
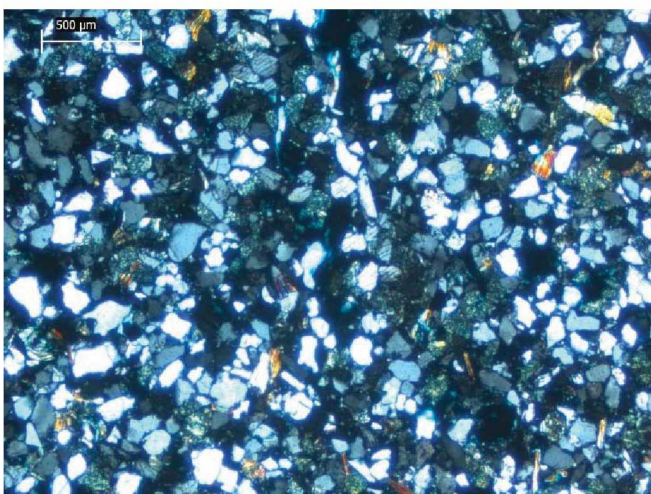
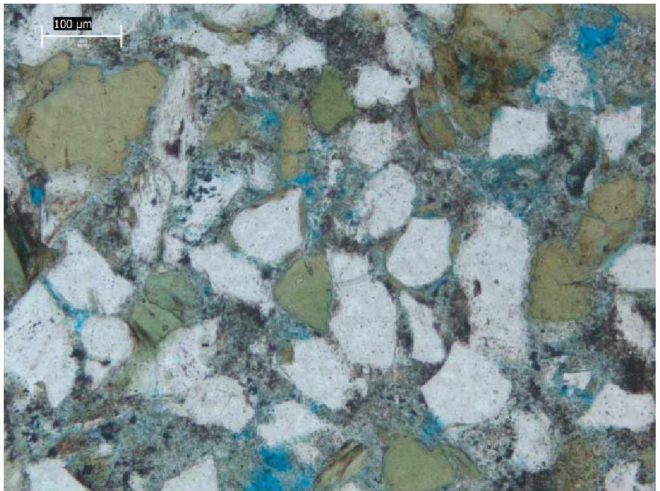
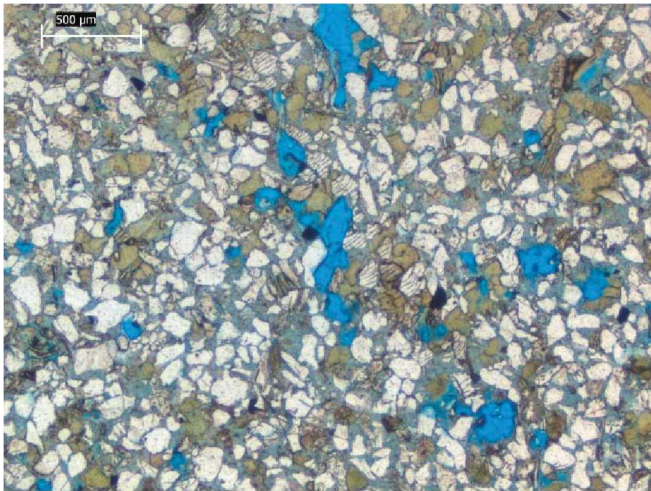
**B1-1**

Stärker zementierter Bereich im linken oberen Eck. Die Probe ist hauptsächlich aus Quarz und toniger Porenfüllung aufgebaut.

**B1-2**

Leicht deformierter Glaukonit in der Mitte des Bildes. Anwachssäume um einige Quarzkörner sind zu erkennen.





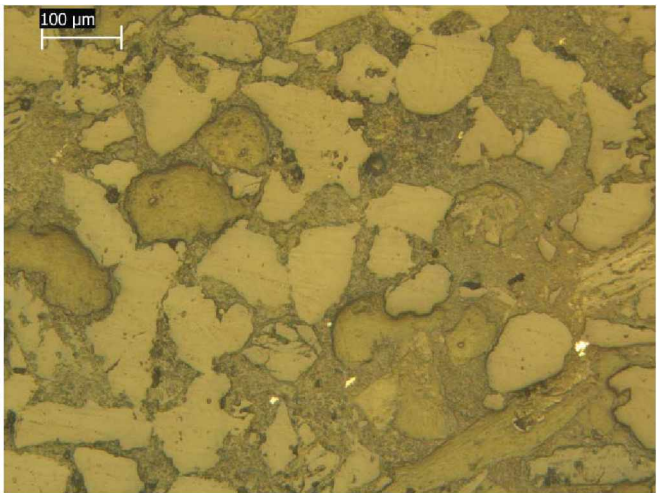
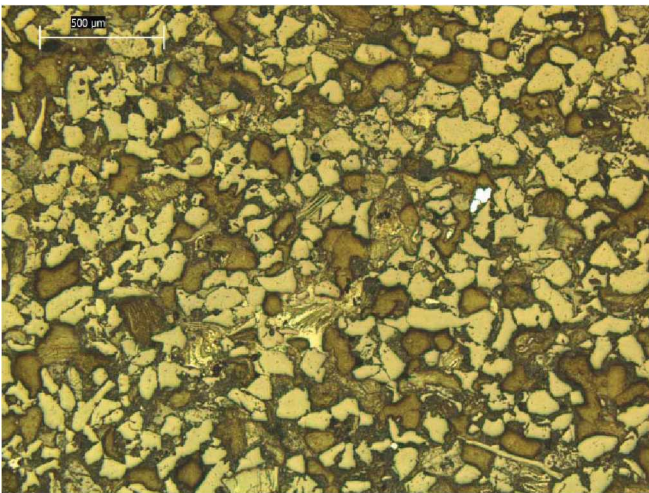
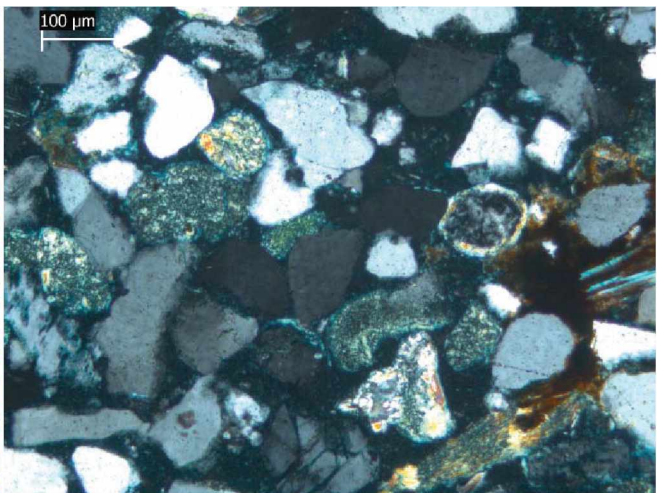
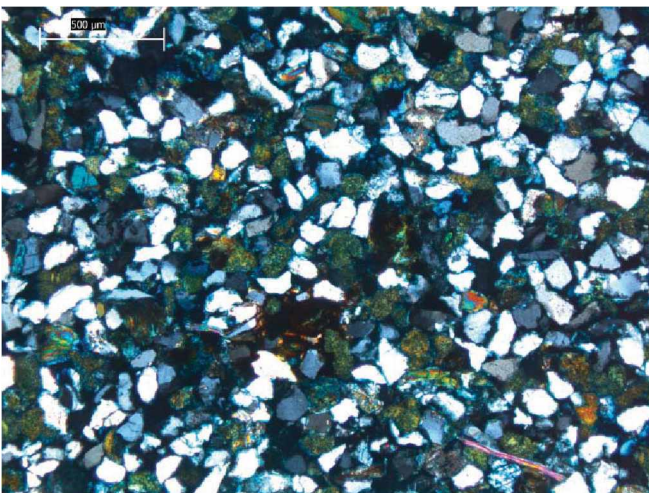
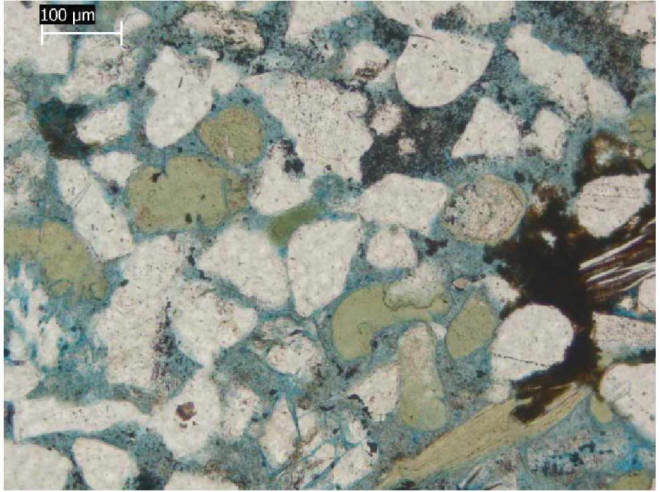
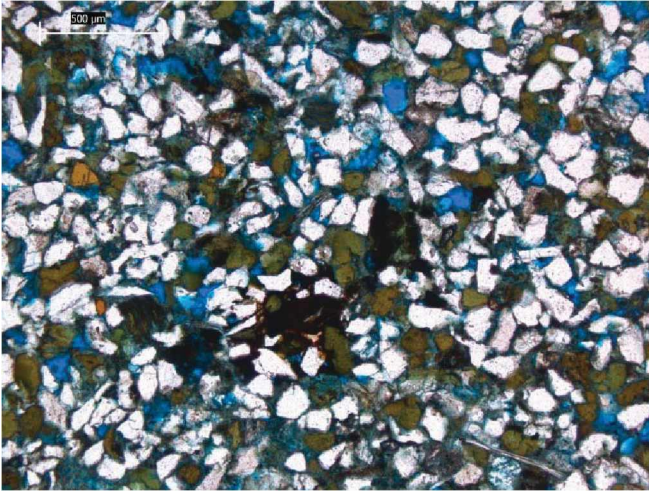
B1-3

Teilweise zerbrochene Quarzkörner. Makroporosität könnte auf Schliffpräparation zurückzuführen sein.

B1-4

Tonmineralsaum um Quarz- oder Feldspatkörner im Zentrum des Bildes.





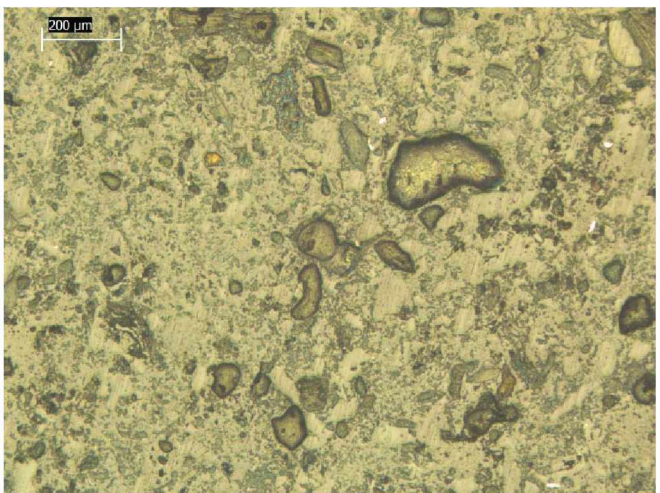
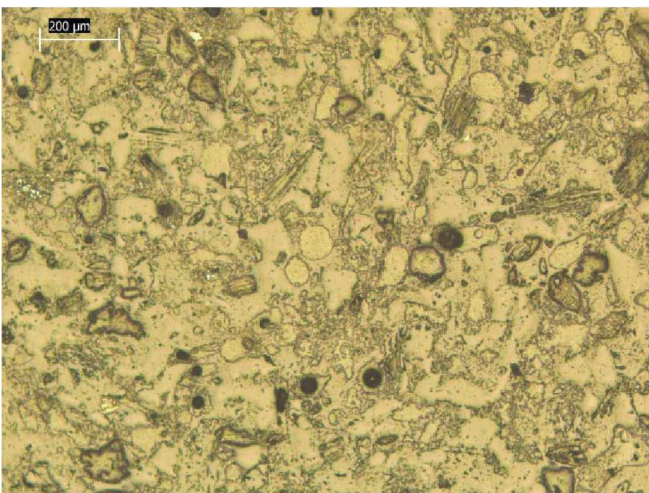
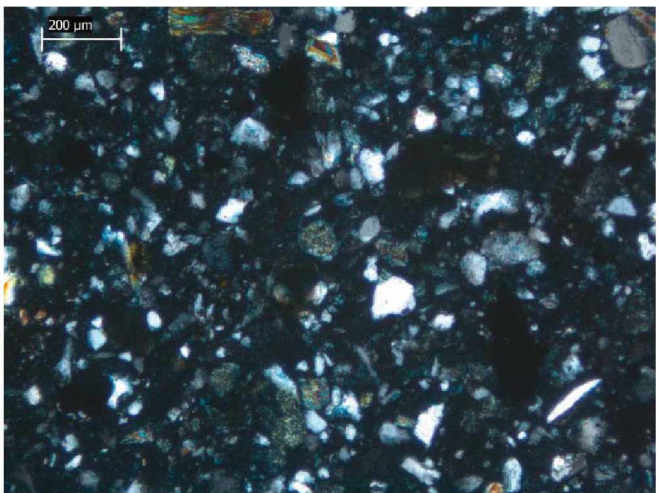
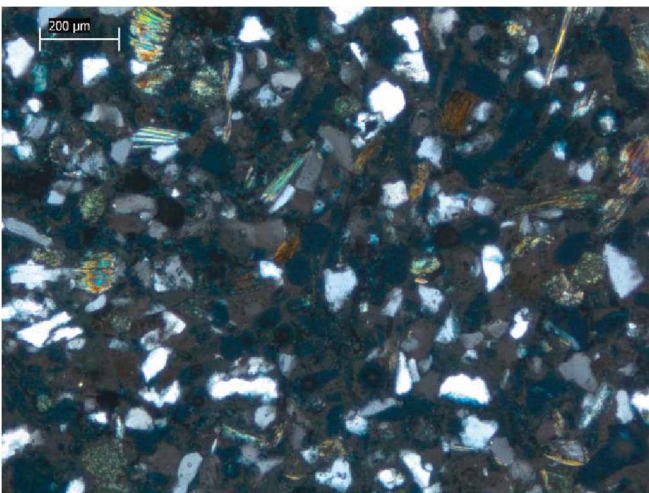
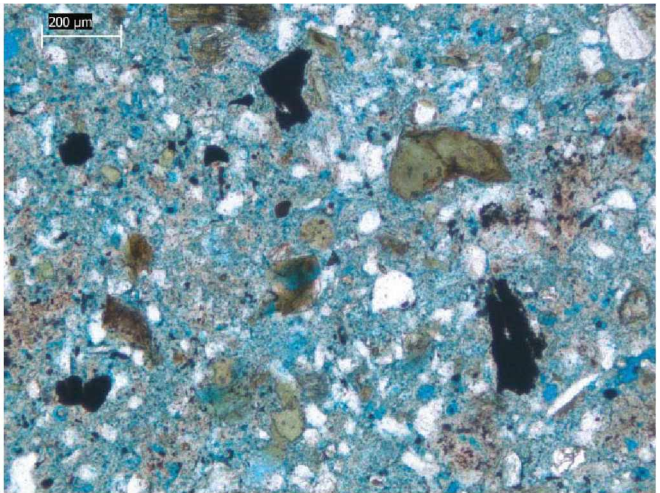
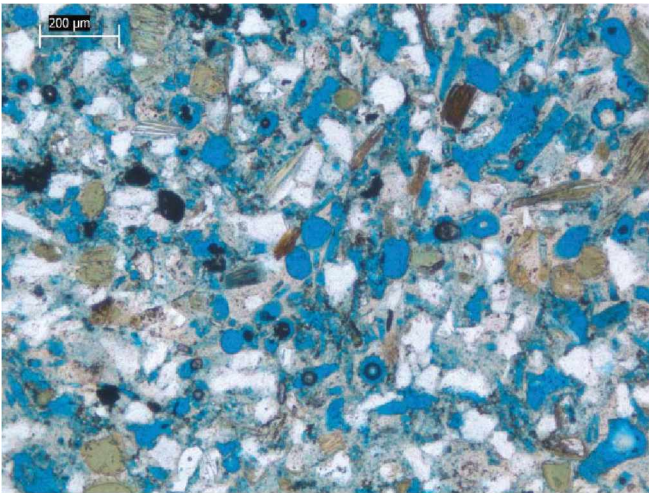
B1-5

Rostrote Oxidationserscheinungen mit wolkiger Ausbildung. Bräunliche Alteration der Gaukonitkörner.

B1-6

Lösung des Feldspatkorns auf der rechten Seite des Bildes. Oxidationserscheinung ist zu erkennen. Ein Tonmineralsaum bildete sich um einige Körner.





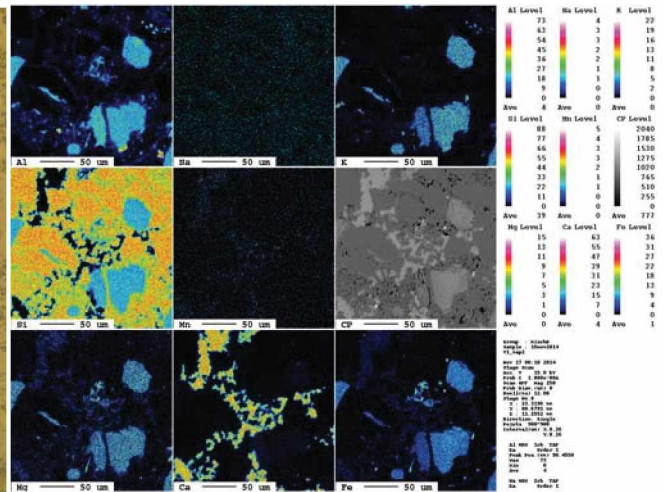
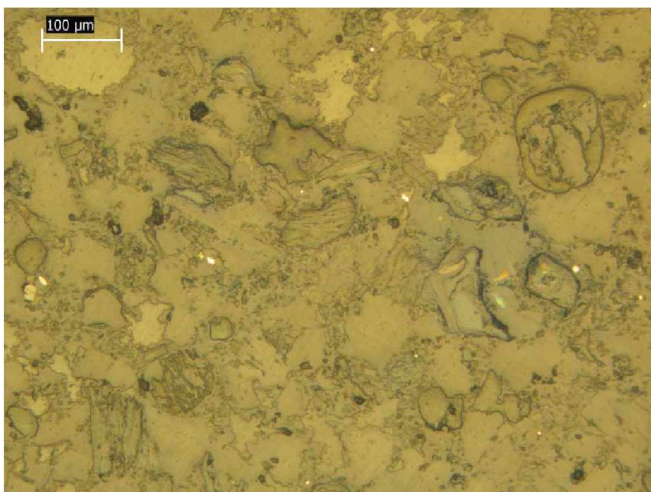
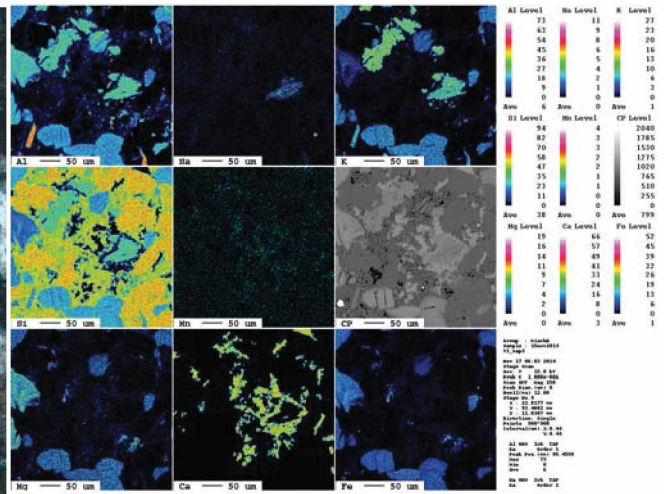
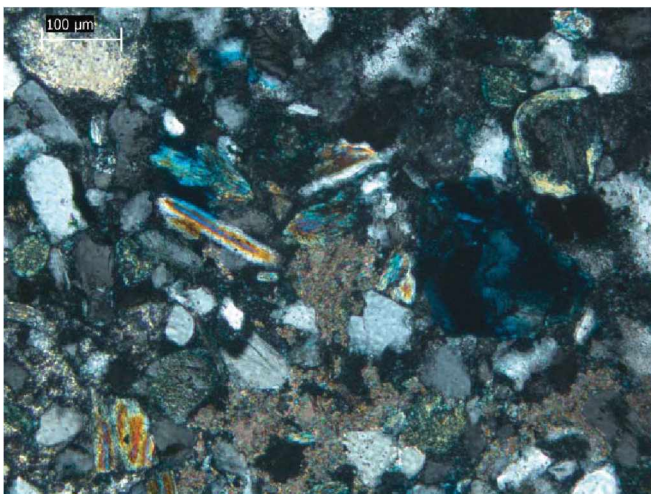
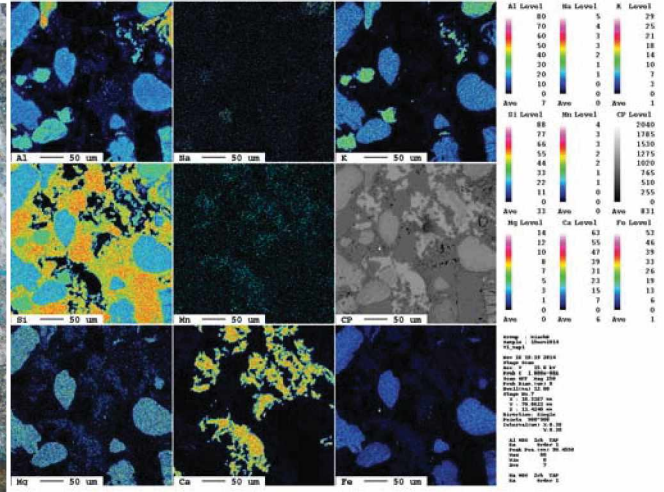
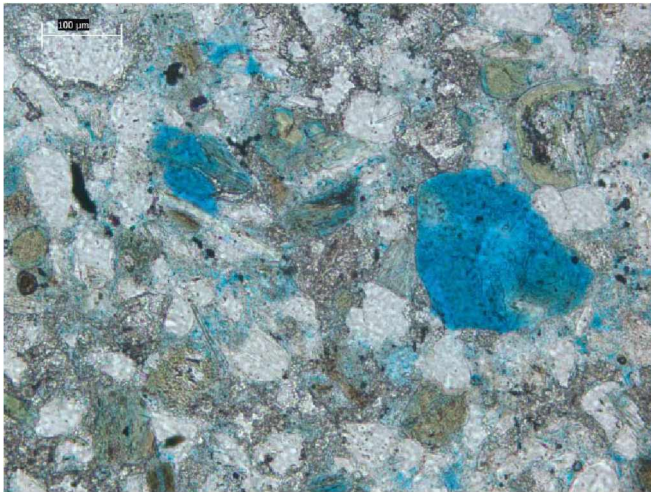
B1-7

Die starke Lösung von Porenfüllung und Mineralkörnern bildete Makroporosität. Teilweise könnte diese jedoch auf die Schliffpräparation zurückzuführen sein.

B1-8

Es zeigt sich ein matrixgestütztes Gefüge und der Anteil der Mineralkörner ist deutlich verringert.





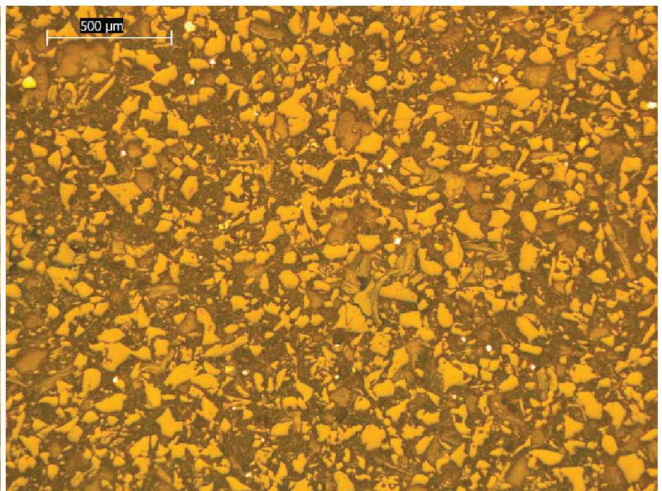
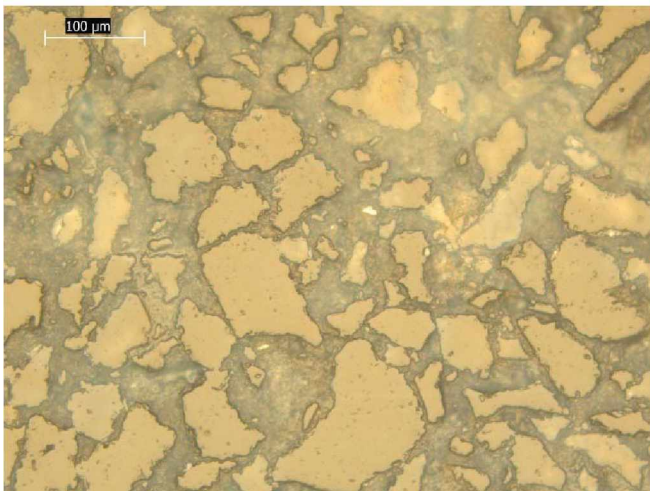
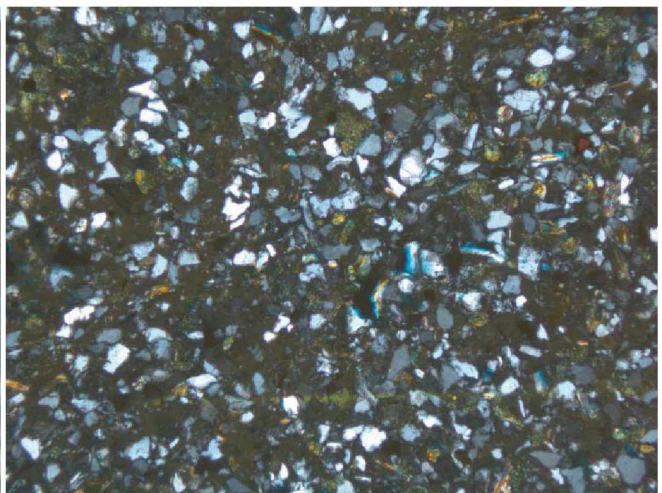
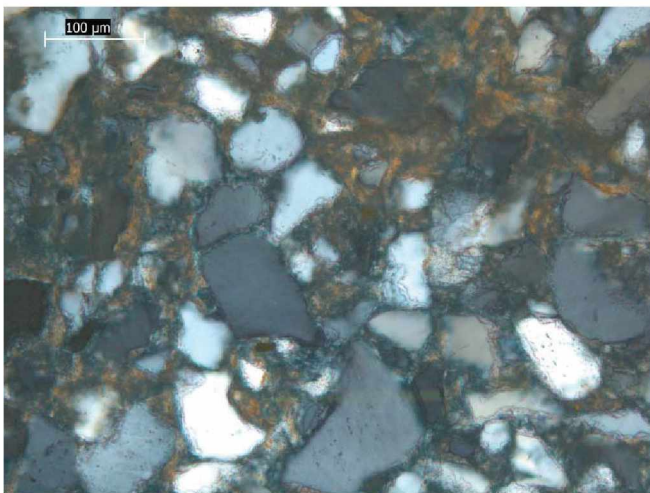
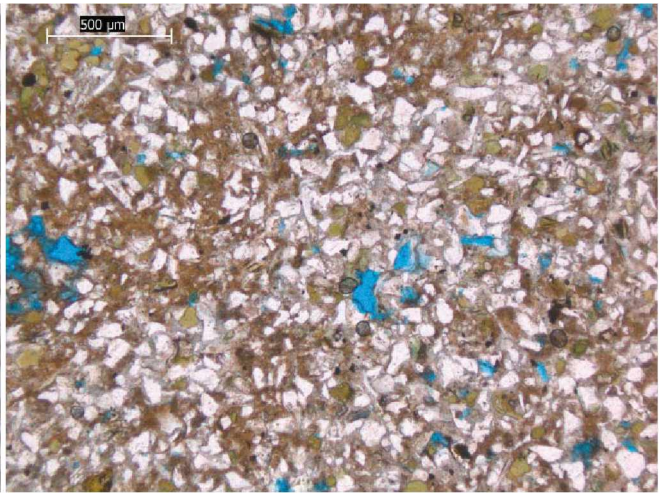
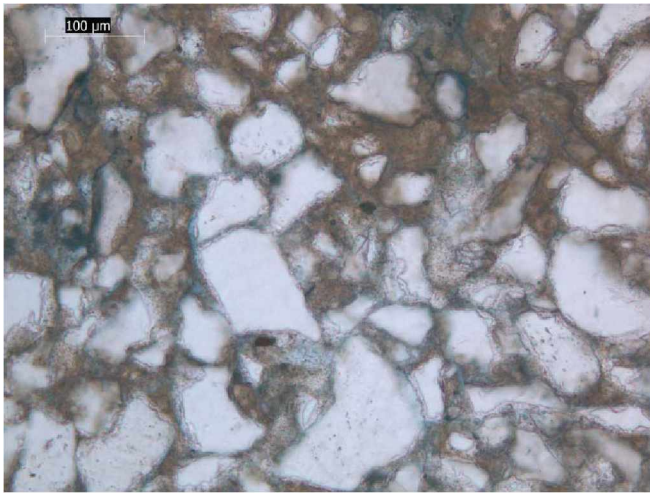
B1-9

Es ist eine Zementation durch Calcit zu sehen, welche den Porenraum verfüllt, weshalb kaum Makroporosität sichtbar ist.

B1-9

Elektronenstrahlmikrosondenaufnahme und Element-Mapping zeigen die Zementation durch Calcit sowie durch Quarz.





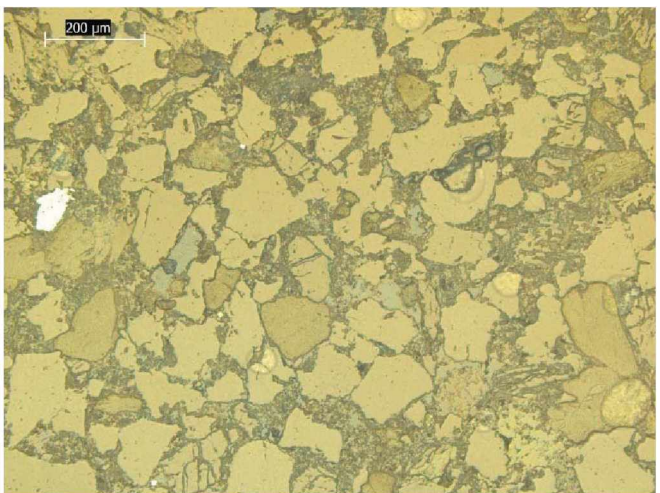
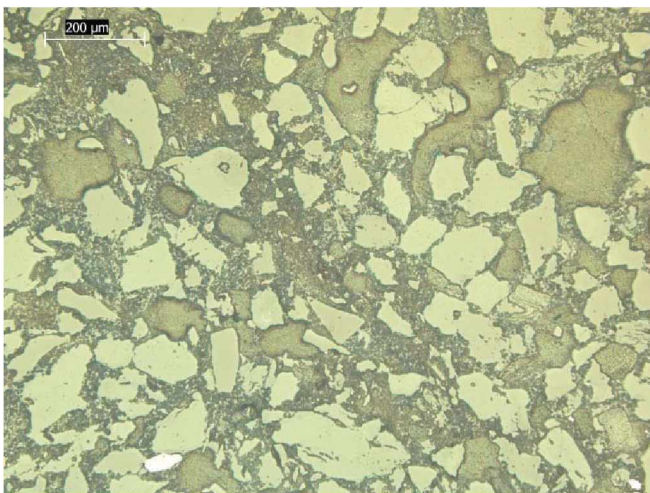
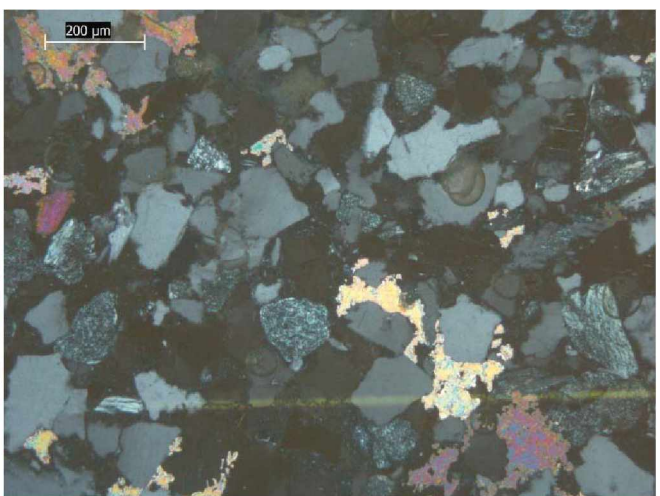
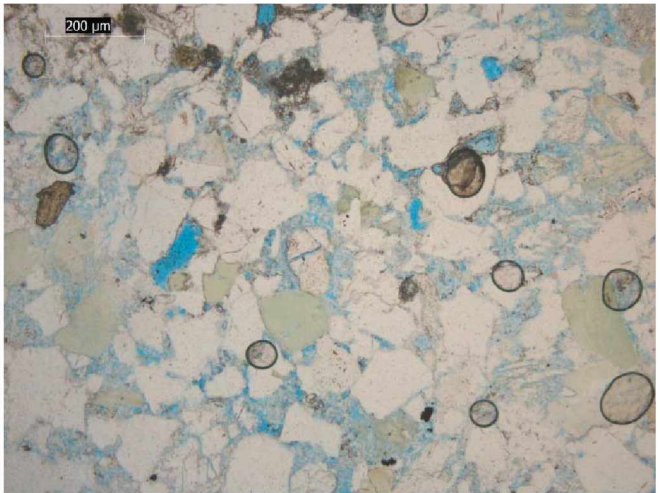
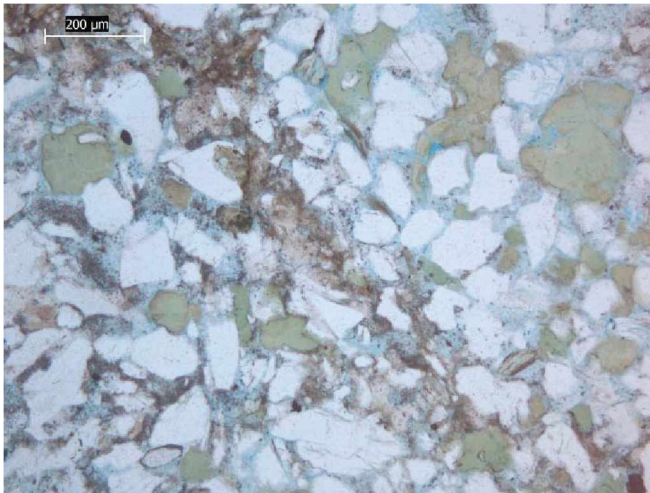
B2-1

Die Zusammensetzung beschränkt sich auf Quarz und die tonige Porenfüllung. Anwachssäume um die Quarzkörner sind zu erkennen.

B2-2

Probe mit hohem Tonmineralanteil und moderatem Anteil an Makroporosität. Glaukonit zeigt bräunliche Alterationserscheinungen.





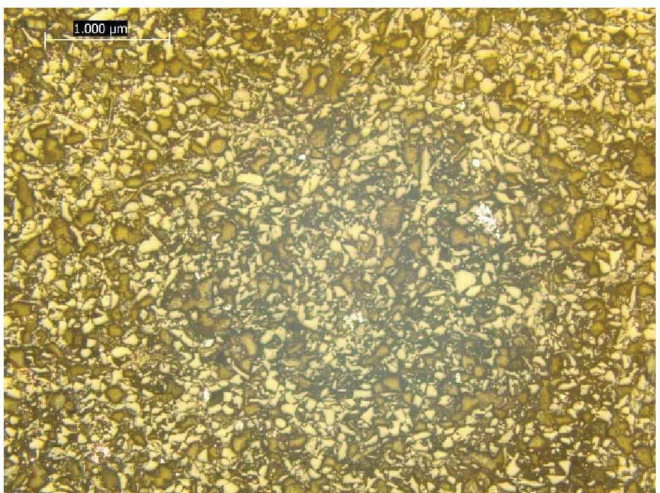
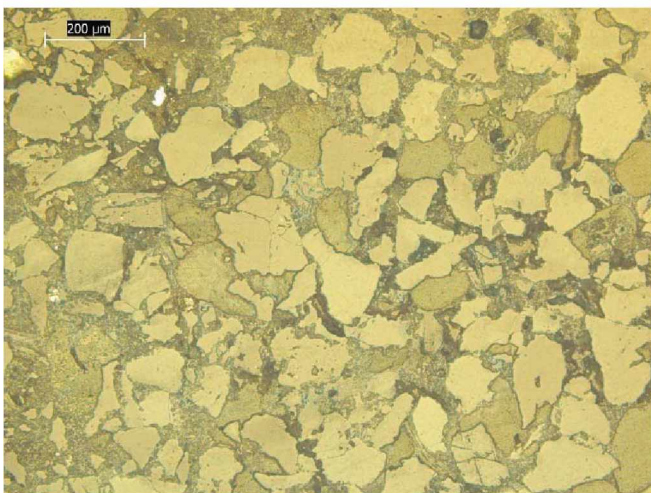
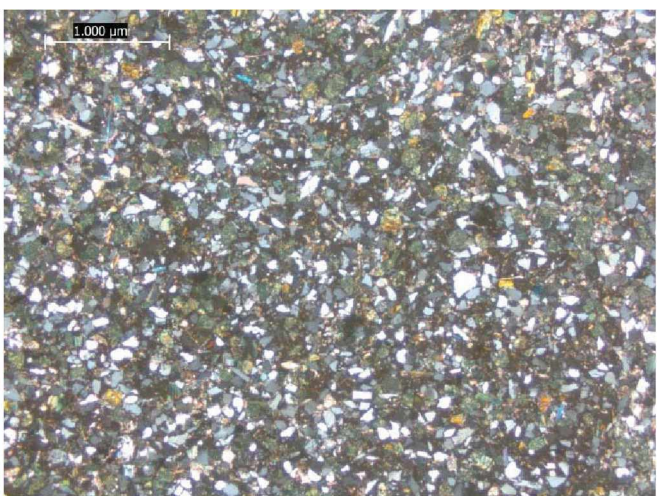
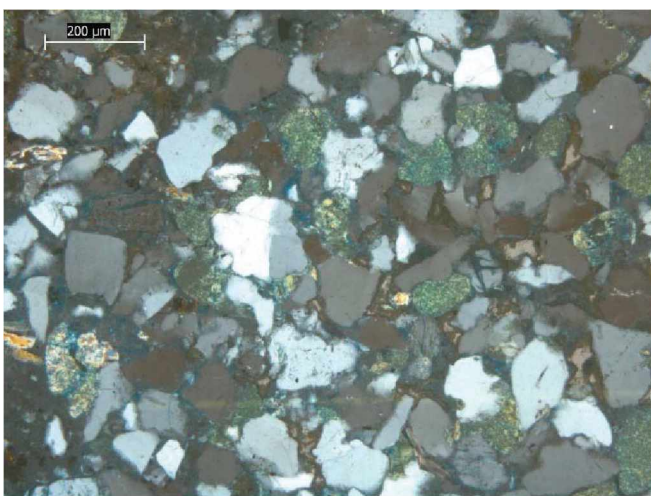
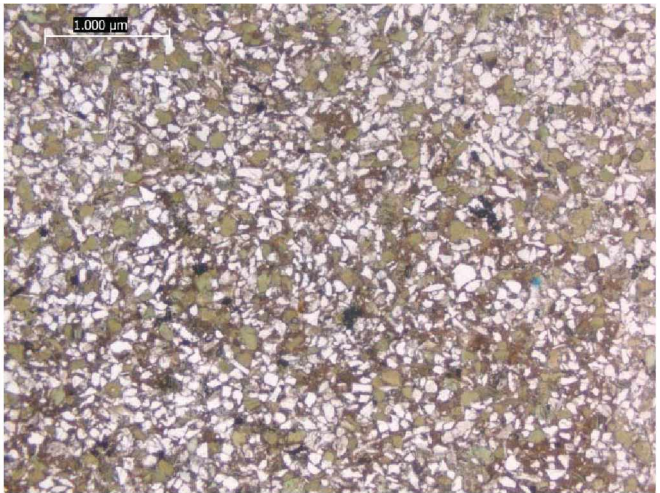
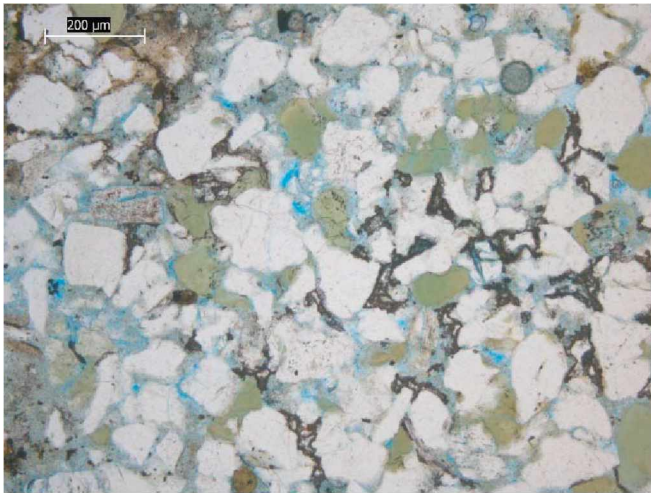
B2-3

Glaukonitkörner im rechten oberen Bereich des Bildes weisen leichte Deformation auf. Hoher Anteil an Tonmineralen in einem Band in der Mitte des Schliffes.

B2-4

Teilweise Zementation der Probe durch Calcit. Es existieren einzelne Bereiche, die unterschiedlich auslöschten.





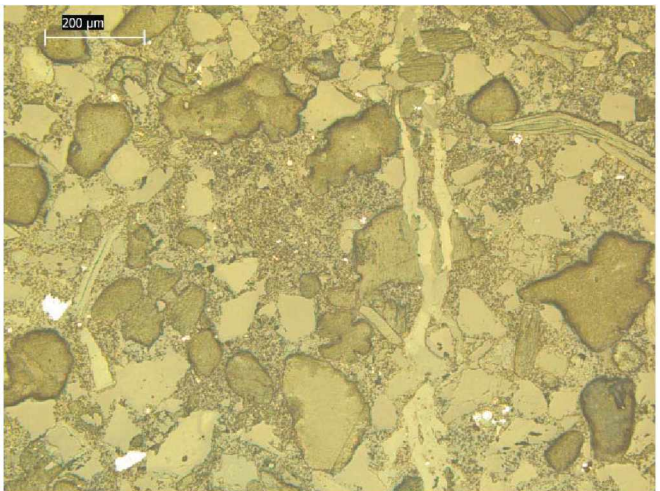
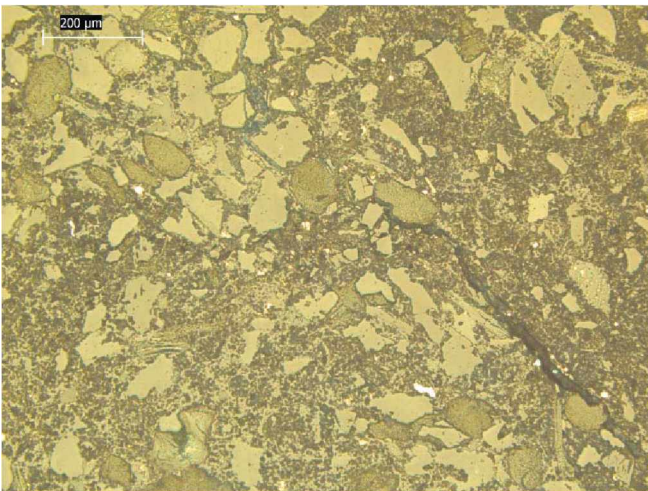
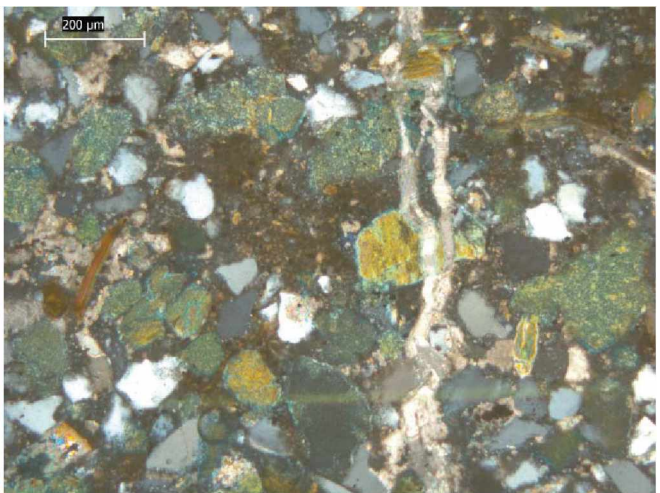
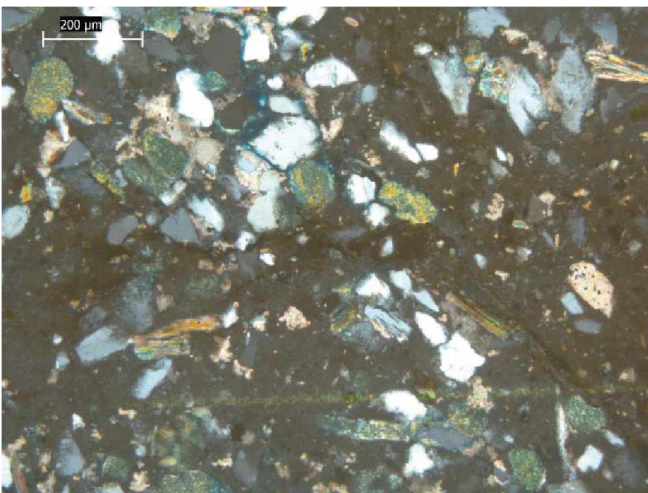
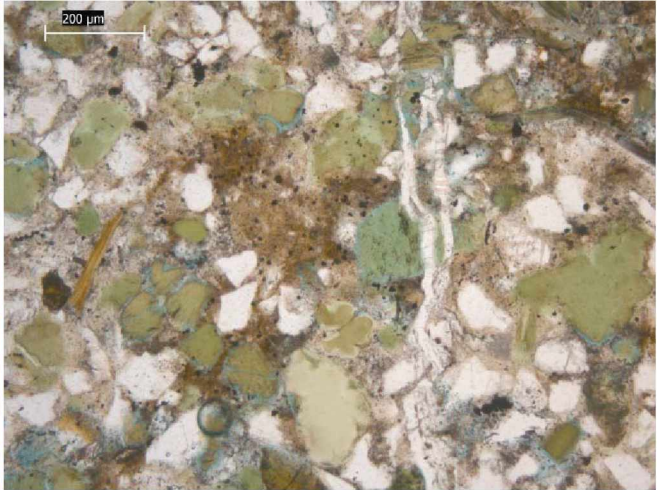
B2-5

Es zeigt sich eine opake Füllung des Porenraumes, welche jedoch in der Auflichtaufnahme keine starke Reflexion aufweist.

B2-6

Korngestütztes Gefüge mit geringer Makroporosität.





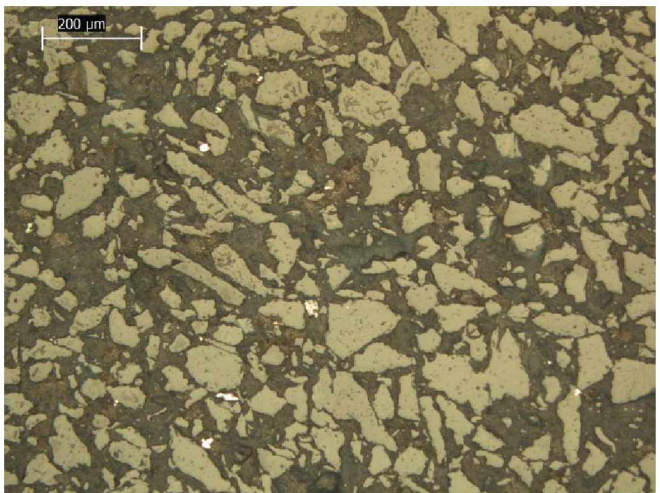
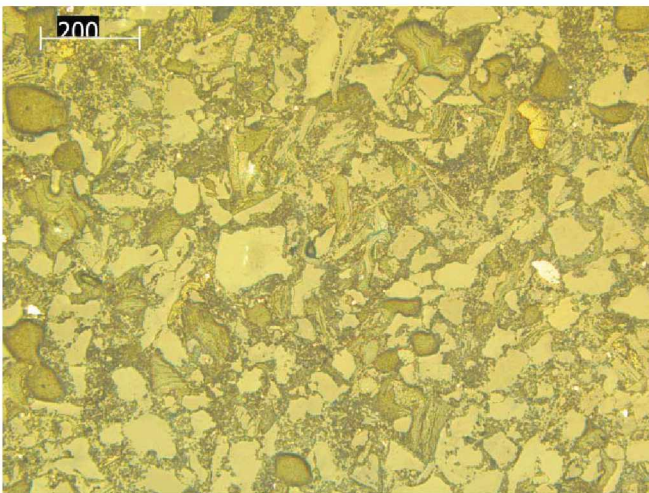
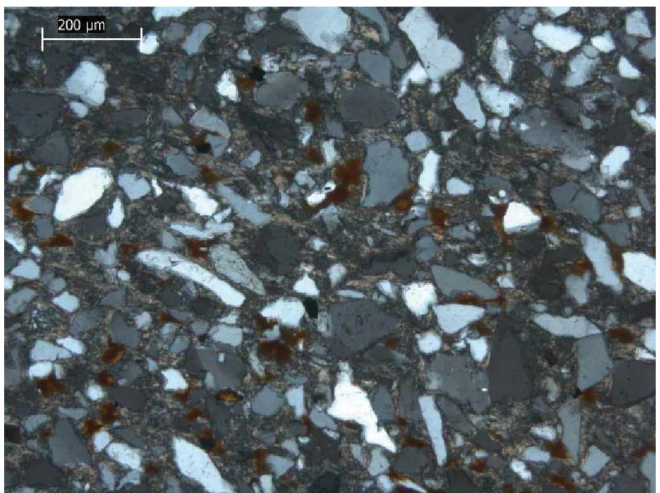
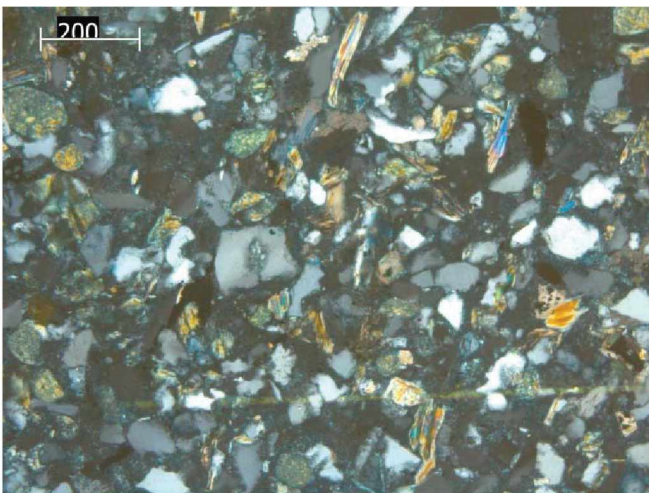
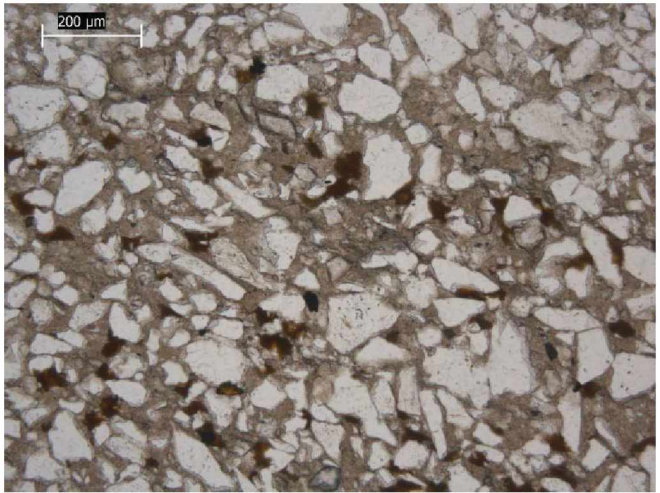
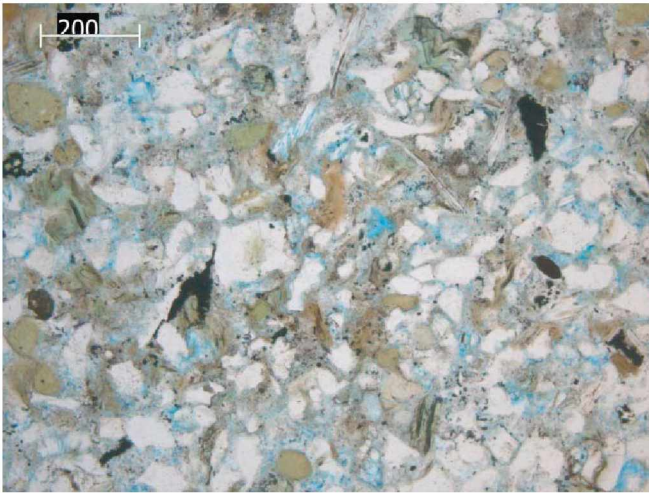
### B2-7

Die Probe zeigt ein matrixgestütztes Gefüge und weist nur einen vergleichsweise geringen Anteil an Mineralkörnern auf. Es zeigt sich eine durch Tonminerale verschlossene Kluft.

### B2-8

Die Kluft in dieser Probe ist durch Calcit zementiert. Sie zeigt einen anderen Auslöschungswinkel, verglichen mit dem übrigen, in der Probe auftretenden Calcit.





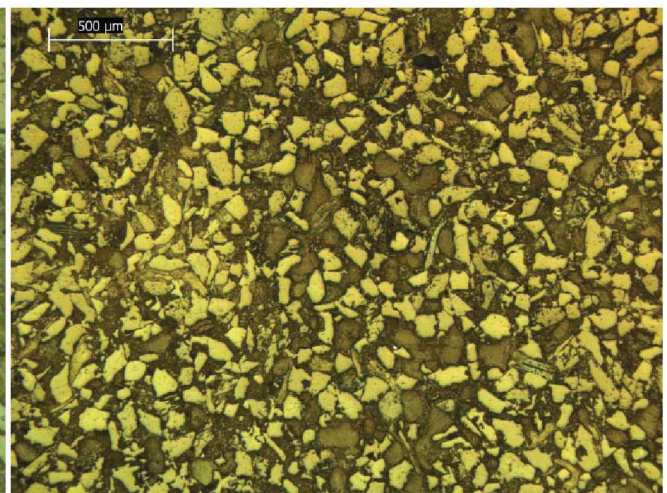
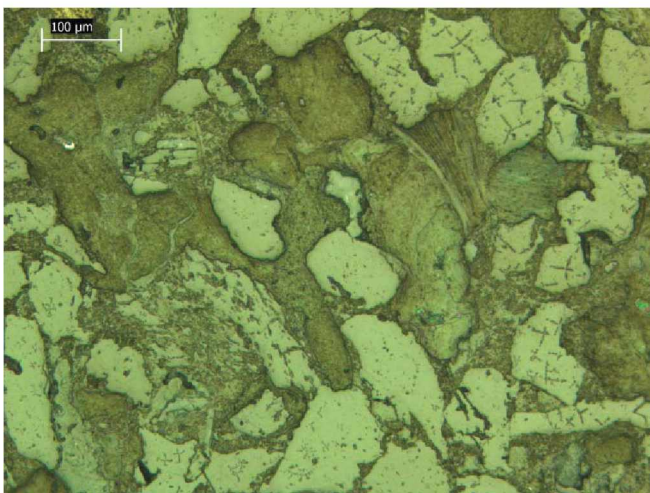
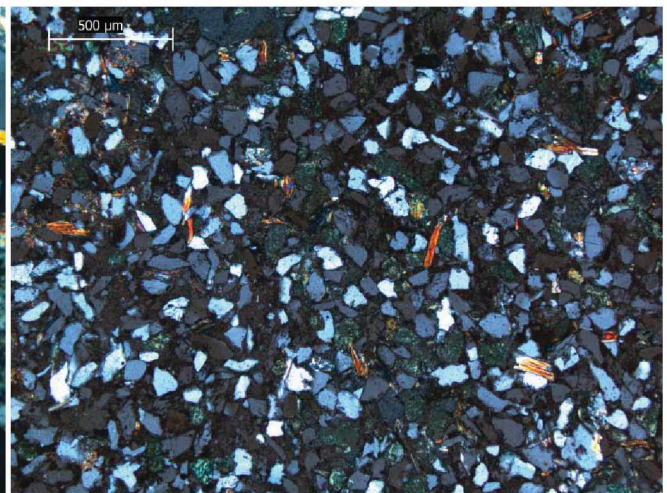
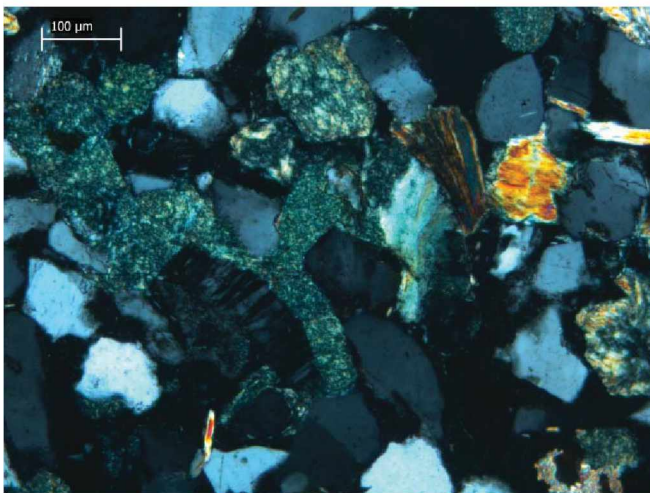
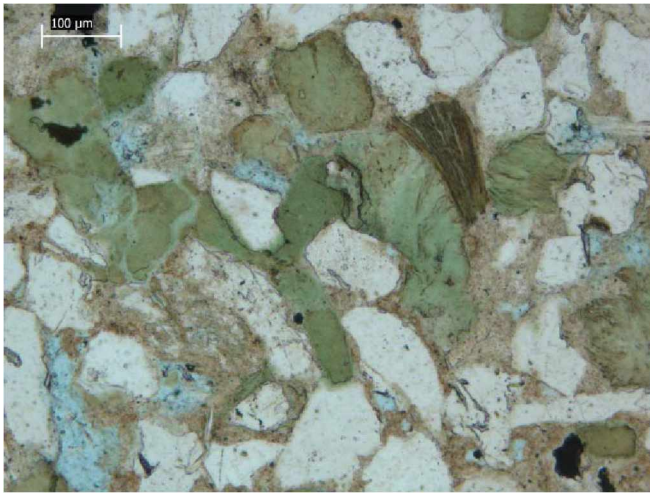
B2-9

Sandstein mit geringem Anteil an Calcit-Zementation. Der restliche Porenraum weist geringe Makroporosität auf und ist durch Tonminerale und Quarz verfüllt.

B3-1

Auffällig sind die roten Oxidationserscheinungen innerhalb der tonigen Porenfüllung.





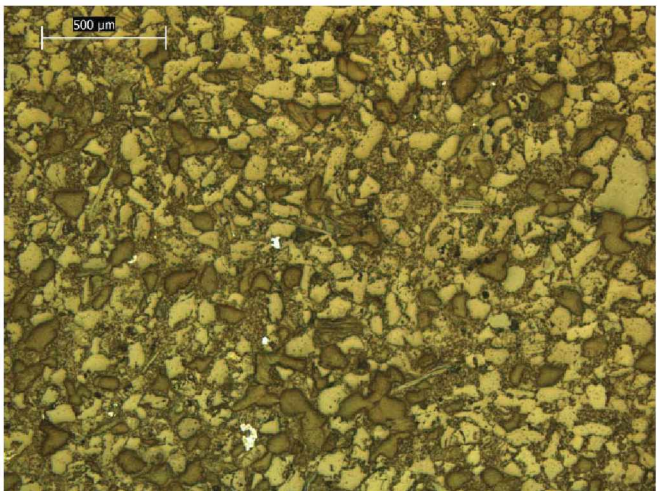
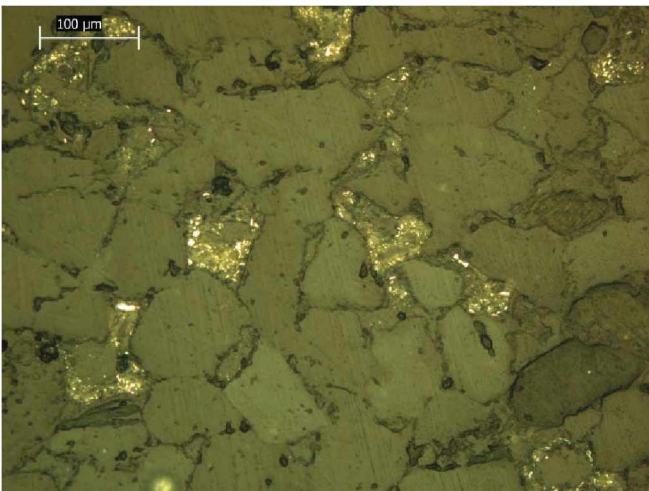
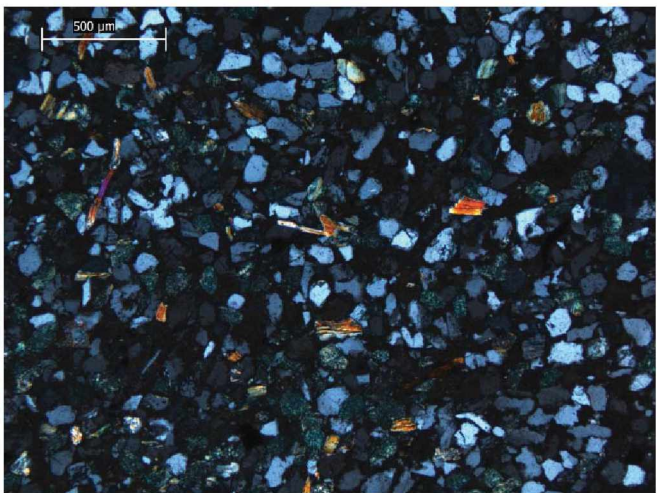
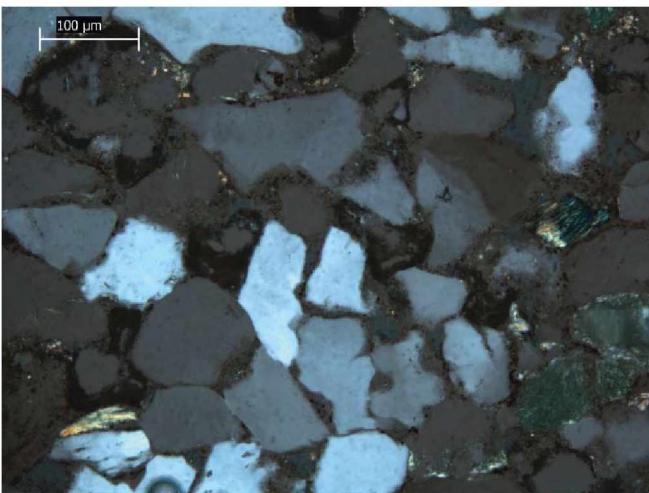
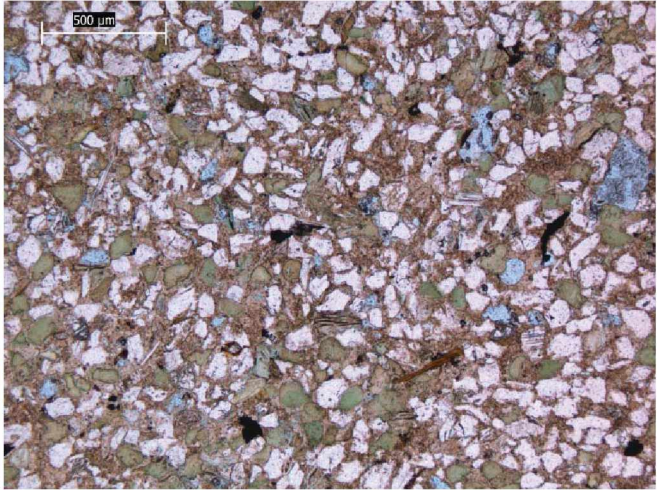
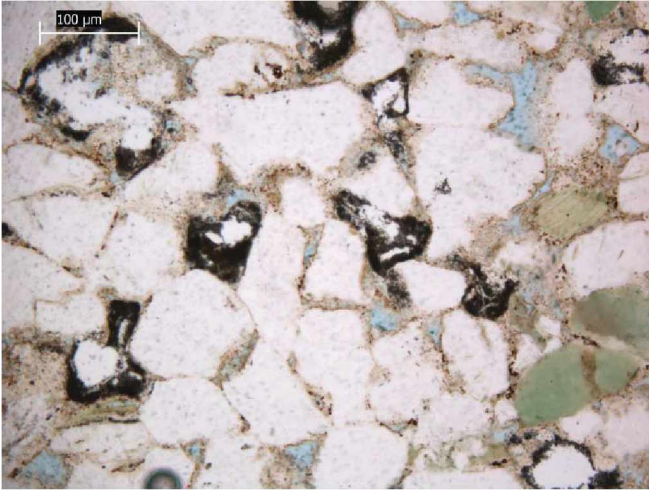
B3-2

Die Glaukonitkörner zeigen eine deutliche Deformation. Feldspäte, durch ihre Verzwilligung erkennbar, zeigen Anzeichen einer Verdrängung durch Tonminerale.

B3-3

Typisch ausgebildeter Sandstein, welcher geringe Anzeichen von Lösung (Porenfüllung und Mineralkörner) zeigt.





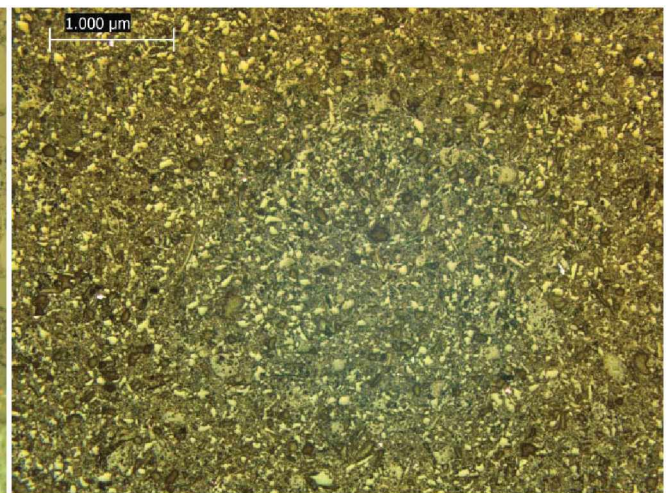
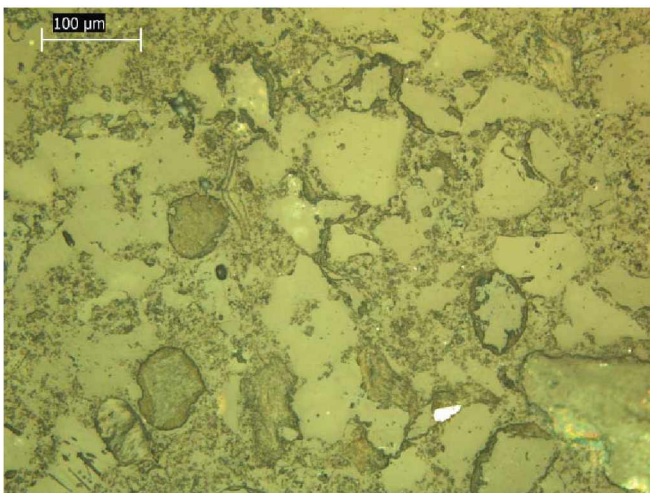
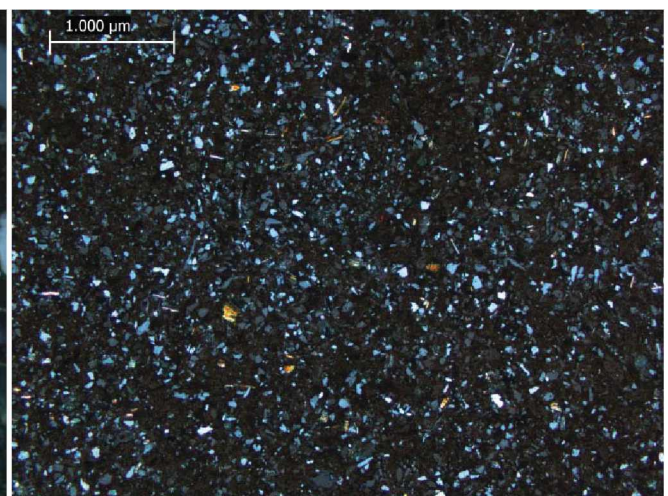
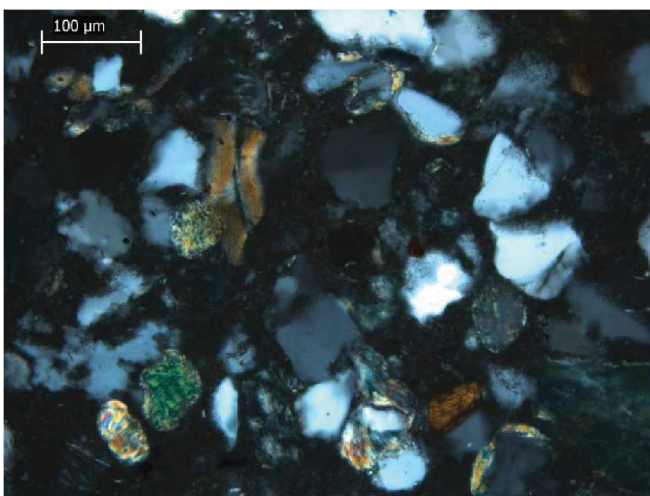
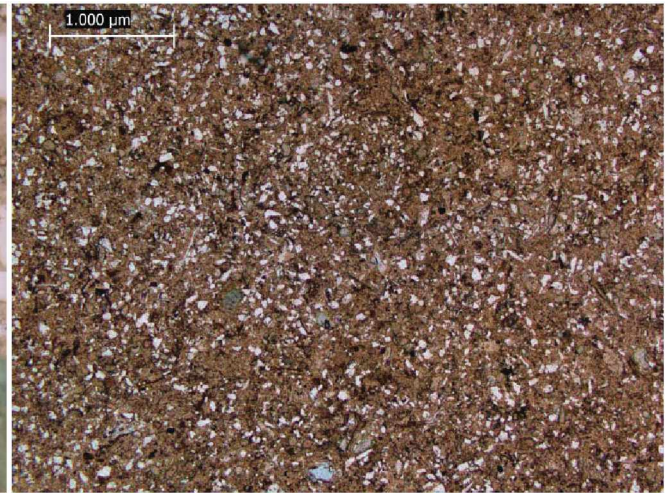
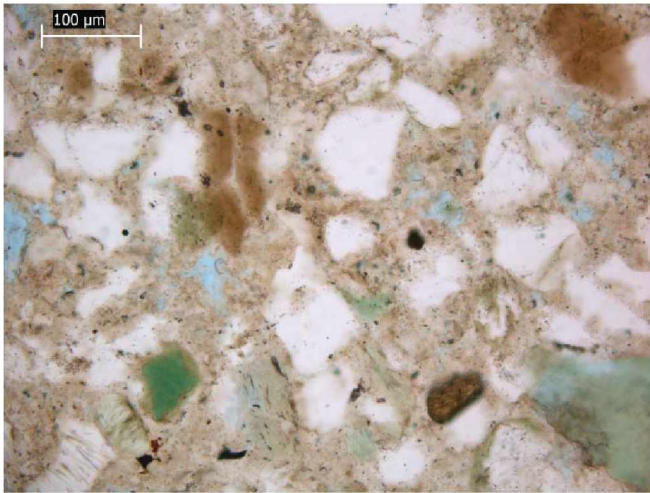
B3-4

Die Lösung der Porenfüllung ist klar zu erkennen. Opake Minerale füllen die Poren teilweise auf, deutlich durch Reflexionen im Auflichtbild erkennbar.

B3-5

Moderate Lösung der Porenfüllung ist zu erkennen. Teilweise sind auch Mineralkörner gelöst.





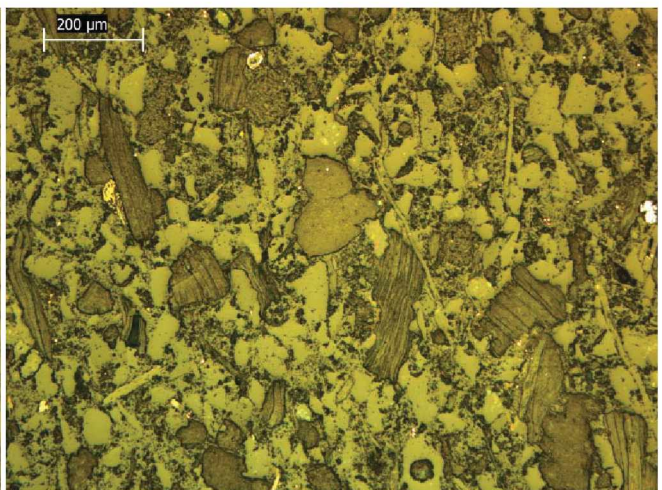
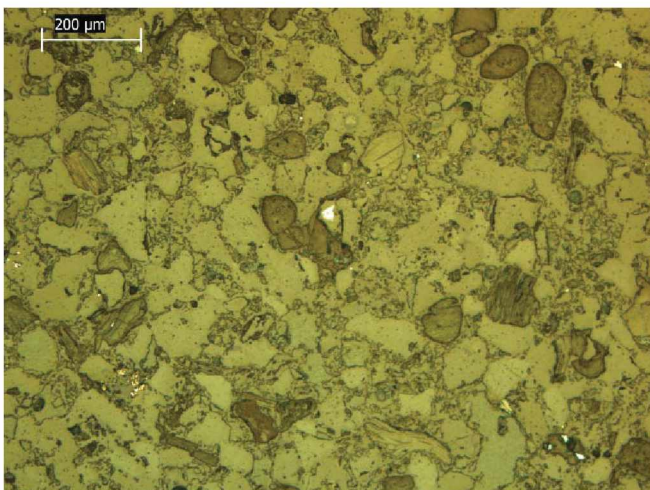
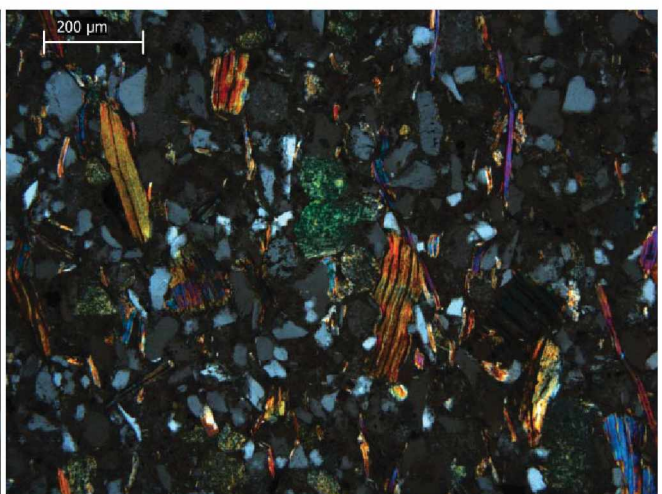
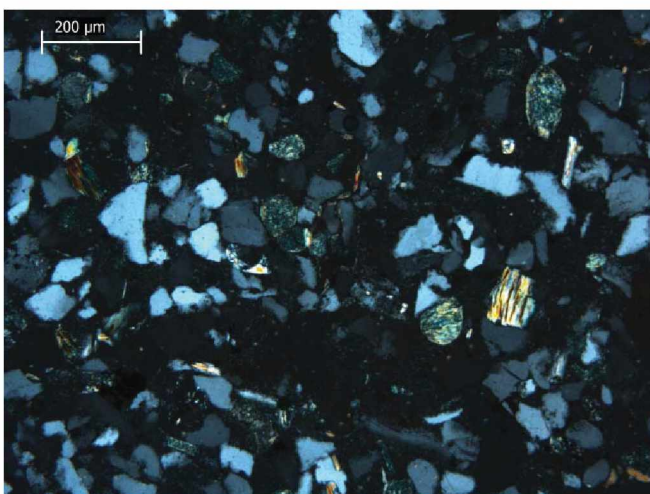
B3-6

Geringer Anteil der Porenfüllung wurde gelöst. Weite Bereiche dieser werden durch Quarz-Zement dargestellt.

B3-7

Feinkörniger Sandstein, mit matrixgestütztem Gefüge. Der Anteil an Makroporosität ist gering und jener an Tonmineralen vergleichsweise hoch.





B3-8

Die Lösung von Mineralkörnern und Porenfüllung ist gut zu erkennen. Einige Glaukonite zeigen randlich eine bräunliche Alteration.

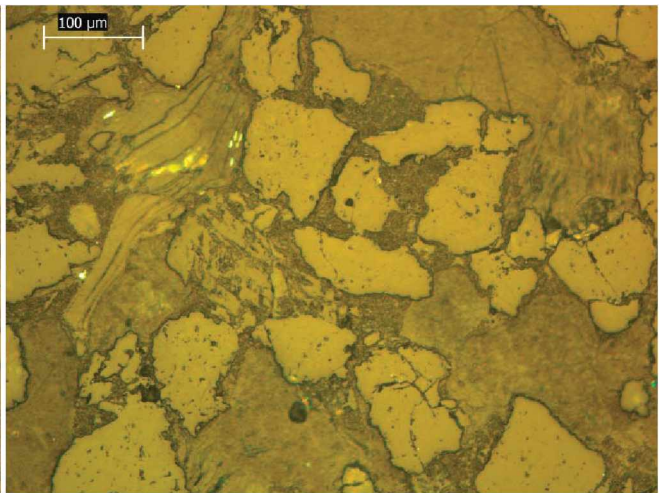
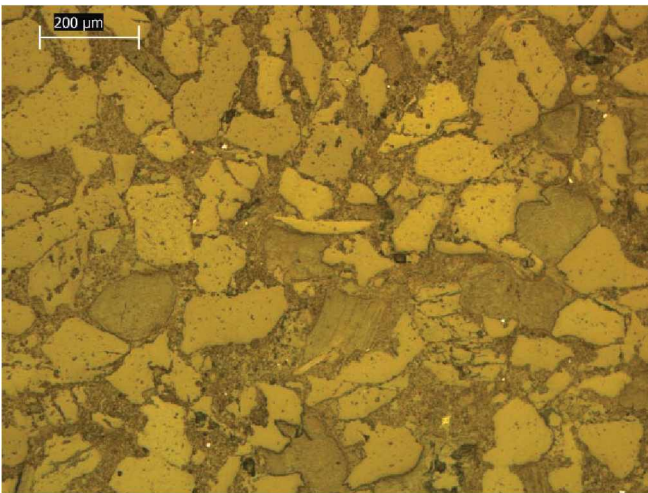
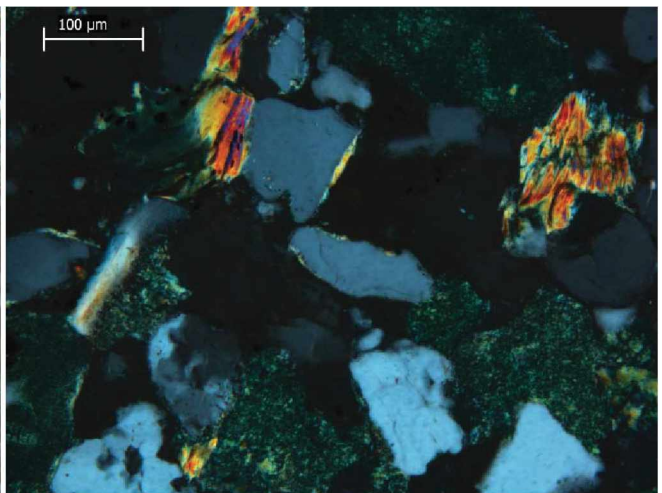
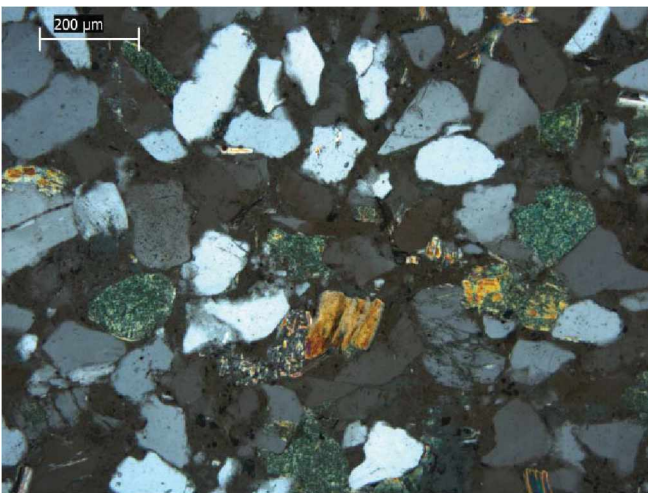
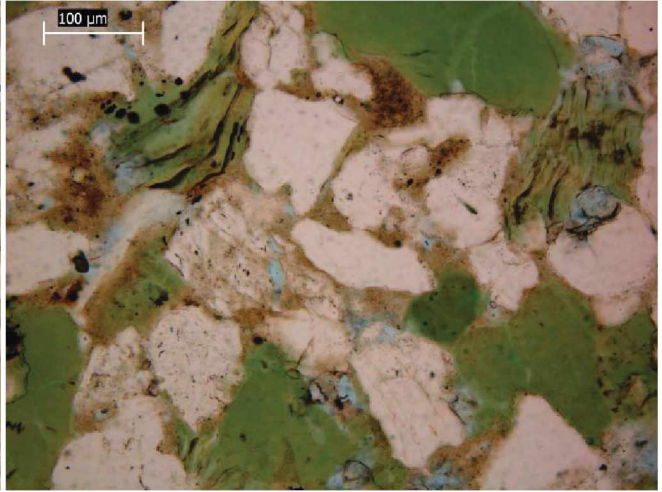
B3-9

Hoher Anteil an durch Quarz zementierte Porenfüllung. Teilweise zeigt sich die Lösung von toniger Porenfüllung und Mineralkörnern.









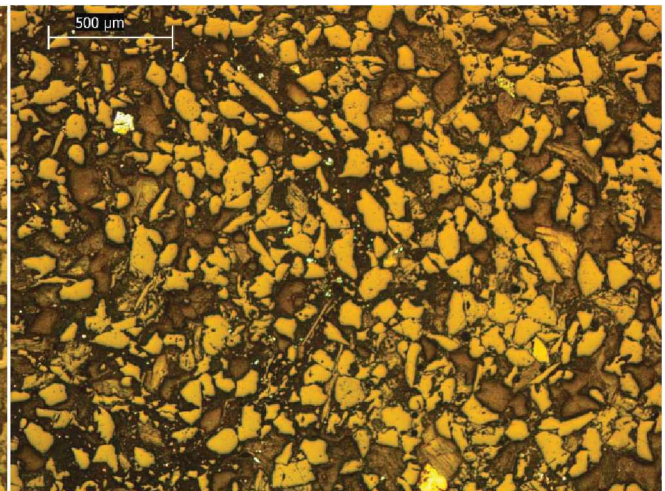
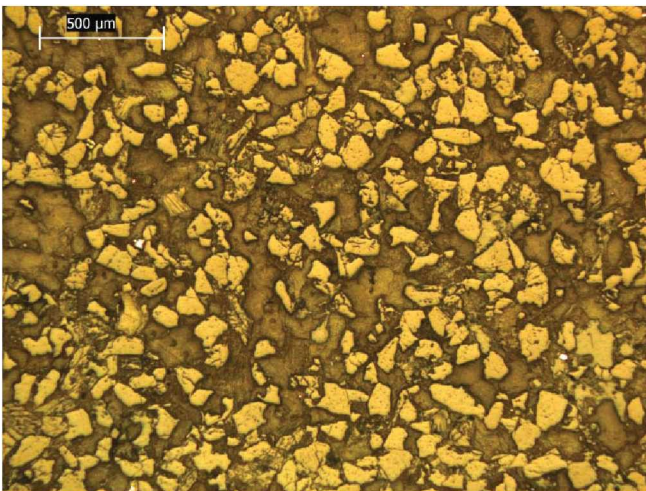
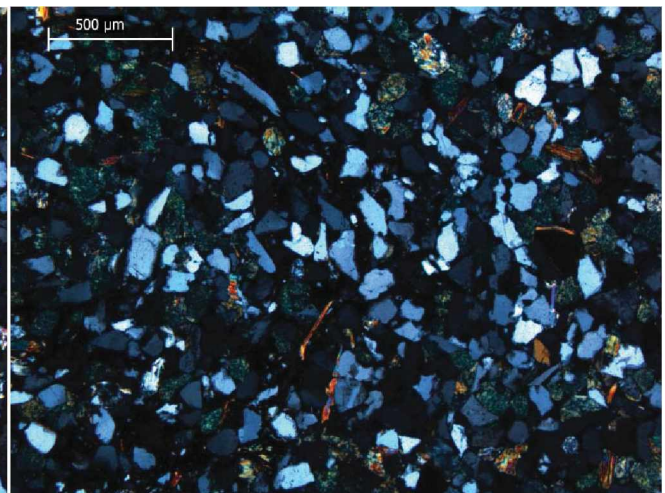
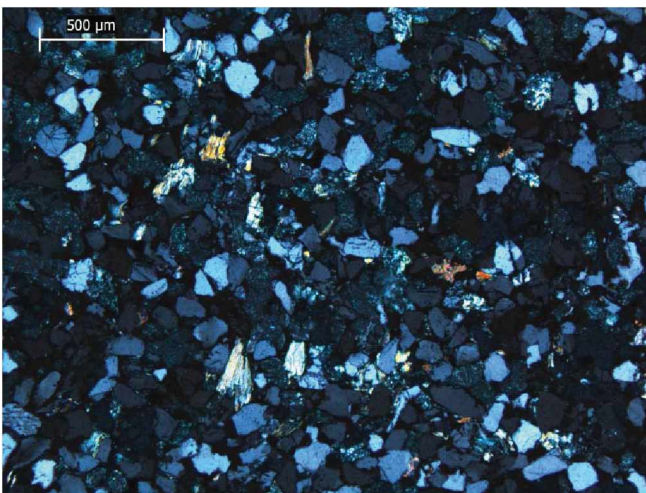
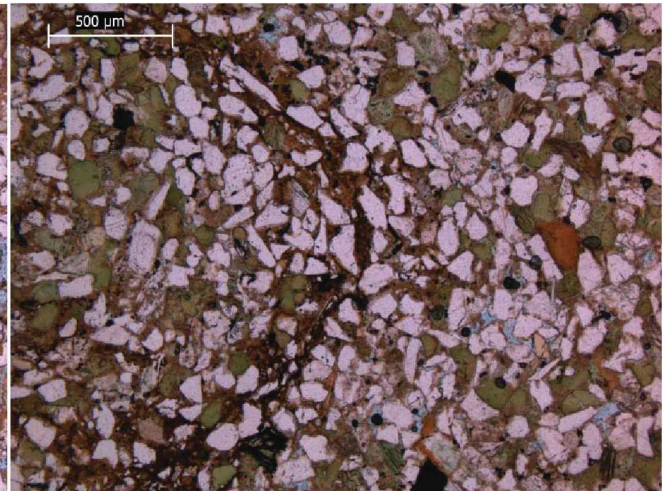
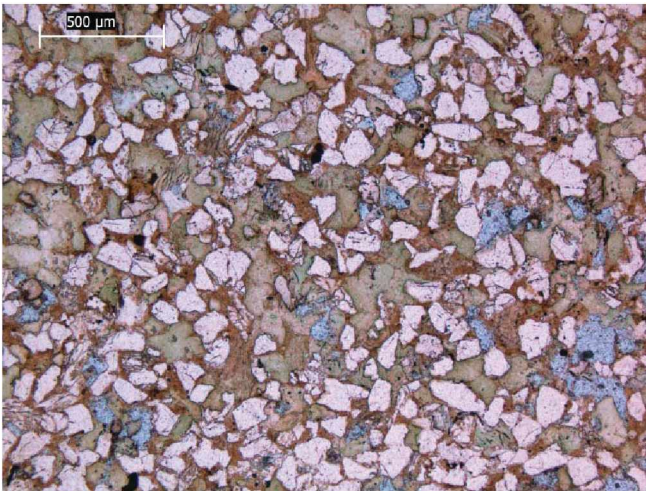
B4-2

Leichte Anzeichen der Lösung von Porenfüllung. Einige Feldspatkörner zeigen schwache Verdrängungserscheinungen.

B4-3

Hoher Anteil an Glaukonit. Die Porenfüllung ist moderat gelöst. Einige Feldspatkörner zeigen leichte Verdrängungserscheinungen.





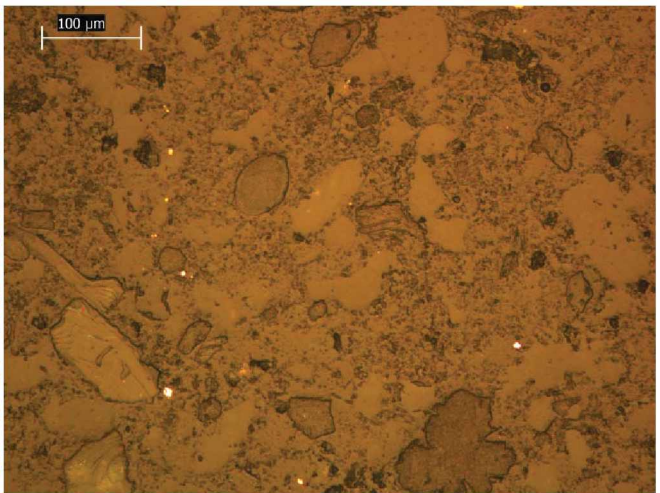
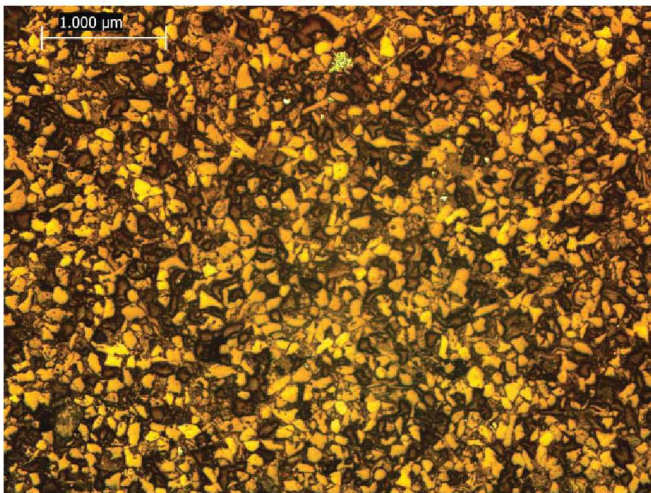
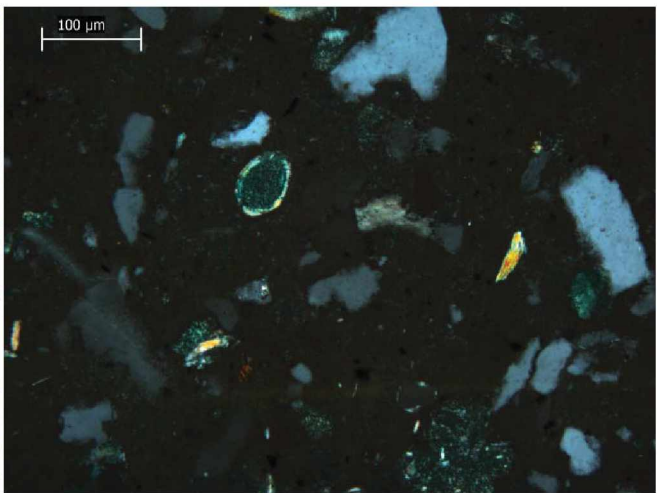
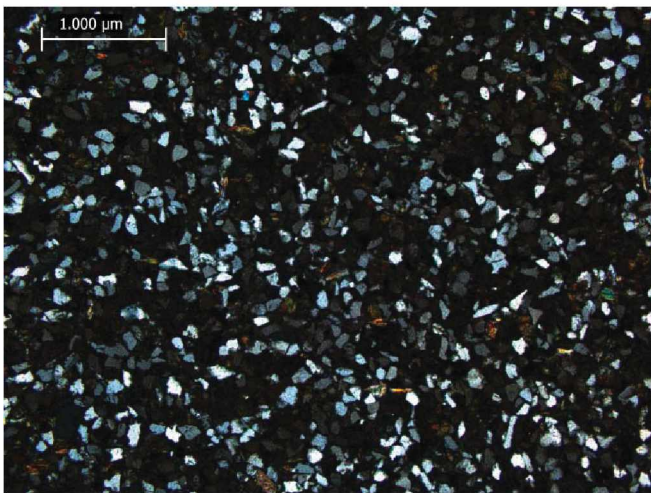
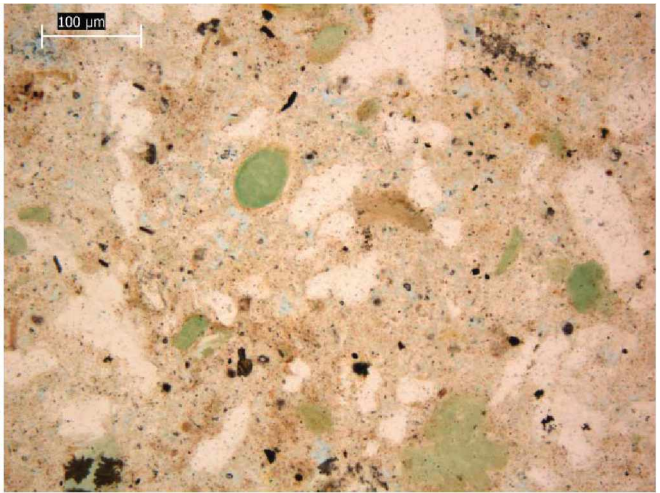
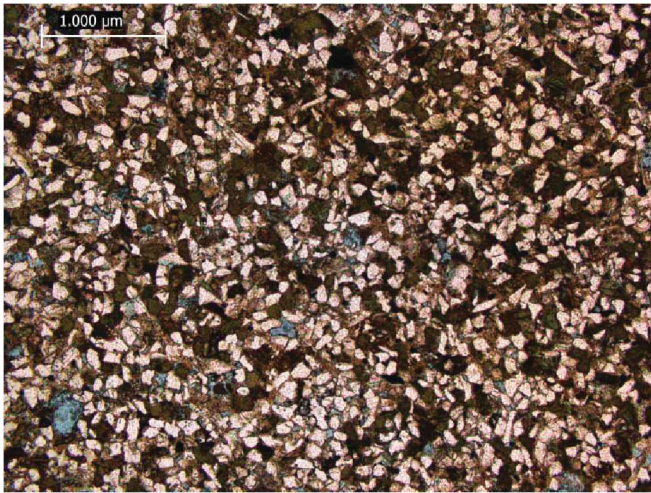
B4-4

Deutliche Deformation der Glaukonite innerhalb der Probe. Makroporosität ist vorhanden, könnte jedoch auf die Schlifffäparation zurückzuführen sein.

B4-5

Deutlich ist die Deformation zu erkennen. Makroporosität ist selten und ist auf Lösung zurückzuführen.





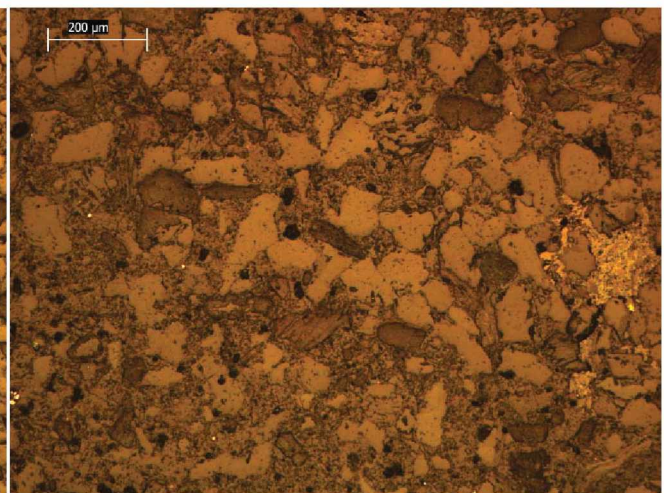
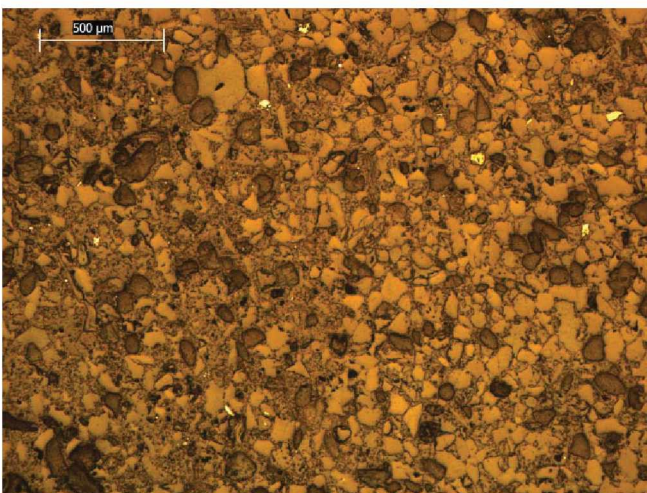
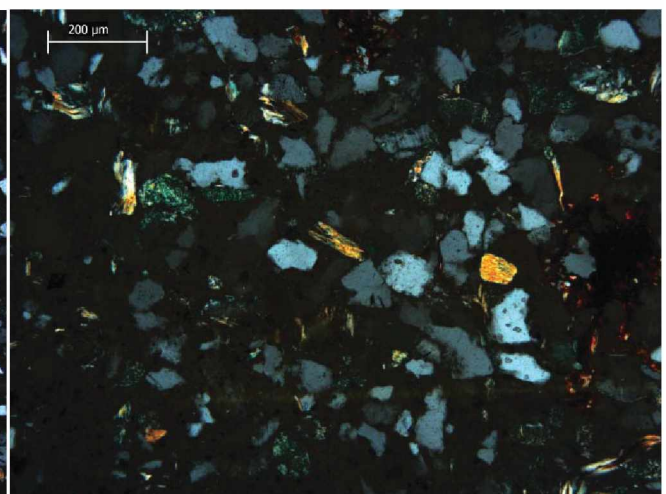
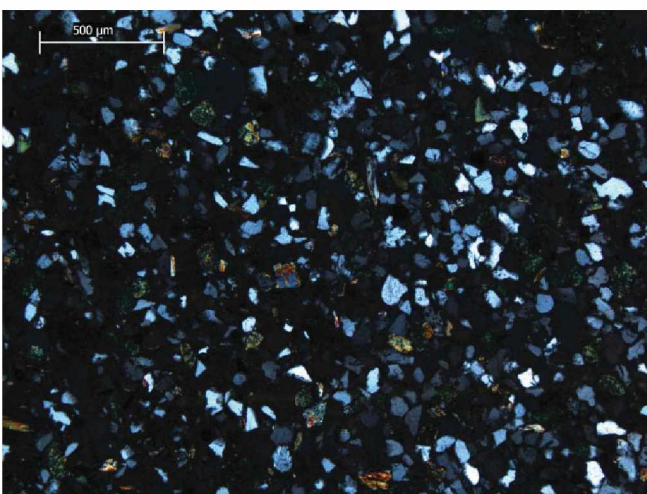
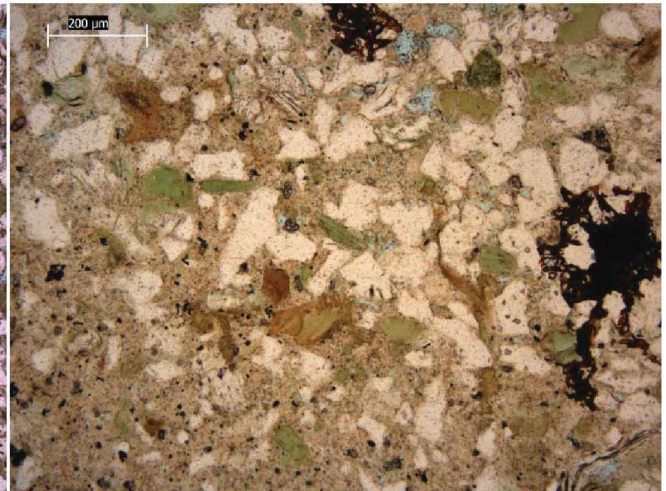
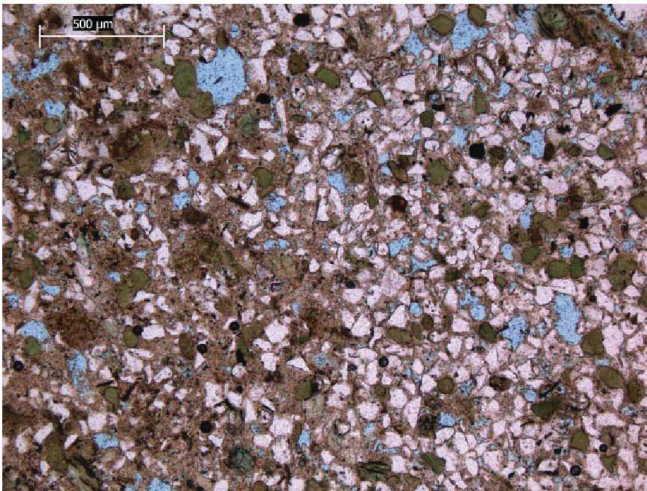
B4-6

Typisch ausgebildeter Sandstein der unterturonen Abfolge mit moderatem Glaukonitanteil und geringem Anteil an Makroporosität.

B4-7

Diese Probe zeigt ein matrixgestütztes Gefüge. Das Glaukonitkorn im Zentrum zeigt einen tonigen Anwachsraum.





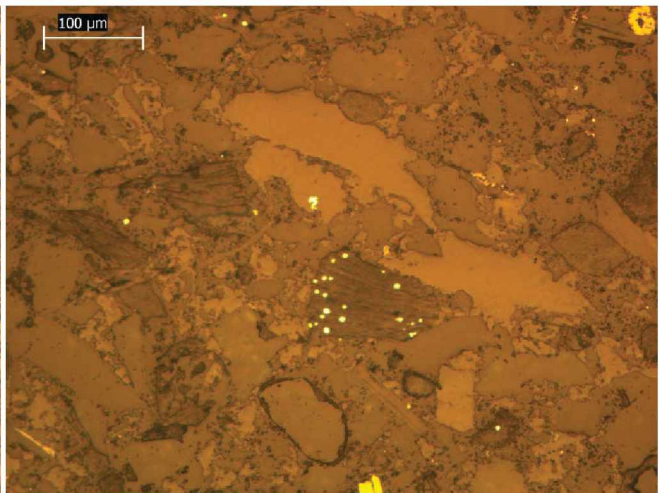
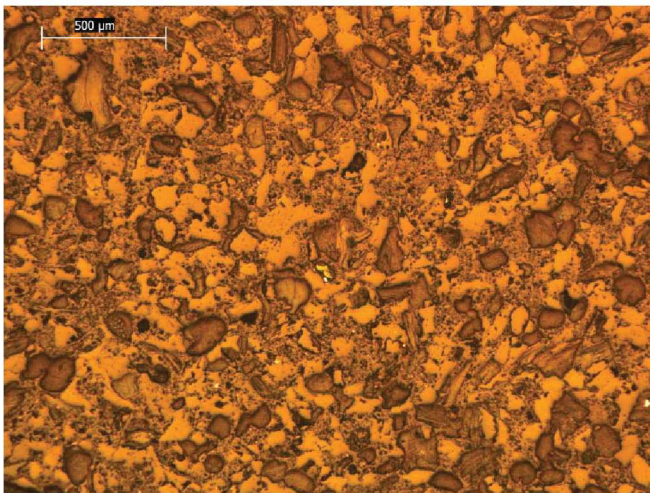
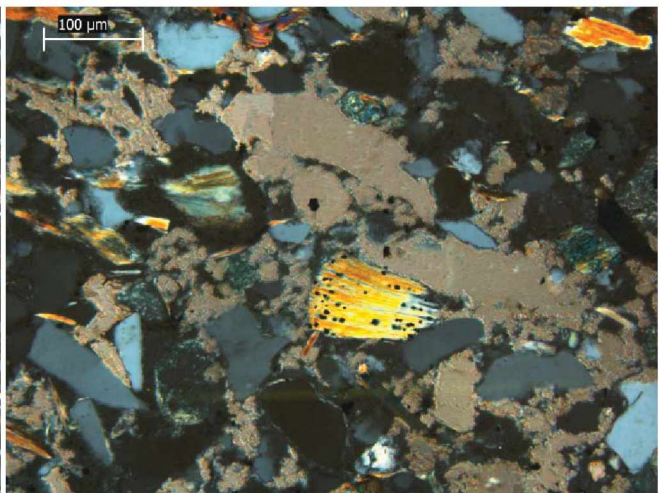
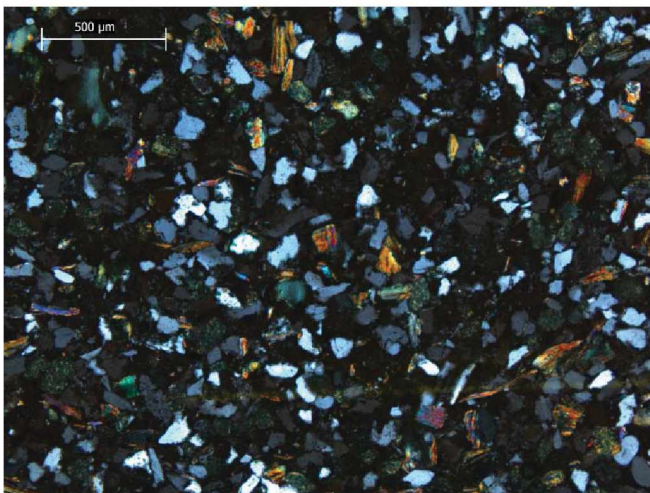
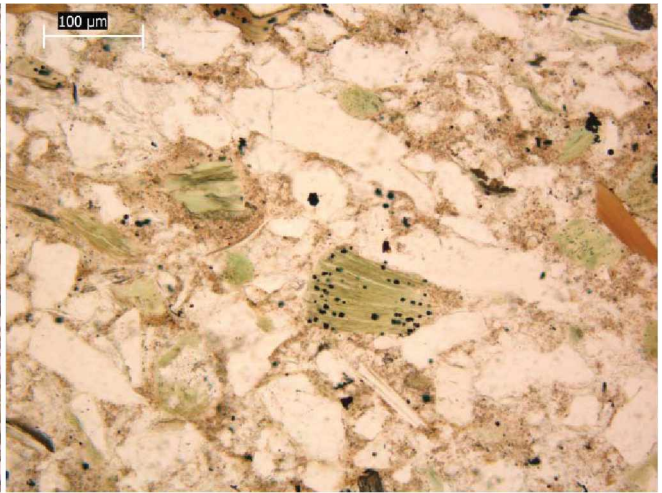
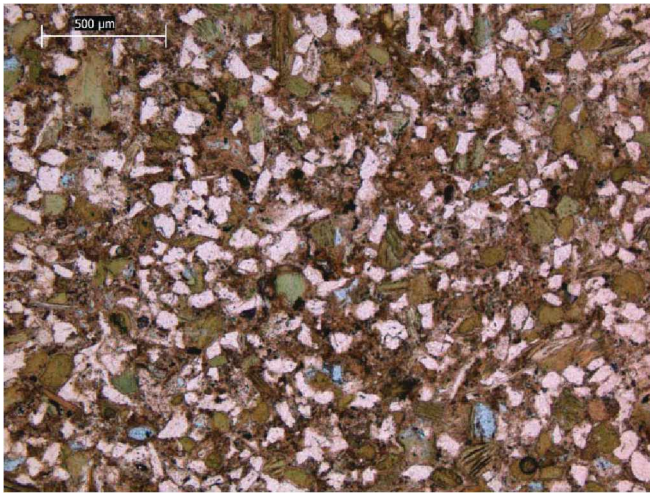
B3-8

Die Probe zeigt Unterschiede im Quarzanteil verglichen mit der linken bzw. rechten Hälfte. Dies ist auf Bioturbation zurückzuführen.

B4-9

Deutlich ist die Oxidation der Porenfüllung auf der rechten Seite sichtbar. Diese zeigt in den weniger oxidierten Bereichen bunte, Karbonaten ähnliche, Interferenzfarben.





B4-10

Die vorhandenen Glaukonite zeigen eine randliche Alteration. Makroporosität ist selten.

B4-11

Euhedrale Pyritkristalle sind innerhalb von Tonminerallamellen zu erkennen. Es zeigt sich eine ausgeprägte Zementation durch Calcit.