

**Ölaustritte an der Erdoberfläche infolge einer Leckage
an der Verrohrung der Kavernenbohrung Epe S5**

Zusammenfassender Bericht zu den
Ursachen der Ölaustritte und deren Verbreitung

Peter A. Kukla und Janos L. Urai

Professoren an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

31. Oktober 2015

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	3
1. Einführung	4
2. Geologie des Untergrundes	6
2.1. Ölschadenserkundungsbohrungen.....	6
2.1.1 Erkundungsbohrung KRU1	7
2.1.2 Kernbohrungen KB1-4	9
2.2. Tiefschürfe	12
2.3 Grundwassersituation	13
2.3.1 Hydrogeologischer Überblick	13
2.3.2 Ergebnisse der hydrochemischen Untersuchung.....	13
2.4 Hydraulische Gesteinsparameter	15
3. Geophysik	16
3.1. Elektromagnetik, Bohrlochmessungen	16
3.2. 2D-seismische Verfahren.....	16
4. Weiterführende Untersuchungen	20
4.1. Bohrkernanalysen.....	20
4.2. Konvergenz der Ölspeicherkaverne S5.....	25
4.3. LIF-CPT-Sondierungen	26
4.4. Untersuchungsprogramm Verrohrung der Kavernenbohrung S5.....	28
4.5. Druckteste zur Leckage-Lokalisierung	28
4.6. Wasserlöslichkeit des Rohöls und Bodenluftuntersuchungen.....	32
4.7. Isotopenuntersuchungen von Wasser, Sole und Böden	32
5. Zusammenfassung der Berichtsergebnisse	34
6. Literatur	37

Kurzzusammenfassung

Im April 2014 wurden in der Nähe der Ölspeicherkaverne Epe S5 Ölaustritte an der Erdoberfläche festgestellt. Durch eine defekte Rohrverbindung an der Verrohrung der Kaverne S5 in 217 m Tiefe konnte Rohöl unter Druck in das umgebende Gebirge migrieren. Aufgrund multikausaler Zusammenhänge ist das Öl in der Folge von der Leckagestelle aus in nördliche und nordöstliche Richtung migriert und in einer Entfernung zwischen 150 – 450 m an der Erdoberfläche an drei Fundstellen ausgetreten. Direktanzeigende Schadstoffmessungen mittels der LIF-CPT Drucksondiertechnik bestätigen die stark heterogen verteilten Rohölvorkommen in der Umgebung der Fundstellen bis zu einer Tiefe von 55 m.

Der Untergrund im Bereich der Ölspeicherkaverne S5 besteht aus wenige Meter mächtigen Sedimenten des Quartärs, die zumeist schwach durchlässig sind. Darauf folgen eine monotone und undurchlässige Abfolge von über 240 m mächtigen dunkelgrauen, sehr feinkörnigen Ton- und Schluffsteinen der Unterkreide. Der poröse Sandstein in der Unterkreide tritt im Untersuchungsgebiet in einer Tiefe von etwa 245 m unter Geländeoberkante auf.

Aus seismischen Untersuchungen ergibt sich ein tektonisch beanspruchter Untergrund mit drei größeren Störungszonen in Streichrichtungen von NW-SE und NE-SW. Es ist wahrscheinlich, dass sich in der Nähe der Ölspeicherkaverne viele assoziierte kleinere Störungen (Versatz < 10 m) in den Tonsequenzen befinden, die mit seismischen Methoden nicht auflösbar sind. Drei Tiefschürfe und Bohrkernuntersuchungen bestätigten das Auftreten von heterogen verteilten Trennflächen. Elektronenmikroskopische und geochemische Untersuchungen der Bohrkern der Ölschadenserkundungsbohrung KB1 ergaben, dass die Ton- und Schluffsteine homogen geschichtet und in ihrer Matrix dicht sind. Sie weisen sowohl makroskopisch wie mikroskopisch Scherbrüche (Harnische) und Mikro-Störungen auf, die ölbenetzt sind.

Analysen der Drucksituation im Bohrloch ergaben, dass das Gestein an der Schadensstelle für Öl dicht ist bis zu einem Eindringdruck von etwa 4,7 MPa, was der zu erwartenden minimalen Hauptspannung im Gestein entspricht. Aufgrund der hohen Druckdifferenz zwischen Gebirgs- und Öldruck (> 3 MPa) an der Schadensstelle wurden durch das Druckereignis bereits existierende, aber vor dem Ereignis geschlossene, Harnische entlang kleiner natürlicher Störungen geöffnet und offene Risse gebildet. Auf diesen Rissen war eine Ölintrusion in das Gestein neben der Leckagestelle bei 217 m möglich. Es ist davon auszugehen, dass die Aufstiegsbahnen ein komplexes, treppenartig vernetztes Störungsnetzwerk mit Harnischen darstellen, in dem eine gerichtete Migration in den Unterkreideschichten in nördlicher und nordöstlicher Richtung auftrat. Durch den hohen kapillaren Eindringwiderstand konnte das Öl nicht in die Poren (Matrix) des Tonsteins eindringen.

Aufgrund der „Selbstheilungseigenschaften“ der Tonsteine ist davon auszugehen, dass durch das Ereignis keine permanenten Wegsamkeiten geschaffen wurden, sondern sich diese schnell (< 1 Jahr) wieder verschlossen haben. Dies ist in Übereinstimmung mit weltweiten Untersuchungen und der festgestellten Abnahme der Ölzufüsse in die Beobachtungsbohrungen. Geochemische und hydrochemische Untersuchungen ergaben keine Hinweise für eine weiter reichende laterale Migration in den durchlässigen Schichten des Quartärs außerhalb des Schadensbereichs.

Eine hydraulische Verbindung zwischen dem Unterkreide-Sandstein im Kavernenfeld Epe und dem Förderhorizont für die öffentliche Trinkwasserversorgung im Wasserwerk Gronau kann aufgrund der geologischen Verhältnisse ausgeschlossen werden.

1. Einführung

Am 12. und 15. April 2014 wurden in der Nähe der Ölspeicherkaverne S5 im Bereich Epe (Abb. 1) Ölaustritte an der Erdoberfläche festgestellt. Die von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co KG (SGW) betriebene Ölspeicherkaverne S5 („Kaverne S5“ im Folgenden) fasst ca. 547.000 m³ Erdöl (Rohöl).

Durch einen zweifelsfrei erwiesenen technischen Defekt (siehe unten) an der Verrohrung der Kaverne S5 konnte Rohöl unter Druck in das umgebende Gebirge gelangen. Untersuchungen der Steigleitung haben die Leckage in 217 m Tiefe lokalisiert (Abb. 2). Von der Leckagestelle aus ist das Öl in nördliche und nordöstliche Richtung migriert und in einer horizontalen Entfernung von 150 – 450 m an der Erdoberfläche ausgetreten.

Zur Untersuchung des Schadensvorgangs, der aufgetretenen Schäden und der geologischen Rahmenbedingungen wurde unter der Leitung der Bezirksregierung Arnsberg, Abteilung 6 Bergbau und Energie in NRW (Bergbehörde) unter anderem das Kompetenzteam Geologie (KTG) gebildet, dem die Autoren dieses Berichts seit Arbeitsaufnahme des KTG angehören. Parallel mit den zahlreichen technischen Maßnahmen zur Eingrenzung des Schadens wurde eine Vielzahl von wissenschaftlich-technischen Untersuchungsmaßnahmen durchgeführt und deren Ergebnisse im Rahmen mehrerer Sitzungen des KTG vorgestellt und diskutiert. In den ersten Tagen und Wochen nach dem Schadensereignis richteten sich die Untersuchungen und Probenahmen auf das Aufspüren von Rohölauftritten an der Erdoberfläche. Nachfolgende Untersuchungen umfassten Tiefschürfe, direct-push-Sondierungen (LIF-CPT-Sondierungen, Indirektmessungen), Kleinrammbohrungen mit Bodenprobenahmen und Analysen, geochemische und isotopengeochemische Analysen, Wasserproben aus Hausbrunnen, Wasserreinigungsanlagen (Funktionskontrolle der Aktivkohleanlagen), Gräben, Baggerschürfen, Schächten, Tümpeln, Teichen. Des Weiteren erfolgten elektromagnetische Messungen (EM), bohrlochgeophysikalische Messungen, 2D seismische, und weitere geophysikalische Erkundungen, Bohrkernanalysen, sowie Flächenbegehungen.

Es ist das Ziel des vorliegenden Berichtes, die Einzelergebnisse der bis Juni 2015 durchgeführten Arbeiten des KTG hier zusammenfassend darzustellen.



Abb. 1: Luftbild der Schadensstelle im Bereich der Kavernenbohrung S5 (Blickrichtung nach Nordost, Quelle: SGW).

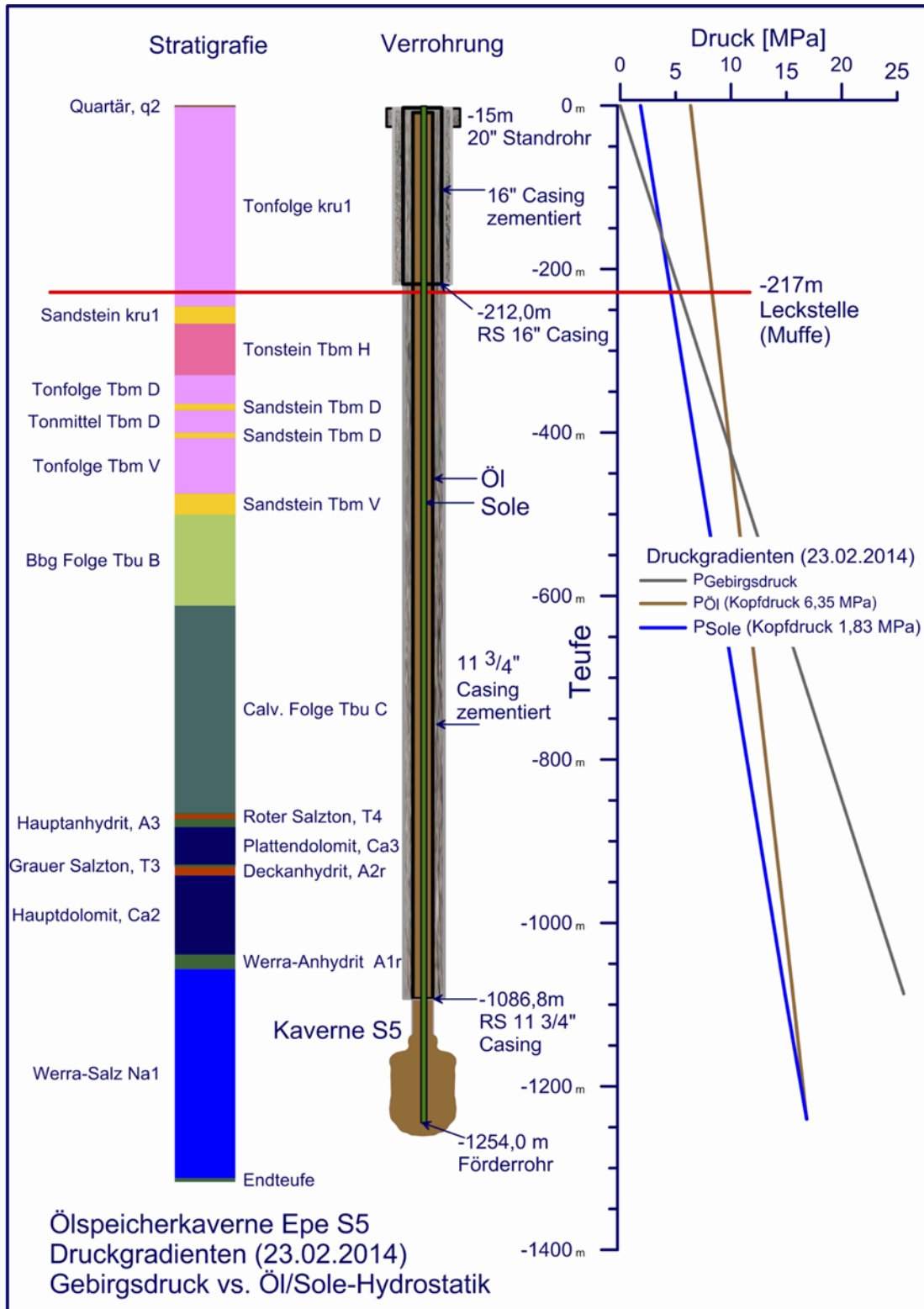


Abb. 2: Schichtenfolge und Drucksituation in der Kaverne S5 (Hengst, 2014).

2. Geologie des Untergrundes

Die Schichtenfolge im betrachteten Gebiet (Abb. 2) umfasst unterhalb einer etwa 0,5 m mächtigen Bodenzone fluviatile Ablagerungen, die als schwach durchlässiger Grundwasserleiter einzustufen sind. Ihre Mächtigkeit variiert von 1 - 5 m, die Durchschnittsmächtigkeit liegt bei rd. 1,8 m. Unter einer Bedeckung von Feinsanden tritt im Untersuchungsgebiet bis zur Quartärbasis ein 1 - 3,5 m mächtiger Geschiebemergel auf (Jackelen, 2014a). Die Quartärbasis (Abb. 3) ist schwach wellig mit Senken von bis zu 6 m Tiefe unter GOK (Elsen, 2014). Die Schichten des Quartärs liegen diskordant auf der Unterkreide. An deren Top ist eine Auflockerungszone entwickelt. Die Unterkreideschichten stellen bis in eine Tiefe von ca. 245 m eine monotone Abfolge von dunkelgrauen, mehr oder weniger schluffigen Tonmergel- und Tonsteinen des Alb, Abt, Barrême und Hauterive dar (Jackelen, 2014a). Stratigraphisch sind diese nur durch Mikrofossilien zu unterscheiden (Hiß, 2014).

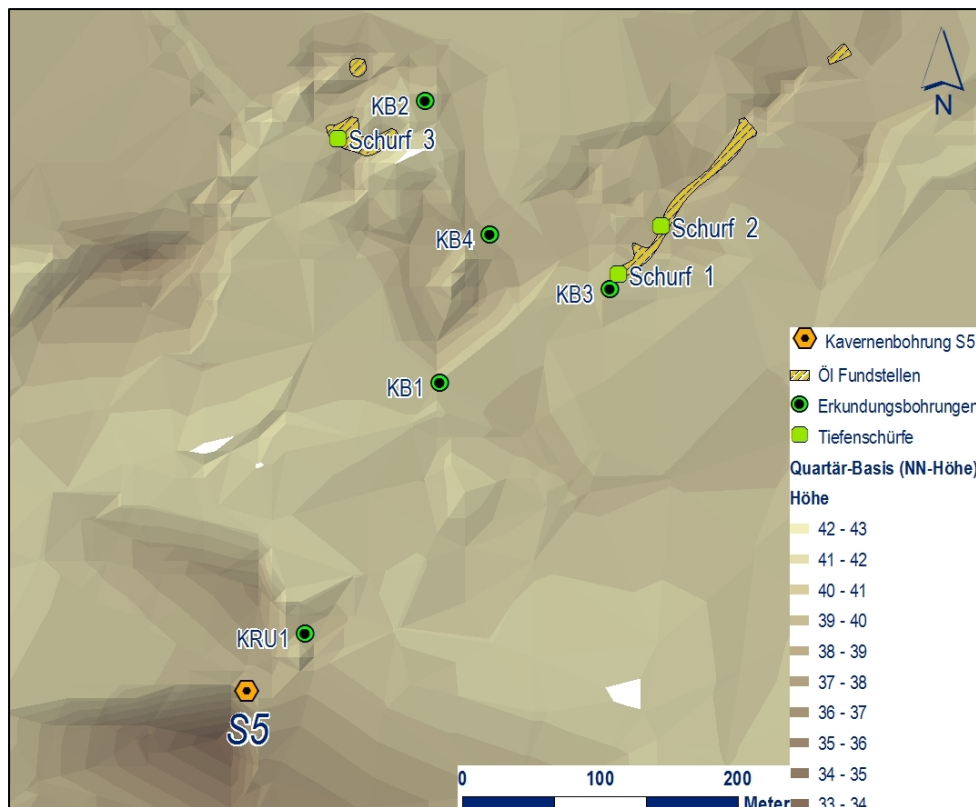


Abb. 3: Quartär-Basis mit kartierten Senken im Schadensgebiet (Hengst, 2014).

2.1. Ölschadenserkundungsbohrungen

Zur Erkundung des Untergrundes und um die möglichen Ausbreitungswege des Rohöls zu untersuchen, wurden eine Vielzahl von Grundwassermessstellen eingerichtet, eine Bohrung (Aufschlussbohrung KRU1) bis zu einer Tiefe von 290 m und vier Kernbohrungen (KB1 bis KB4) bis zu einer Tiefe von maximal 110 m abgeteuft (Abb. 4). Alle Bohrungen wurden in der Folge als Ölsammelbrunnen ausgebaut.

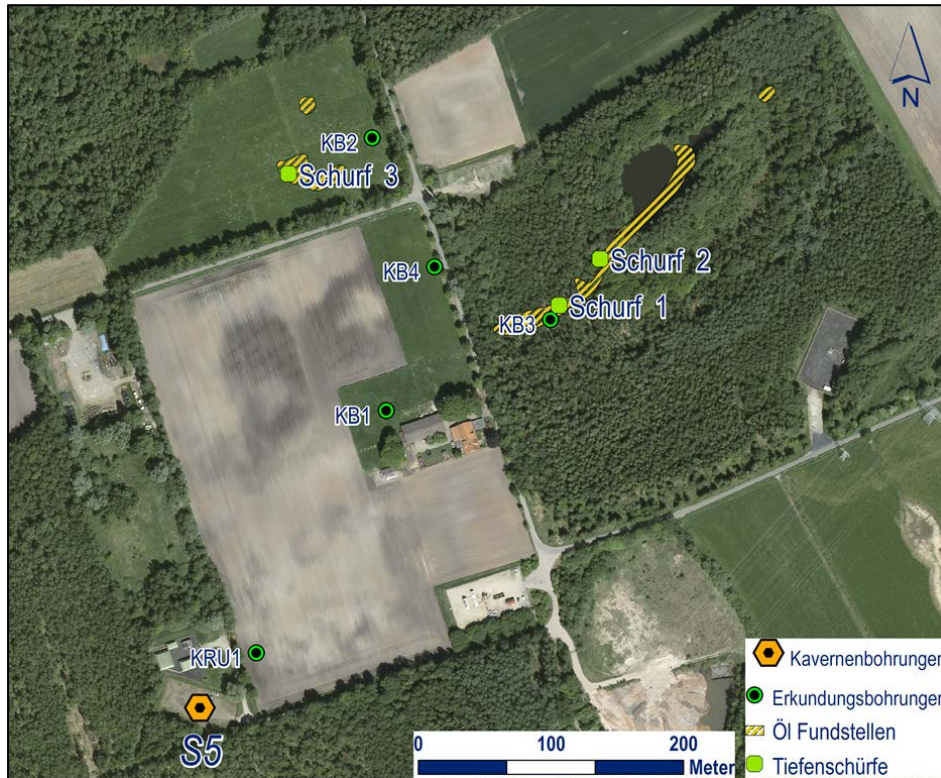


Abb. 4: Lageplan der Erkundungsbohrungen, der drei Tiefenschürfe und der Kaverne S5 (Hengst, 2015).

2.1.1 Erkundungsbohrung KRU1

Zur Erkundung des Untergrundes wurde die Aufschlussbohrung KRU1 in ca. 58 m Entfernung zur Kaverne S5 bis zu einer Tiefe von 290 m niedergebracht. Sie verfolgte das Ziel, die Ausbreitungswege des ausgetretenen Rohöls zur Gefährdungsabschätzung für die öffentliche Trinkwasserversorgung, von Hausbrunnen und von Gewässern zu untersuchen.

Die erbohrte Schichtenfolge (Abb. 5) ergab 3 m mächtige Schichten des Quartärs, gefolgt von Ton- und Schluffsteinen mit den zwischengeschalteten Rothenberg-Schichten der Unterkreide (Oberalb bis Apt) bis in 162,0 m Tiefe. Die Rothenberg-Schichten kommen in geringer Tiefe in den Bohrungen vor, also innerhalb des vom Schadenereignis beeinflussten Bereichs. Sie beinhalten sandige und glaukonitische Tonsteine, die sich hinsichtlich der Wasserwegsamkeit und Klüftigkeit nicht signifikant von den über- und unterlagernden Ton- und Schluffsteinen unterscheiden (Hiß, 2014). Unterhalb des Apt folgen weitere Tonsteine des Barrême bis 245,7 m Tiefe. In diesem stratigraphischen Intervall befindet sich auch die defekte Rohrverbindung in der Kaverne S5. Darunter tritt bis 267 m der Feinsandstein des Hauterive auf (Hiß, 2014), der keine Ölbelastung aufwies. Bis zur Endteufe von 290 m folgen Tonschichten des Solling aus dem Mittleren Buntsandstein.

Die Untersuchung der Spülproben der Bohrung KRU1 mittels Heißwassertest nach Schettler (1954) zeigt von 169 m bis 183 m Ölsuren mit zwei Maxima bei 170–171 m und 177–178 m. Analog wiesen die organoleptischen Untersuchungen der Spülproben aus diesen Teufenbereichen einen Ölgeruch auf. Beobachtungen der Bohrmannschaft bezüglich Ölgeruches in größeren Tiefen fanden keine Entsprechung in den Spülproben. Hinweise auf Ölzutritte aus größeren Tiefen als 183 m wurden nicht beobachtet. Die im Vergleich zu den

überlagernden Ton- und Schluffsteinen erbohrten und besser durchlässigen Sandsteine ab ca. 246 m wiesen keine Ölspuren auf. In der Kaverne S5 tritt dieser Unterkreide-Sandstein in einer Tiefe von 242,5 m auf.

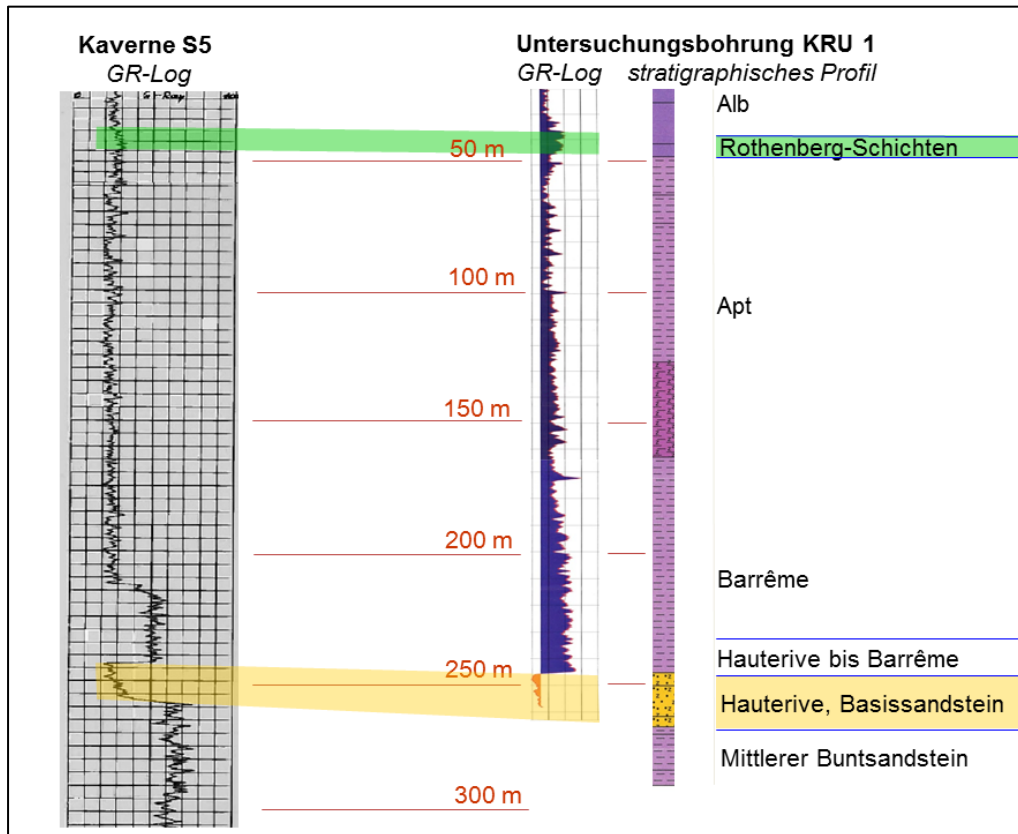


Abb. 5: Vergleich der stratigraphischen Profile Erkundungsbohrung KRU1 (von der Stein, 2014e) und der Kaverne S5 (Hiß, 2014).

Die stratigraphische Abfolge der erbohrten Schichten unterhalb der Quartär-Auflage wurde mittels Mikropaläontologie in das Barrême und das Hauterive eingestuft (Abb. 5). Vor allem der unterhalb 245 m angetroffene Sandsteinhorizont konnte auf Hauterive-Alter datiert werden. Die Basis der Unterkreide wurde auf die Basis des Sandsteins bei 267 m festgelegt (Hiß, 2014).

Aufgrund dieser Ergebnisse wird eine stratiforme und damit hydraulische Verbindung zwischen dem Unterkreide-Basissandstein im Schadensbereich des Kavernenfeld Epe und dem Förderhorizont für die öffentliche Trinkwasserversorgung im Wasserwerk Gronau ausgeschlossen. Gründe hierfür sind stratigraphisch (beide Sandsteine aus unterschiedlichen Unterkreide-Niveaus; Hauterive Sandstein in Gronau nicht vorhanden, Bohrlochmessungen bestätigen dies) und tektonisch (Tiefenlage unterschiedlich, Schadensbereich und Förderhorizonte durch Gronau Überschiebung getrennt, Abb. 6) bedingt.

Eine nicht stratiforme Migration des in die Unterkreide-Tonsteine im Umfeld der Schadensstelle eingedrungenen Öls bis zu den Tiefbrunnen der Stadtwerke Gronau GmbH kann nach dem Kenntnisstand der geologischen Strukturen und aufgrund der großen Distanz von etwa 5,5 km ausgeschlossen werden (Hiß, 2014).

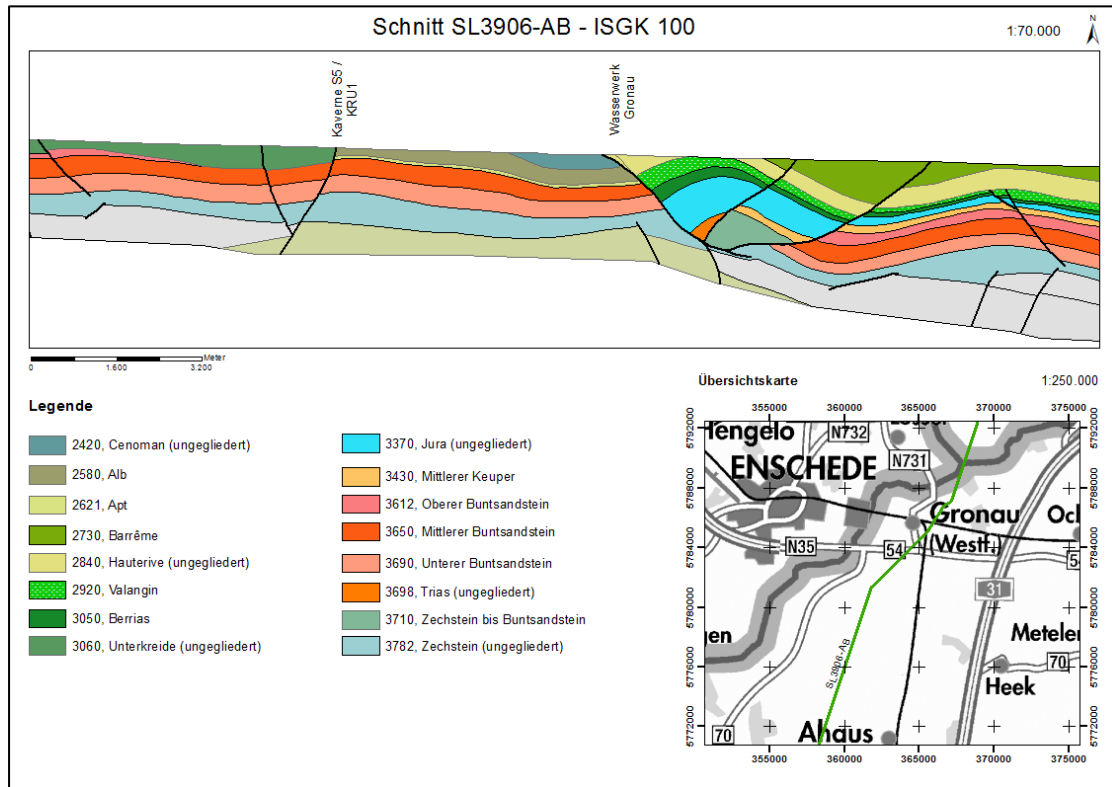


Abb. 6: Überregionaler geologischer Schnitt (Hiß, 2014).

2.1.2 Kernbohrungen KB1-4

Zur Ursachenermittlung und einer Gefährdungsabschätzung für die öffentliche Trinkwasserversorgung, Hausbrunnen und Gewässer wurden vier Kernbohrungen (KB1-4) neben anderen Maßnahmen zur Feststellung und Eingrenzung der Schadenausbreitung (z.B. Tiefschürfe, Kleinrammbohrungen, Tiefbohrungen, Elektro-Magnetik und Seismik-Untersuchungen) durchgeführt.

Die Kernbohrungen dienen dabei insbesondere der Klärung folgender Sachverhalte:

- Maximale Tiefenlage von Ölfunden und damit Hinweise auf die Ölverteilung und Ölmigration.
- Lithologie der Schichten, Absonderungsflächen, Schichtung, Störungen, Schwächezonen und damit Aufschluss über den Aufbau des Untergrundes und der möglichen Wegsamkeiten für die ölhaltigen Fluide.

Zweck der Bohrungen war zudem die Nutzung als Ölsammelbrunnen.

In der Kernbohrung KB1 wurde unterhalb der Quartär-Basis in 3 m Tiefe bis zur Endteufe bei 110 m eine Schichtenfolge von Ton- und Schluffsteinen der Unterkreide mit eingelagerten sandigen Tonen der Rothenberg-Schichten (Alb/Apt) angetroffen (von der Stein, 2014a). In einigen Tiefenbereichen wurde Öl angetroffen: 17–18 m, 31–32 m, 51–52 m, 79–79,5 m. Unterhalb 80 m wurden keine Ölansätze festgestellt. Die Sichtung und Untersuchung der Bohrkerns ergab auffällige, makroskopisch sichtbare und in manchen Fällen ölbelastete Trennfugen (Harnische) in allen Tiefenbereichen (0–110 m).

Die Kernuntersuchungen der KB1 (Tiefenbereiche 17-52 m) an der RWTH Aachen ergaben, dass Öl vornehmlich in deformierten Kernbereichen entlang steilstehender offener Klüfte auftritt (Abb. 7). Diese zeigen glatte, planare Kluftflächen mit Harnischen, ohne sichtbare Anzeichen für Mineralwachstum, Oxidation oder Bio-Beläge. Die glänzende Oberfläche der Klüfte lässt eine bevorzugte Einregelung der Tonminerale in Richtung der Harnische erwarten, was durch rasterelektronenmikroskopische Untersuchungen bestätigt werden konnte (Abb. 8; Schmatz et al., 2015). Weitere Klüfte zeigten konzentrische Geometrien, die typisch für offene Extensionsklüfte sind.

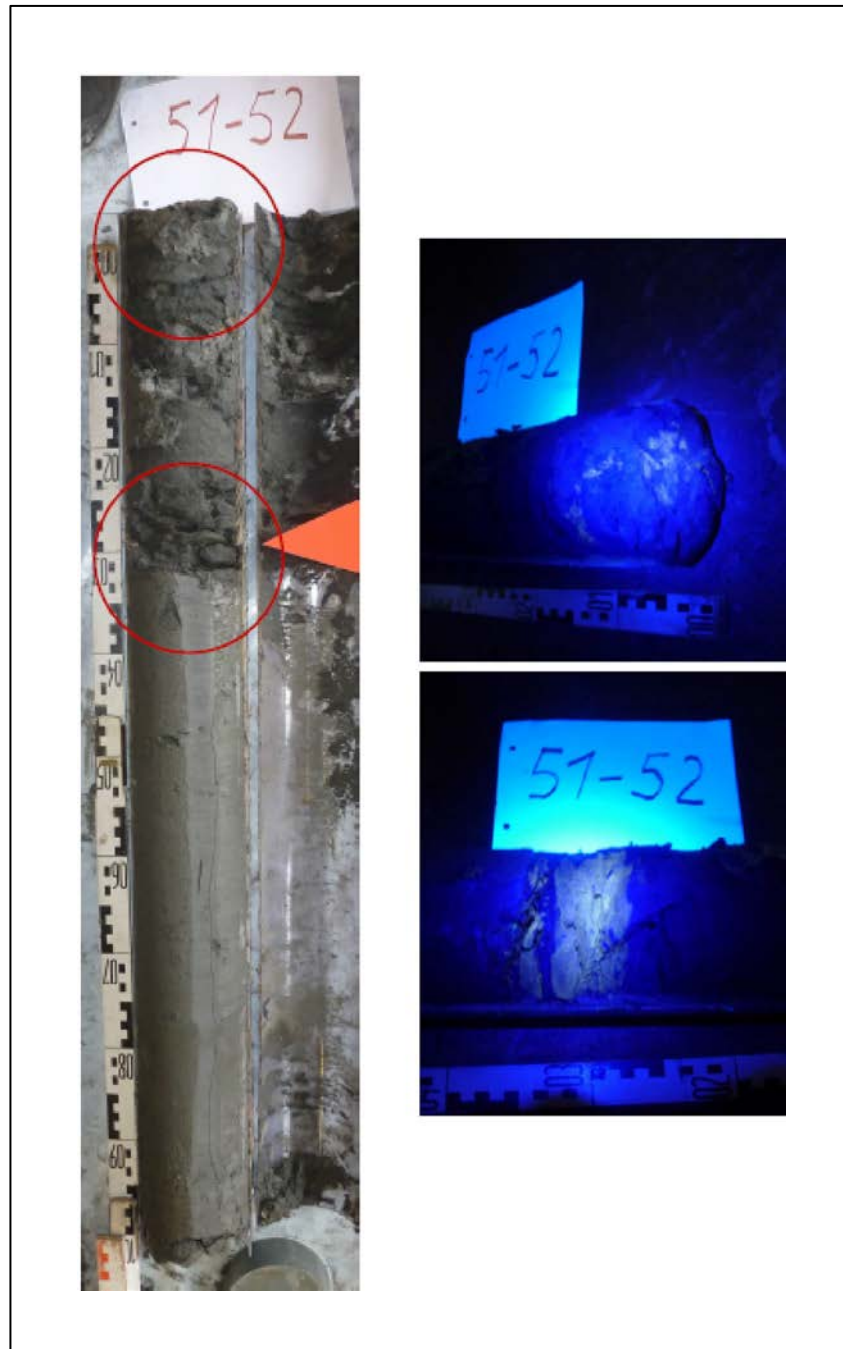


Abb. 7: Bohrkernbild KB1 in zähplastischem schluffigem Tonstein. Ölführender Bereich (rote Kreise) mit diagonaler Trennfuge (rechts oben) und Trennfugenschar (rechts unten) zwischen 51,26 m und 51,33 m im Fluoreszenzlicht (von der Stein, 2014a).

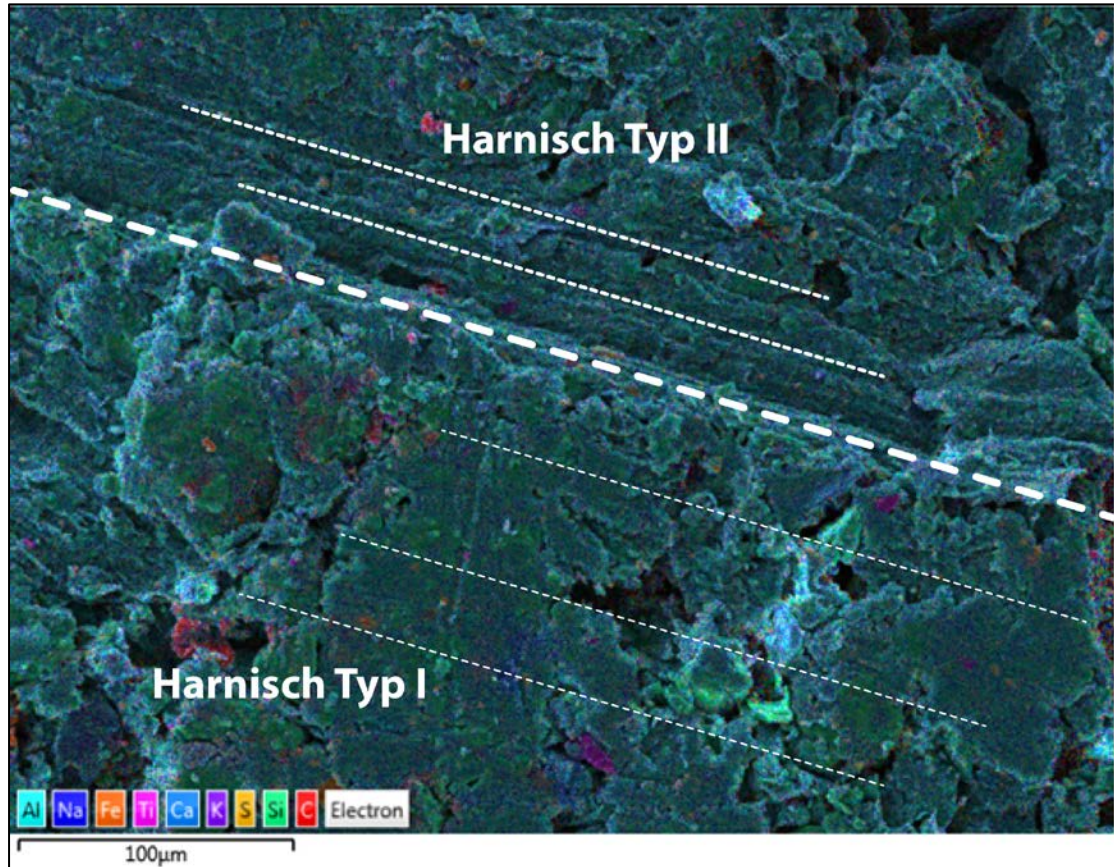


Abb. 8: Rasterelektronenmikroskopische (SEM) Aufnahme am Bohrkern KB1 als Elektronenüberlagerungsbild mit Elementverteilung. Es wurden zwei parallele Harnische gefunden. Typ I zeigt eine schwache Streifung auf einer glatten Oberfläche mit eingeregeltten Tonplättchen. Die Morphologie von Harnisch Typ II ist rauer und mit tieferen Einkerbungen versehen (Schmatz et al., 2015).

In der Kernbohrung KB2 wurde unterhalb der Quartär-Basis in 3,8 m Tiefe bis zur Endteufe bei 80 m eine Schichtenfolge von Tonmergeln und Tonsteinen der Unterkreide (Alb/Apt) angetroffen (von der Stein, 2014b). In einigen Tiefenbereichen wurde in deformierten Bereichen Öl angetroffen: 14,8-19,8 m und 19-20 m. Unterhalb 20 m wurden keine weiteren Ölzeichen festgestellt. Die Sichtung der Kerne ergab ein Auftreten von makroskopisch sichtbaren Trennfugen in allen Tiefenbereichen (0 – 80 m).

In der Kernbohrung KB3 wurde unterhalb der Quartär-Basis in 3,0 m Tiefe bis zur Endteufe bei 80 m eine Schichtenfolge von Ton- und Schluffsteinen der Unterkreide (Alb/Apt) angetroffen (von der Stein, 2014c). In den Teufenbereichen 11,4-11,9 m, 15,1-15,3 m sowie bei 17,8 m wurde Öl bzw. nachgewiesen. In den Teufen von 32 m, 35 m, und 50 m wurden Öltritte von der Bohrmannschaft beobachtet. Unterhalb 32 m weisen alle Spülproben Ölspuren und Ölgeruch auf. Die Sichtung der Kerne ergab ein Auftreten von makroskopisch sichtbaren Trennfugen auf der gesamten Kernstrecke (10-20 m Tiefe).

Die Kernbohrung KB4 stellt eine überbohrte LIF-CPT-Sondierung dar, in der in den ersten 20 m keine Proben gewonnen wurden (von der Stein, 2014d). Bis zur Endteufe bei 60 m liegen nur Spülproben vor, die zur stratigraphischen Einordnung herangezogen wurden. Demnach liegt hier ebenso eine Schichtenfolge von Ton- und Schluffsteinen der Unterkreide (Alb/Apt) vor. In einigen Tiefenbereichen wurde Öl angetroffen: 26-30 m und 32-34 m. Ein geringer Öltritt wurde zudem in einer Tiefe von 45 m von der Bohrmannschaft beobachtet.

2.2. Tiefschürfe

Auf Anregung des Geologischen Dienstes NRW in der Sitzung der KTG am 20.02.2015 fanden im Mai 2015 direkte Untersuchungen im Grenzbereich Quartär/Unterkreide mittels Tiefschürfen statt. Im Gegensatz zu den direkten Beobachtungsmöglichkeiten an der Geländeoberfläche und im Quartär war der Einblick in die Situation am Top Unterkreide und hier besonders mit Blick auf die Ausbreitungswege des Öls bisher nur mittels der Tiefbohrungen möglich. Die Wahl der Anlage der Schürfe fiel dabei konsequenterweise auf die oberirdischen Konzentrationszonen der Ölaustritte. Die Schürfstellen wurden so angelegt, dass sie quer zu den linearen Ölaustritten in der Fundstelle 2 (Schurf 1 & 2) sowie innerhalb der Fundstelle 1 lagen (Abb. 1; Jackelen, 2015). Die Tiefschürfe wurden abgetrept mit einer Maximaltiefe von 7,5 m bis in die Ton- und Schluffsteine der Unterkreide angelegt. Die Lage der Aufschlüsse ist in Abb. 9 gekennzeichnet.

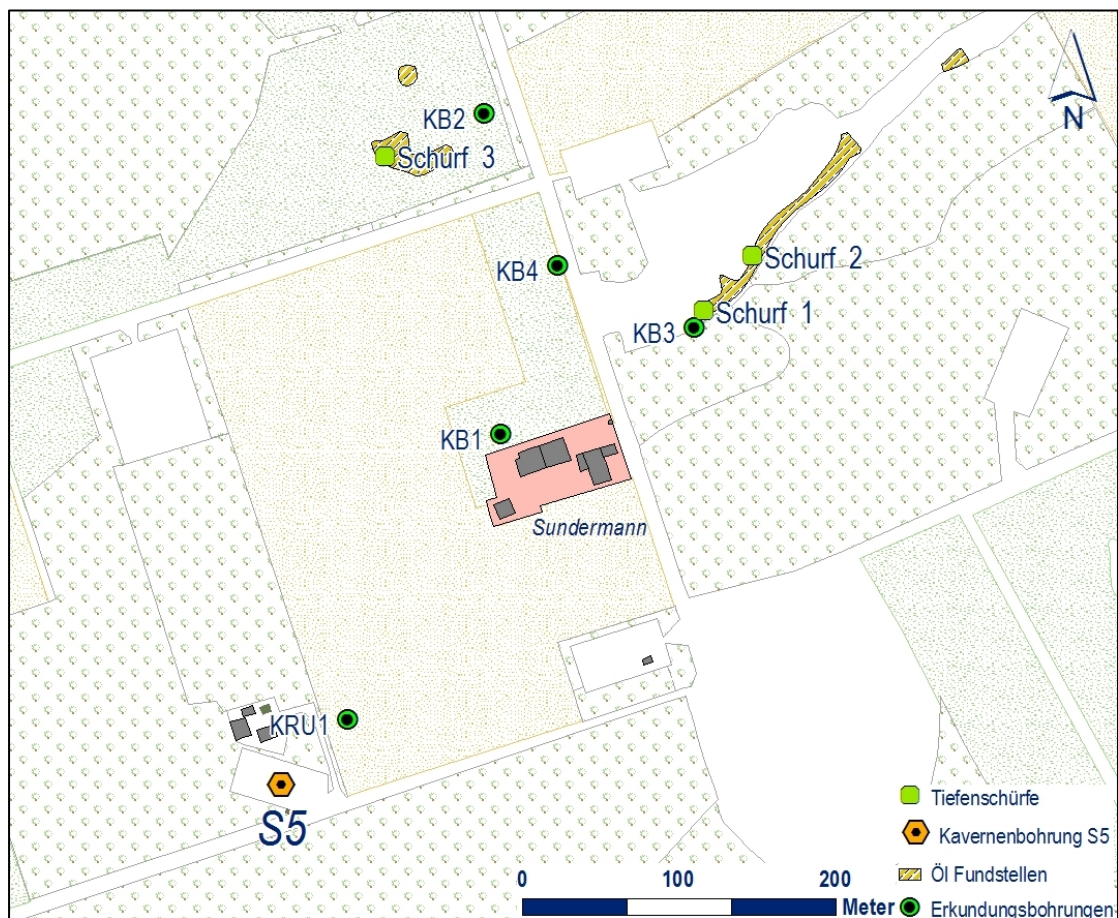


Abb. 9: Lage der Tiefschürfe 1-3 in den Ölfundstellen.

Der von der Kernbohrung KB3, die starke Ölaustritte zeigte, nur 10 m entfernte Schurf 1 wies weder Ölführung auf, noch wurden Geruchsbelastungen festgestellt. Im Gegensatz dazu traten in den Schürfen 2 und 3 Ölführungen auf. Diese ist direkt nach Freilegung der jeweiligen Partien auf unsteten Flächen (Wurzelkanäle, eiszeitliche Geschiebe, Harnische) in Form eines „Ausblutens“ von Öltröpfchen festzustellen (Abb. 10). Hierbei wurde eine oberflächennahe Auflockerungszone mit kleinstückig zersetzten Tonsteinen angetroffen.

Alle Tiefschürfe blieben während der mehrstündigen Untersuchung und auch bis zum nächsten Tag (Endkontrolle kurz vor dem Wiederverfüllen) trocken (Jackelen, 2015).



Abb. 10: Tiefschurf 2, Ölaustritte entlang grobkörniger Geschiebe in der Grenzzone Quartär-Geschiebemergel und Unterkreide-Tonstein (Jackelen, 2015).

2.3 Grundwassersituation

2.3.1 Hydrogeologischer Überblick

Im Schadensgebiet tritt ein wenige dm bis m mächtiger oberflächennaher ungespannter Grundwasserleiter des Quartärs auf, dessen Grundwasserführung von Niederschlägen abhängig ist.

Bei den Ton- und Schluffsteinen der Unterkreide handelt es sich um Grundwasser-Nichtleiter. Das im Porenraum eingeschlossene Porenwasser (Formationswasser) unterliegt dem hydrostatischen Druck. Im Liegenden dieser Ton- und Schluffsteine befindet sich der Grundwasserleiter der Unterkreide-Sandsteine. Eine hydraulische Verbindung mit den von der Stadtwerke Gronau GmbH genutzten tiefen Grundwasserleiter-Horizonten ist auszuschließen (siehe oben). Die weitergehenden hydrochemischen Untersuchungen in der Unterkreide beschränkten sich daher ausnahmslos auf die Ton- und Schluffsteine.

2.3.2 Ergebnisse der hydrochemischen Untersuchung

Die Ergebnisse der Untersuchung von Wasserproben aus den vorhandenen 5 Tiefbohrungen (Wächter, 2014a) zeigen vor allem hinsichtlich der Gehalte an Natriumchlorid (NaCl) aber auch den übrigen anorganischen (d. h. mineralischen) Bestandteilen wie Hydrogencarbonat, Sulfat, Kalium, Calcium und Magnesium z. T. signifikante Unterschiede zwischen den

untersuchten Wässern. Die Salinität der Wasserproben lässt sich auch im Hinblick auf die geographische Verteilung der Messpunkte und Ölaustrittsflächen nicht korrelieren. Demgegenüber schwanken die Gehalte an organischen Inhaltstoffen relativ gering, vor allem bei den innerhalb der Rohöl-Komponenten vergleichsweise gut wasserlöslichen BTEX-Aromaten. Sowohl die ausgebauten Tiefbohrungen KB1-4 als auch die Unterkreidebohrung KRU1 lieferten anfänglich stark mineralisiertes Wasser (Salzwasser) mit hohen Öl- und BTEX-Gehalten sowie Ölphase (Jackelen, 2014 b).

Die Ergebnisse der Isotopengeochemie können auf sehr langsame Strömungsgeschwindigkeiten (aufgrund der geringen Durchlässigkeit des Unterkreidetons) hinweisen, die aufgrund der großen Unterschiede in der Salinität offenbar nicht aus einem einheitlichen größeren Wasservorrat gespeist werden (Wächter, 2014a). Weiterführende Isotopenuntersuchungen (siehe unten) konnten keine eindeutigen Hinweise auf das Alter der tieferen Grundwässer liefern.

Grundwasser- und Flüssigkeitsstände mittels Datenloggern wurden von neun tiefen Messstellen im Umfeld der Kaverne S5 und der Erkundungsbohrungen im Zeitraum vom 24.06.2014 bis 25.08.2014 erhoben (Bretthauer, 2014a). Die Auswertung ergab eine sehr heterogene Grundwasserreaktion auf Niederschlagsereignisse, die z. T. auf den Ausbau der Bohrungen mit hydraulischen Verbindungen oder Trennungen zwischen dem Quartär und der Unterkreide zusammenhängt. Die geringe Ergiebigkeit der Unterkreidetone zeigte sich auch im sehr langsamen Wiederanstieg des Wasserstands bis zur GOK. Der Wiederanstieg nach einer Absenkung von 160 m u. GOK im Zuge des Ausbaus der KRU1 dauerte 6 Monate (Bretthauer, 2014a; Jackelen, 2014b).

Das Grundwassermonitoring von > 40 Messstellen im Quartär nach Eintritt des Schadensfalls ergab von Anfang Mai bis Ende November 2014 keine signifikanten Verunreinigungen, sowohl für Mineralölkohlenwasserstoffe als auch für BTEX-Aromaten. Dies stimmt mit den Monitoring-Ergebnissen in ca. 40 privaten Trink- und Brauchwasserbrunnen in einer Entfernung bis zu 2 km um die Kaverne S5 überein.

Die Grundwasserfließrichtungen im quartären Grundwasserleiter werden durch den Verlauf der Vorfluter und der Morphologie vorgegeben. Von der unmittelbar südlich der Kaverne S5 gelegenen Grundwasserhochfläche (Messstellen 24 bis 26) strömt das Grundwasser nach Norden bzw. Nordwesten. Östlich der Schadensfläche verläuft von der Messstelle 26 über die Messstellen 43 und 80 eine Grundwasserscheide, von der das Grundwasser nach Westen in den Flörbach und nach Osten in die Dinkel entwässert. Die Wassergewinnungsanlage Epe der Stadtwerke Gronau GmbH liegt östlich der Grundwasserhochfläche, so dass ein Zustrom aus dem Schadensbereich über den quartären Grundwasserleiter ausgeschlossen ist (Bretthauer, 2014b).

Nachweislich auf Rohöl zurückzuführende Kohlenwasserstoff (KW)-Belastungen traten nur in der Anfangsphase des Monitorings in drei Messstellen unmittelbar nördlich der Fundstelle 1 auf (GWM 36/5, 36/6 und 36/7), die aber in relativ kurzer Zeit bis auf null zurückgingen (Abb. 11). Diese Grundwasserproben wiesen nur KW-Befunde, jedoch keine messbaren Gehalte an BTEX auf.

Für den liegenden Grundwasserleiter der Unterkreide-Sandsteine ergeben sich nach Bewertung aller Befunde keine Hinweise für eine mögliche Migration von Rohöl. Eine hydraulische Verbindung mit den von der Stadtwerke Gronau GmbH genutzten tiefen Grundwasserleiter-Horizonten ist auszuschließen.

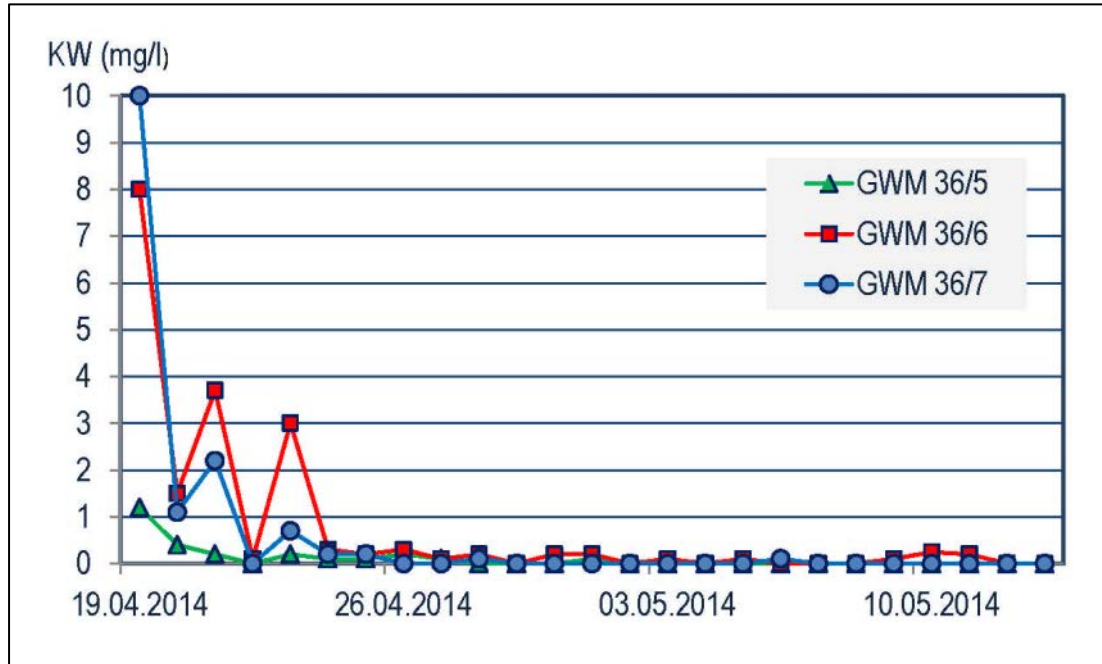


Abb.11: KW-Gehalte an drei Grundwasser-Messstellen im April 2014 (Jackelen, 2014a).

2.4 Hydraulische Gesteinsparameter

Im Rahmen der Untersuchungen wurden die hydraulischen Gesteinsparameter im Quartär sowie in den relevanten Bereichen der Unterkreide an den verfilterten Messstellen und Ölsammelbrunnen ermittelt (von der Stein, 2015).

Im Untersuchungsgebiet sind die Rahmenbedingungen für einen klassischen Pumpversuch nicht gegeben, da der Grundwasserleiter des Quartärs nur wenige dm bis m mächtig ist und die darunterliegenden mächtigen Ton- und Schluffsteine der Unterkreide ebenfalls nur eine äußerst geringe Ergiebigkeit aufweisen. Darum wurde zur in-situ-Bestimmung der Durchlässigkeit ein Auffüll- und Schöpfversuch („Slug- und Bail-Test“) mit Verdrängungskörpern angewendet.

Die ermittelten Durchlässigkeitsbeiwerte für den Grundwasserleiter des Quartärs reichen von $k_f = 1,3 \times 10^{-5}$ m/s im Westen (GWM 27/6) bis rd. $k_f = 4 \times 10^{-6}$ m/s im zentralen und östlichen Bereich. Die in der Unterkreide auftretenden dunkelgrauen, Ton- und Schluffsteine besitzen eine sehr schwache Durchlässigkeit mit $k_f = 2,8 \times 10^{-9}$ m/s und $k_f = 3,8 \times 10^{-10}$ m/s. Hydraulisch handelt es sich damit um Grundwassernichtleiter. Hinweis auf ein vor dem Schadensfall vorhandenes, offenes Kluftsystem gibt es nicht.

3. Geophysik

Mehrere geophysikalische Verfahren wurden von der DMT GmbH & Co. KG, angewandt, um den Untergrund im Bereich der Fundstellen mit Fokus auf die Tektonik und Schichtlagerung zu untersuchen (Hartmann und Hanstein, 2014). Das Messprogramm umfasste 2D-Seismik, Elektromagnetik, Vertikal-seismische (VSP) Profilmessungen sowie Messungen im Bohrloch.

3.1. Elektromagnetik, Bohrlochmessungen

Die im Vorfeld der geophysikalischen Untersuchungen durch Rammkernsondierungen festgestellte Tiefe der Unterkreide-Oberfläche beträgt zwischen etwa 1 m und mehr als 5 m. Die Quartär-Überdeckung besteht aus Sanden und Schluffen, die darunter liegende Unterkreide aus Ton- und Schluffsteinen (Abb. 5). Diese Materialien unterscheiden sich stark in ihren elektrischen Eigenschaften.

Aus den ermittelten spezifischen elektrischen Leitfähigkeiten konnten über ein Kalibrationsverfahren (Vergleich mit Rammkernsondierungen) die Tiefe der Quartär-Basis als Grenze zur Unterkreide berechnet werden. Ebenso wurde entlang des östlichen Randes des Messgebietes eine flache Rinne im Quartär zwischen den Ölfundstellen identifiziert. Eine zweite ermittelte Rinne zweigt davon Richtung Westen ab.

Bohrlochmessungen wurden zunächst in der Kaverne S5 mit Gyroskop-Messungen zur Bestimmung des genauen Bohrlochverlaufs durchgeführt. In den Bohrungen KB1, KB3, KB4 und KRU1 wurden folgende geophysikalische Messungen mit unterschiedlichen Messsonden durchgeführt (Kerosevic und Rübél, 2014):

- Dichte
- Gamma-Ray
- Kaliber
- Sonic
- Temperatur
- Leitfähigkeit

Die zur Detektion von leitfähigen Horizonten und möglichen Fluidinhalten durchgeführten Leitfähigkeitsmessungen in der Bohrung KRU1 zeigten mit der DIL-Sonde fünf Horizonte (ca. 55 m, 75 m, 99 m, im Bereich von 148 m bis 153 m sowie bei ca. 249 m) mit gegenüber dem Ton erhöhten Leitfähigkeiten. Diese werden als klüftige und wasserführende Bereiche interpretiert (von der Stein, 2014e). Zwei dieser Bereiche stimmen mit Ölbefunden am Bohrkern überein.

3.2. 2D-seismische Verfahren

Die 2D-reflexionsseismischen und VSP-Verfahren (Abb. 12; Vibroseis, 8 Linien, Gesamtlänge ca. 19 km) lieferten einen Datensatz mit einer Zeit-Tiefen-Zuordnung (bis ca. 650 m) und ein Geschwindigkeitsmodell. Die fünf interpretierten Reflektoren konnten somit geologischen Einheiten zugeordnet und gut kartiert werden (Abb. 13, Abb. 14). Die Reflektoren (Unterkreide bis Buntsandstein) fallen generell leicht nach Südosten ein.

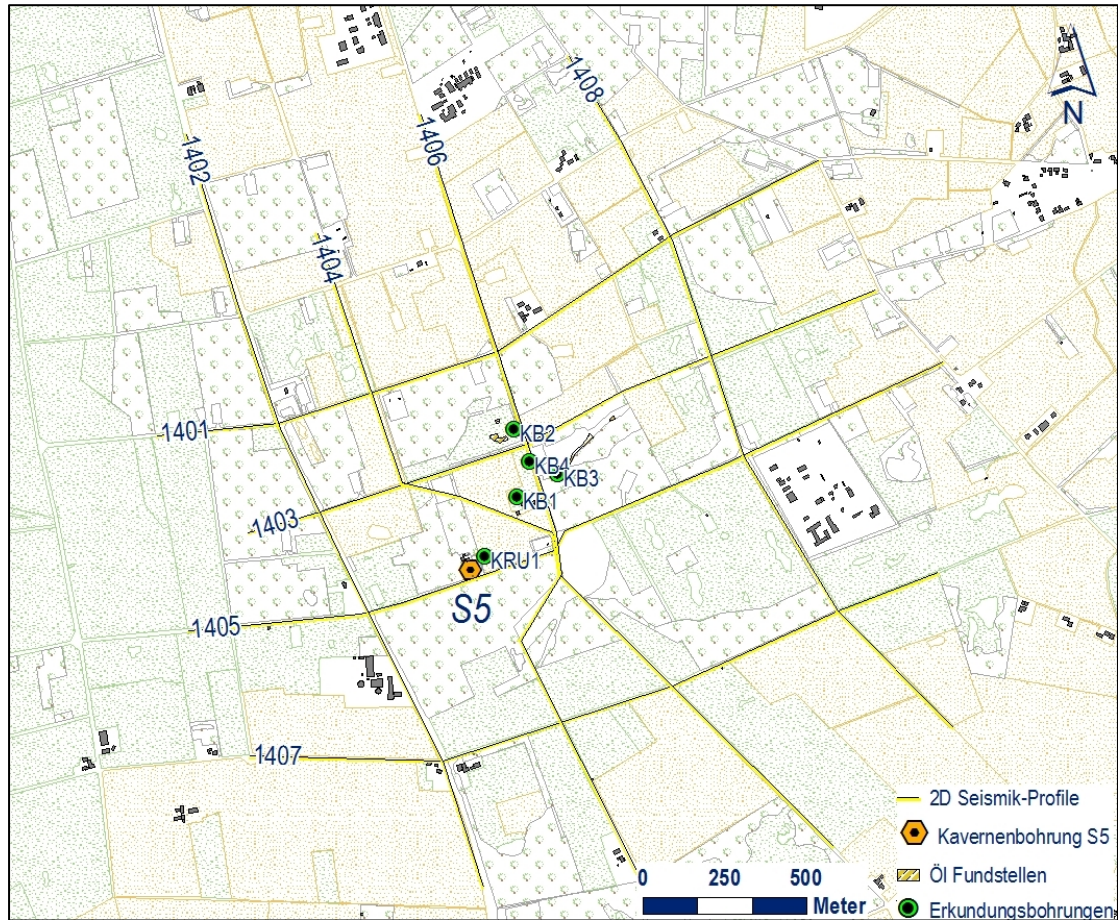


Abb. 12: Lage der 2D-seismischen Linien (Hartmann und Hanstein, 2014).

Das Gebiet weist eine relativ komplexe Tektonik auf, mit einigen größeren und vielen kleinen Störungen. Zwei größere Störungen konnten dabei über mehrere der 2D-Linien interpretiert und korreliert werden (Abb. 15): KS1 streicht Nord - Süd im nordwestlichen Bereich des Surveys, fällt mit ca. 60° nach Westen ein und hat einen Versatz von bis zu 60 m. KS2 streicht Ost-West und fällt mit ca. 60° nach Süden ein mit einem Versatz bis zu 20 m. Eine weitere Störung, KS3, südlich des Schadensgebietes streicht ebenfalls Ost-West, fällt mit 60° nach Norden ein, und hat einen Versatz bis zu 10 m. Die Korrelation dieser Störungen zwischen den einzelnen 2D-Linien ist nach gängiger Praxis als wahrscheinlich einzustufen. Zum Zweck der Konsistenzprüfung zwischen dem Störungs- und Horizontmodell und zu Darstellungszwecken zwischen den seismischen Linien wurde ein Modell mit in sich geschlossenen Volumenkörpern berechnet (Abb. 14). Aufgrund allgemeiner Erfahrung ist davon auszugehen, dass das Gebiet kleinräumiger und stärker gestört ist, als das Modell es darstellt.

Keine der robust kartierbaren Störungen schneidet direkt die Kaverne S5 (Abb. 15). Die Störung KS2 ist zwar nicht bis zur GOK interpretierbar, aber die Ölfunde der Kernbohrungen KB1 und KB3 liegen ungefähr in Verlängerung dieser Störungszone.

Ausgehend von der weltweit nachgewiesenen selbstähnlichen Geometrie von Störungssystemen [z. B. Bour und Davy, 1999] sind viele kleine assoziierte Störungen (mit Versatz < 10 m) in Übereinstimmung mit dieser Theorie im betrachteten Volumen zu erwarten. Die unterschiedlichen Streichrichtungen der größeren Störungen weisen auf ein

kompliziertes Netzwerk von vielen kleinen Störungen hin, die in den Kernbohrungen und Schürfen als Trennflächen (meist Harnische) ihren Ausdruck finden (Abb. 8). Es ist also sehr wahrscheinlich und nachvollziehbar, dass sich in der Nähe der Kaverne S5 viele kleine Störungen in den Tonsequenzen befinden, so auch in der Nähe der Leckagestelle in 217 m Tiefe.

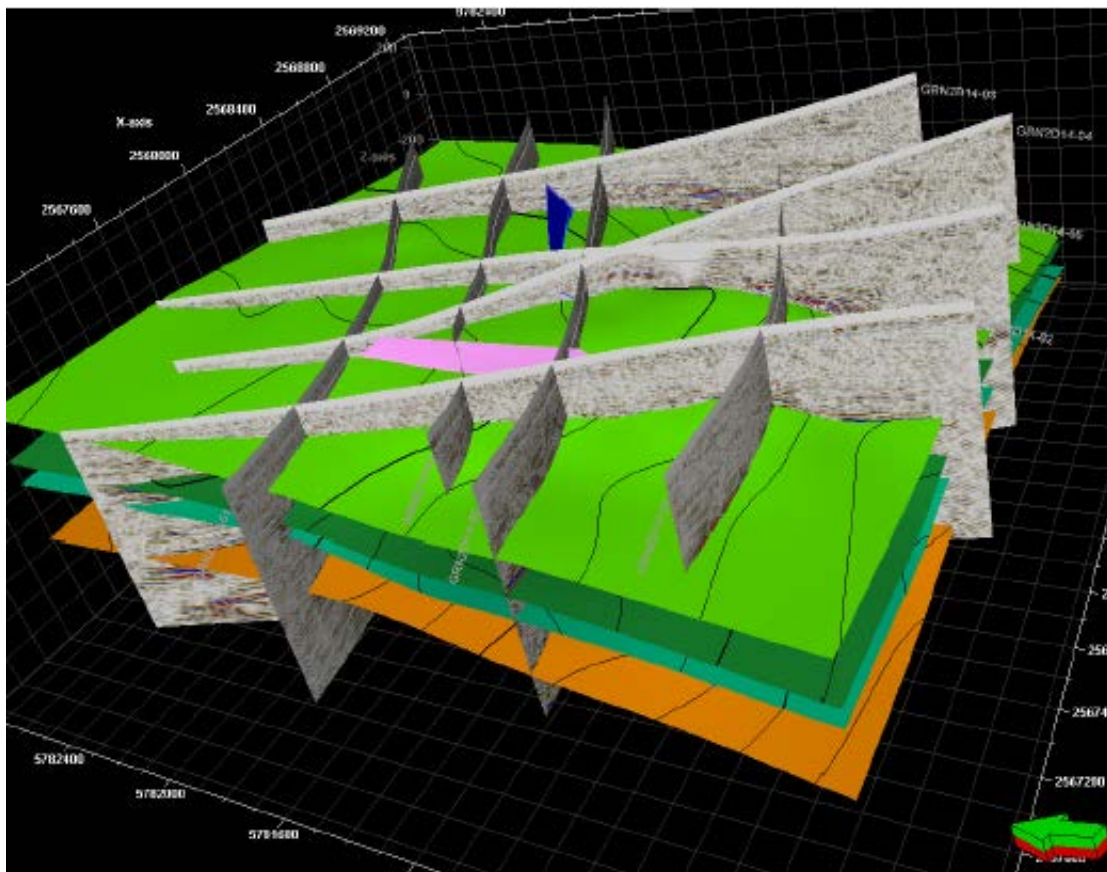


Abb.13: 3D-Ansicht des seismischen Schichtenmodells der DMT (Hartmann und Hanstein, 2014).

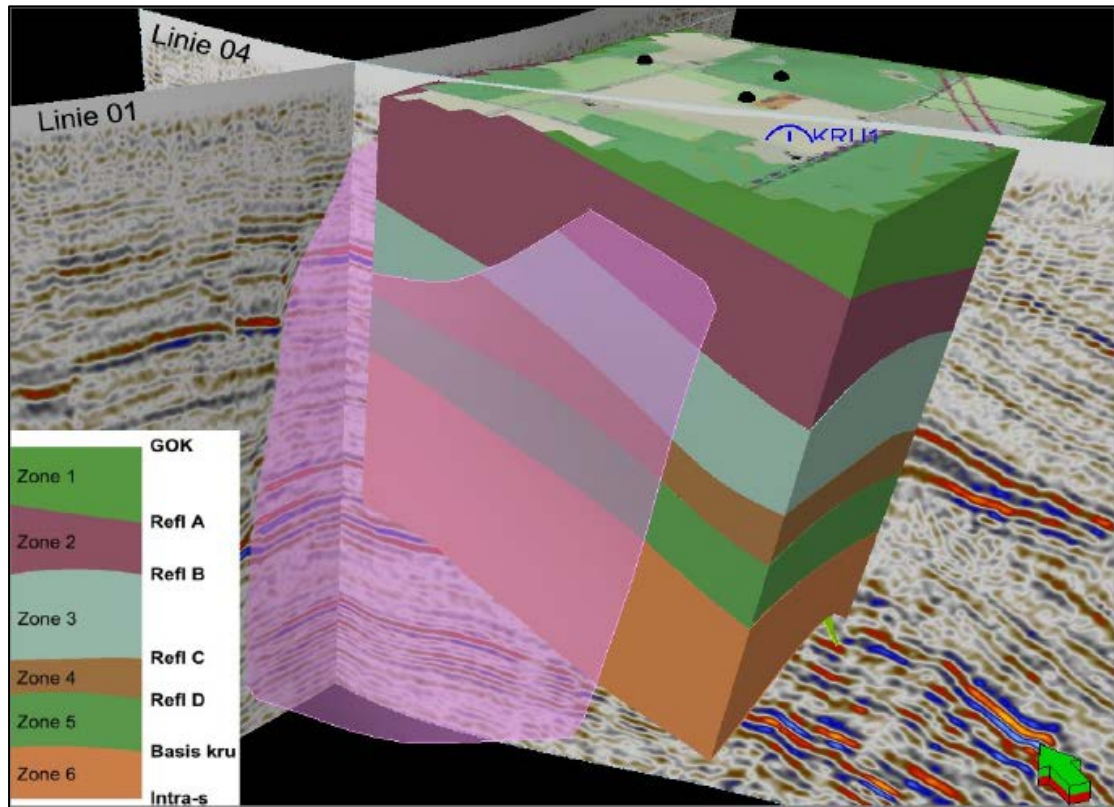


Abb. 14: 3D-Ansicht des seismischen Zonenmodells der DMT (Hartmann und Hanstein, 2014).

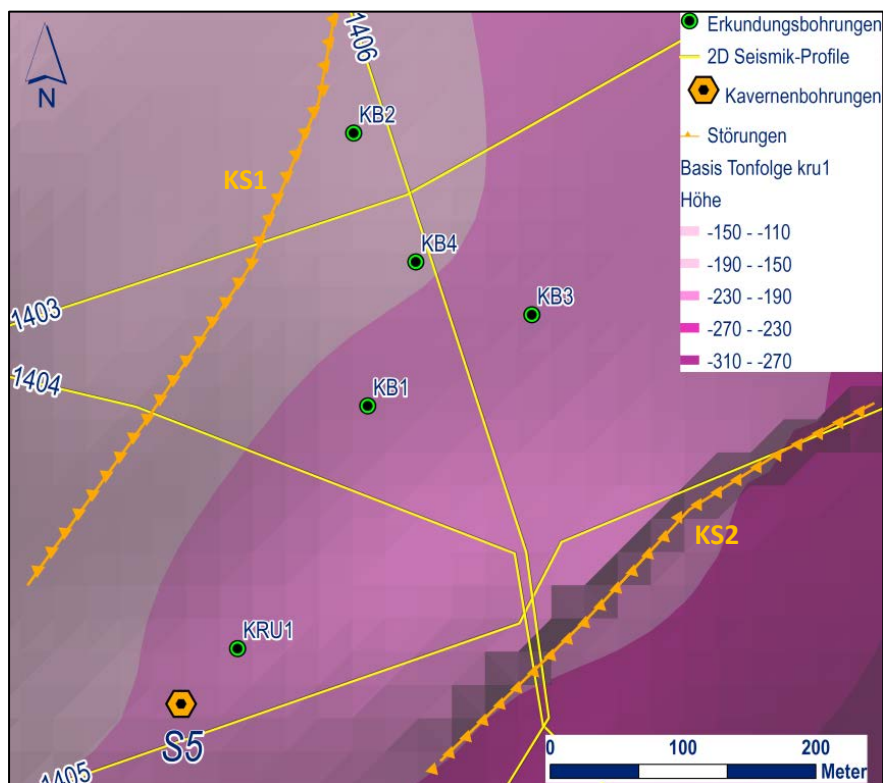


Abb. 15: Basis Tonfolge kru1, zwei Hauptstörungen KS1 (Westen) und KS2 (Südosten) sowie Erkundungsbohrungen (Hengst, 2014).

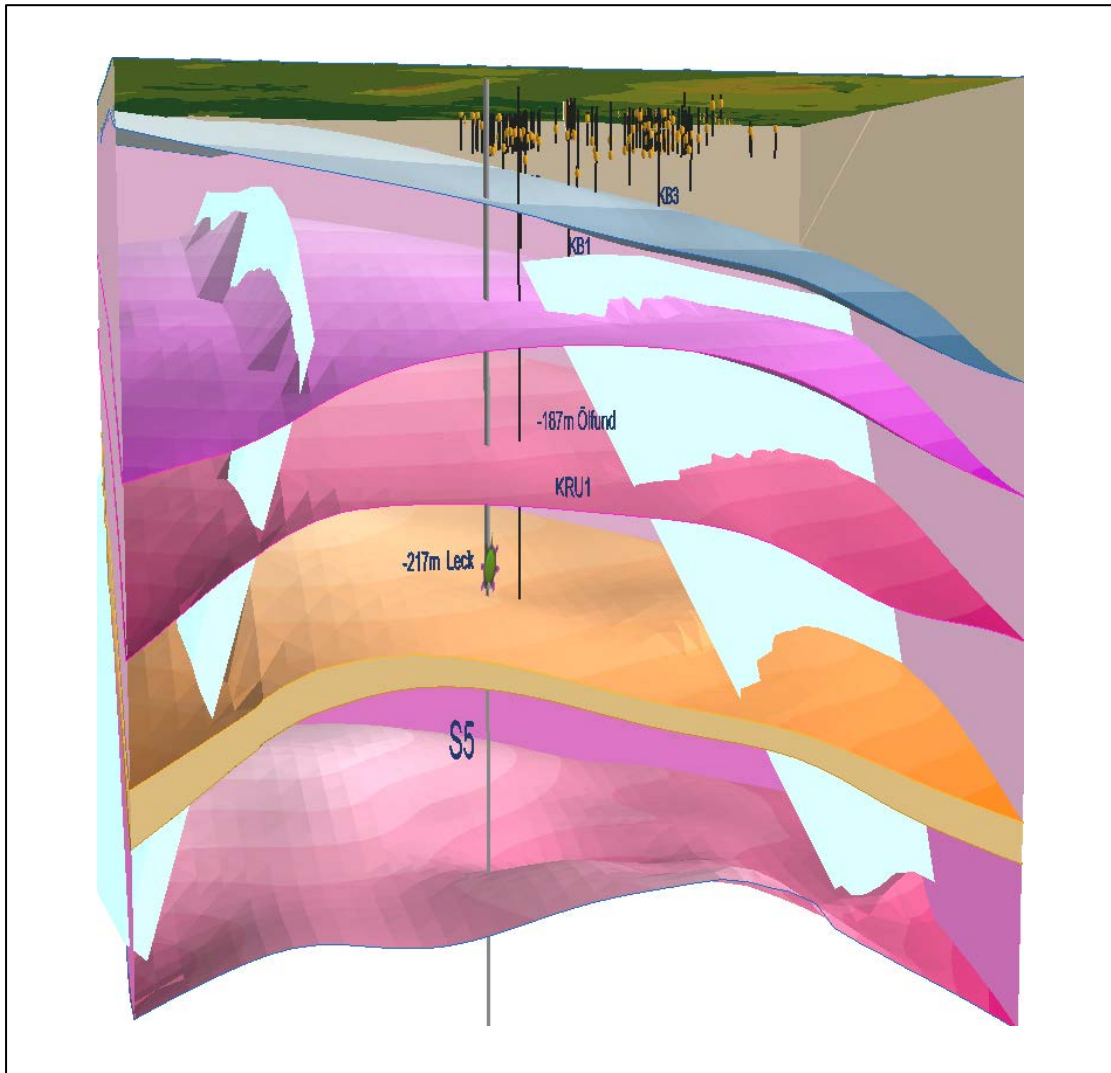


Abb. 16: 3D Blockbild mit interpolierten Reflektor- und Störungsflächen sowie Erkundungsbohrungen und LIF-CPT-Sondierungen mit tiefenbezogenen Ölfunden (gelbe Symbole). Darstellung 2-fach überhöht, Blick nach Norden (Hengst, 2015).

4. Weiterführende Untersuchungen

4.1. Bohrkernanalysen

Ziel dieser Studie war es, die Prozesse, die zu den Ölaustritten geführt haben sowie mögliche Wegsamkeiten mittels Bohrkernanalysen einzugrenzen. Hierzu wurden Proben der Bohrung KB1 aus den ölführenden Intervallen 17-18 m, 31-32 m und 51-52 m Tiefe entnommen. Die Mineralogie dieser Proben wurde mittels Röntgendiffraktometer-Analysen (RDA) bestimmt. Um die Mikrostrukturen zu visualisieren wurden „State-of-the-Art“ Ionenätzungsverfahren in Kombination mit hochauflösender Rasterelektronenmikroskopie (REM) und chemischen Analysen mittels Energiedispersiver Röntgenspektroskopie (EDX) durchgeführt (Schmatz et al., 2015). In den beprobten Bereichen sind bereits makroskopisch natürliche Harnischflächen und Brüche festzustellen (Abb. 17 - 19).

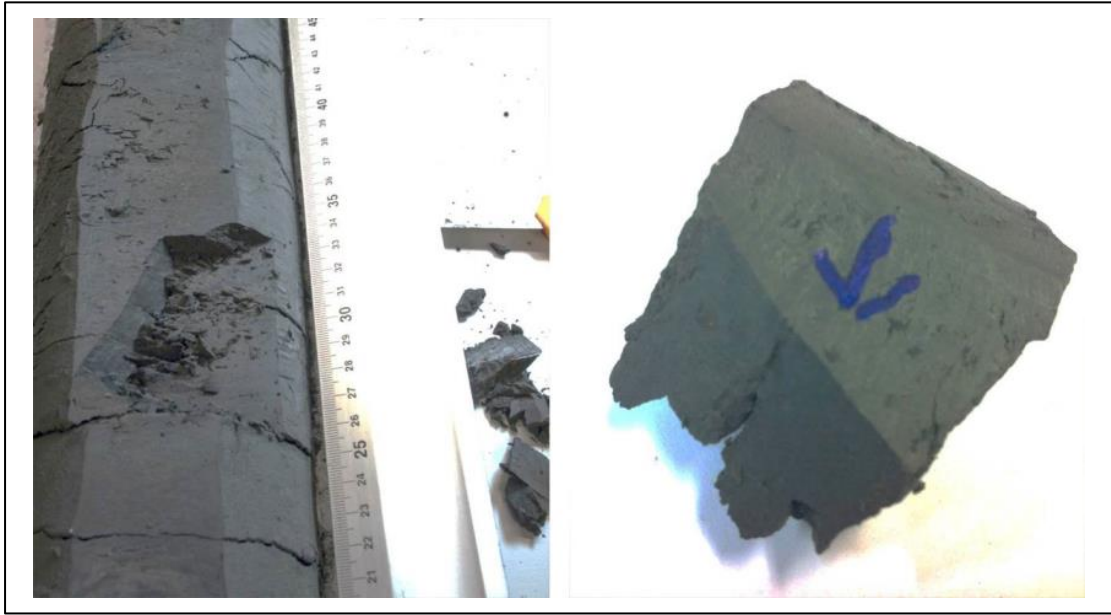


Abb. 17: Bohrkern KB1 im Bereich 51-52 m unter GOK mit steilstehender, natürlicher Harnischfläche ohne Ölführung (Urai et al., 2014).



Abb. 18: Bohrkern KB1 im Bereich 15-18 m unter GOK mit steilstehenden Mikrobrüchen (Pfeil links) und Ölführung bei 17-18 m (von der Stein, 2014a).



Abb. 19: Bohrkern KB1 im Bereich 31-32 m unter GOK mit Ölführung (roter Kreis und fluoreszierender Bereich), (von der Stein, 2014a).

Es wurde die Hypothese aufgestellt, dass das Öl entlang dieser Harnischflächen aufgestiegen sein könnte. Hierzu war zu klären, ob die Harnischflächen vor dem Ereignis offen waren, und damit ein offenes Kluftsystem im Ton für den Ölaufstieg vorhanden war. Die angewandte Analytik wurde zielgerichtet eingesetzt, um zwischen natürlichen, dichten Scherbrüchen und natürlichen, vor dem Vorfall offenen, Klüften (Abb. 20) unterscheiden zu können. Die Proben zeigen elektronenmikroskopisch glatte, planare Flächen mit Harnischen ohne sichtbare Anzeichen für Mineralwachstum, Oxidation oder Bio-Beläge (Abb. 21). SEM Ergebnisse bestätigen weiterhin das Vorhandensein von Scherbrüchen (Mikro-Harnische). EDX Analysen zeigen keinen Unterschied in der chemischen Zusammensetzung der Harnische und der Tonmatrix, der auf Mineralisation hinweisen würde (Abb. 21).

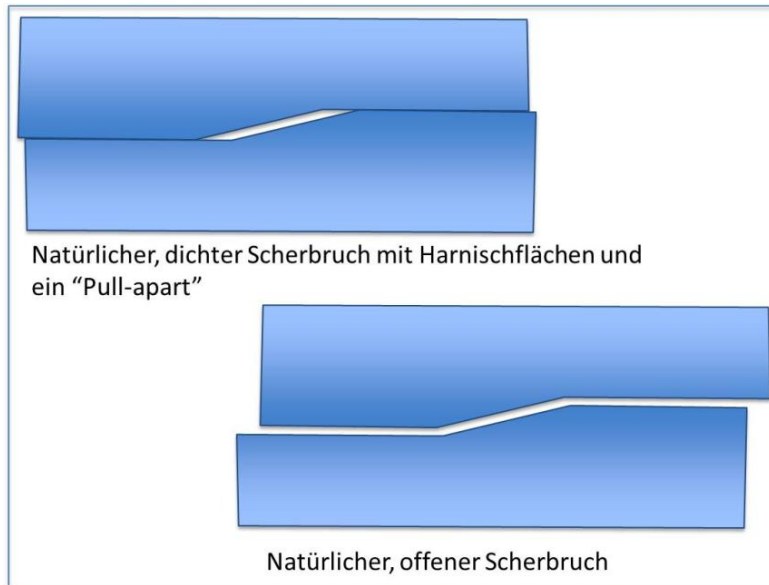


Abb. 20: Begriffsdefinition von Brüchen.

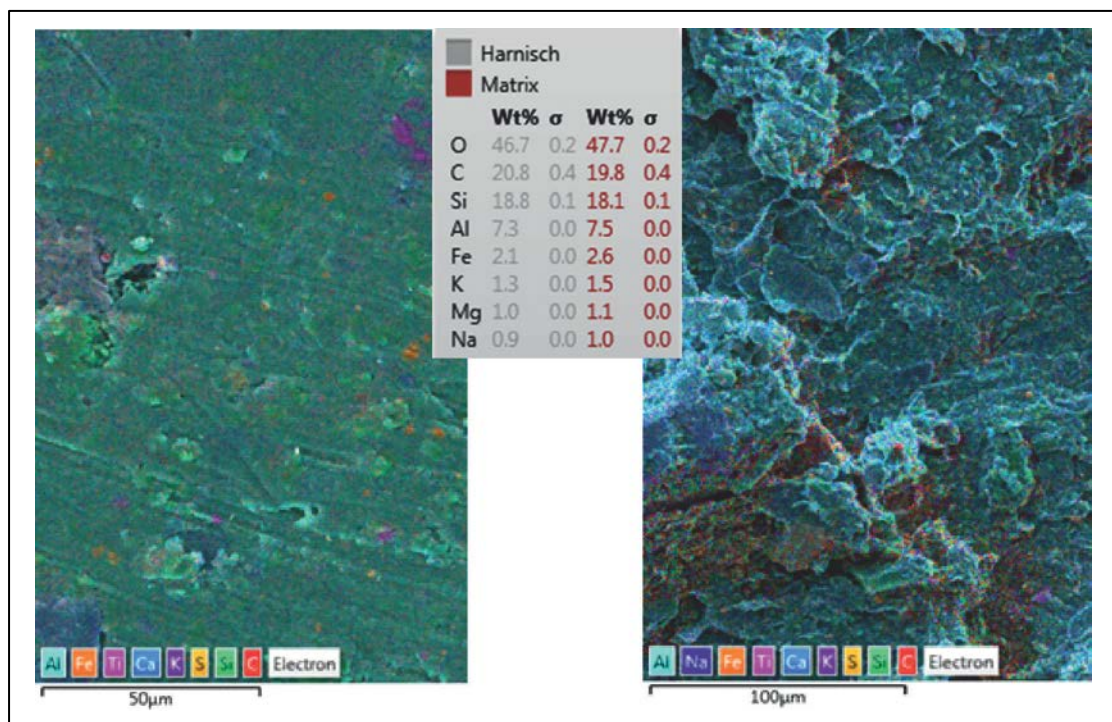


Abb. 21: Vergleich der Textur und Elementverteilung mittels Elementüberlagerungsbild von Harnisch (links) und Matrix (rechts). Die chemische Analytik (Mitte) zeigt keine signifikanten Unterschiede in den untersuchten Bereichen (Bohrkernabschnitt 51- 52 m, Probe 01; (Schmatz et al., 2015)).

In der Studie konnte weiterhin nachgewiesen werden, dass die Harnische keine sekundäre Mineralisation aufweisen und sich mineralogisch nicht von frischen, im Labor erzeugten Bruchflächen unterscheiden (Abb. 22). Deshalb ist die Interpretation schlüssig, dass die untersuchten Harnische Scherbrüche (Störungen mit cm- bis m Versatz) darstellen, die durch

Scherbewegungen während der Kompaktion und der tektonischen Deformation der Tone entstanden und im Gestein im Bereich der Schadensstelle bereits vorhanden waren. Weiterhin müssen diese vor dem Ereignis geschlossen gewesen sein mit einer Permeabilität vergleichbar mit der der Matrix.

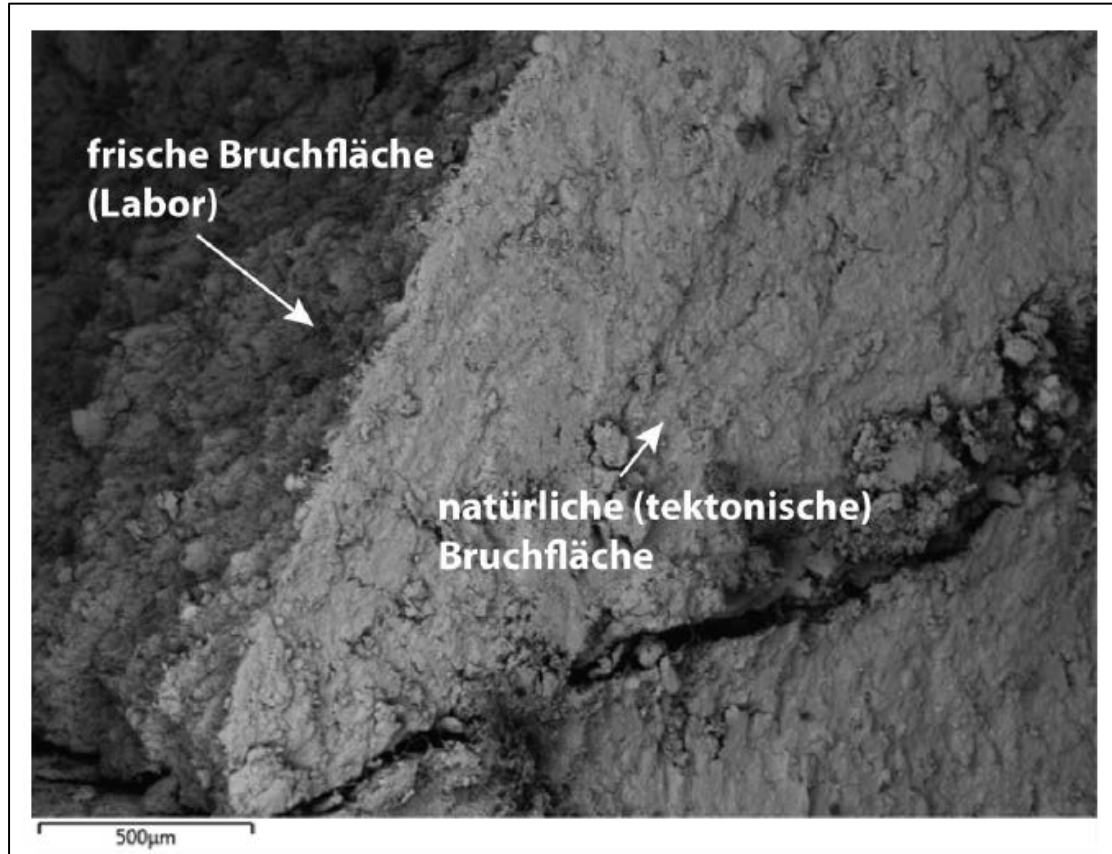


Abb. 22: Vergleich einer natürlichen, tektonischen, Bruchfläche mit einer frischen, im Labor erzeugten, Bruchfläche. Sekundarelektronenbild (SE2) Probe 04, Bohrung KB1 (Schmatz et al., 2015).

Es ist bekannt, dass die Zugfestigkeit von Harnischen geringer ist als die der zugehörigen Matrix (Laurich et al., 2014). Wenn der Öldruck an der Schadensstelle während des Ereignisses höher war als die kleinste totale Hauptspannung des umgebenden Tonsteins, werden die vorhandenen (geschlossenen und impermeablen) Scherbrüche (wenn günstig orientiert gegenüber den Hauptspannungen) durch den Fluiddruck bevorzugt geöffnet, anstatt neue Risse in der Matrix zu bilden. Diese Brüche sind meistens steil orientiert, basierend auf der beobachteten Orientierung der Harnische in den Bohrkernen. Das Ereignis führte zur fortschreitenden Öffnung der ursprünglich dichten Scherbrüche und zur Ölmigration in Richtung der Erdoberfläche entlang von Störungs- und Bruchsystemen. Dieses Modell würde erklären, warum die Austritte des Rohöls einige hundert Meter nordöstlich der Schadenstelle auftraten und der Ölfluss nicht entlang der Kavernenbohrung erfolgte. Es würde auch bedeuten, dass Öl nur dort vorhanden ist, wo die bereits existenten, Scherbrüche durch Öldruck geöffnet wurden.

NB: Kurze Erläuterung der Begriff "kleinste totale Hauptspannung": "Im Boden herrscht im Allgemeinen ein dreidimensionaler Spannungszustand. Denkt man sich aus dem Kontinuum einen infinitesimal kleinen Würfel herausgeschnitten, so würde auf jede der Flächen ein Spannungsvektor (Kraft/Fläche) wirken, der sich in eine Normalspannungs- und zwei

Schubspannungskomponenten zerlegen lässt. Insgesamt gibt es also neun Komponenten. Man kann den Würfel immer in eine Lage drehen, bei der alle Schubspannungskomponenten gleich Null werden. Die drei, dann ausschließlich wirkenden Normalspannungen heißen Hauptspannungen.“ (Skript: Grundlagen der Geotechnik, Prof. Dr.-Ing M. Ziegler, RWTH Aachen).

Eine Ölaufnahme in die Matrixporosität des wassergesättigten Tonsteins und Kapillartransport durch die dichte Tonmatrix während des Leckageprozesses wird durch diese Untersuchungen aufgrund der geringen Porengröße als sehr unwahrscheinlich eingestuft. Zudem ist bekannt, dass sich geöffnete und wieder geschlossene Scherbrüche in Ton langsam wieder versiegeln („self-sealing process“). Man kann also auch in diesem Fall davon ausgehen, dass sich die Scherbrüche nach Reduzierung des Kavernendruckes unter der Gebirgslast wieder geschlossen haben, sobald der Öldruck wieder unterhalb der kleinsten totalen Hauptspannung lag. „Self-sealing“ oder „Wieder-Verschluss“ der Brüche erfolgt laut Studien der OECD (Bock et al., 2010) sowie Dehandschutter et al. (2005) und Zhang (2013) innerhalb weniger Monate. Nach dem Verschluss der Scherbrüche bleibt wenig und zudem immobiles Öl auf den Harnischflächen erhalten. Möglicherweise ist ein Teil des Öls wieder in das Bohrloch zurückgeflossen.

4.2. Konvergenz der Ölspeicherkaverne S5

Im Gutachten von Univ.-Prof. Dr. Sroka werden konvergenzbedingte Gebirgsbewegungen entlang der Verrohrung der Kaverne S5 berechnet.

Grundlagen für die Untersuchungen war die Formel für die Berechnung von Senkungen und Gebirgsdeformationen (Sroka und Schober, 1982) und die gemessenen Bodensenkungen im Kavernenfeld Epe (Nivellement 2006), beides auf Basis der in der Kaverne S5 zweifelsfrei festgestellten Leckage in einer Teufe von 217 m.

Das angewendete analytische Berechnungsverfahren wurde auch mit Finite-Elemente-Berechnungen verglichen mit dem Ergebnis, dass die "Prognoseverfahren bei gleichen Randbedingungen eine gute Übereinstimmung hinsichtlich zeitlicher Senkungen, Senkungsgeschwindigkeiten sowie horizontaler Verschiebungen liefern" (Sroka, 2015). So wurde eine gute Übereinstimmung zwischen dem von SGW ermittelten Bodensenkungen mittels Nivellementmessungen im Jahr 2006 (Hengst, 2014) und der im Zuge dieser Studie durchgeführten Nachberechnung erreicht (Abb. 23). Die Güte der Abschätzung der Bewegungen im Gebirge hängt vom Wert mehrerer Parameter ab. Für vertikale linienförmige Objekte weist die Deformation in Längsrichtung (der vertikale Gradient der Senkung) die größten Verformungen bzw. auftretende Schäden auf. Dies wird durch die Berechnung des virtuellen Konvergenzschwerpunkts im Kavernenfeld Epe bestätigt (Abb. 23). Bei der Berechnung wurden, um die Unsicherheiten zu minimieren, drei unterschiedliche Berechnungsvarianten benutzt. Diese Berechnungen ergeben, auf 200 m Teufe, eine Verformung zwischen 0.1 und 0.2 mm/m.

Die Berechnungen für minimale und maximale Werte der durch Videobefahrung nachgewiesenen defekten Rohrverbindung (Gewindeklaffung) lagen für die drei numerischen Varianten bei 27 mm und 62 mm. Bis zur Teufe des Rohrschuhs bei 212 m ist die Kaverne S5 doppelverrohrt. Dieser doppelverrohrte Abschnitt ist fester als der tiefere, einzelverrohrte Abschnitt. Der beschädigte Rohrverbinder ist der erste, der unter dem doppelverrohrten Abschnitt der Kavernenbohrung liegt. Aufgrund der geokinematischen Betrachtung hält Herr Professor Sroka den Ort und das Maß der Gewindeklaffung durch

konvergenzbedingte vertikale Deformation der Kavernenbohrung im Rohrverbinder bei 217 m für erklärbar. Eine Begünstigung durch eine nicht korrekt ausgeführte Verschraubung sowie aufgrund eines Materialfehlers oder einer technischen Anomalie an der Muffe ist nicht auszuschließen (Sroka, 2015).

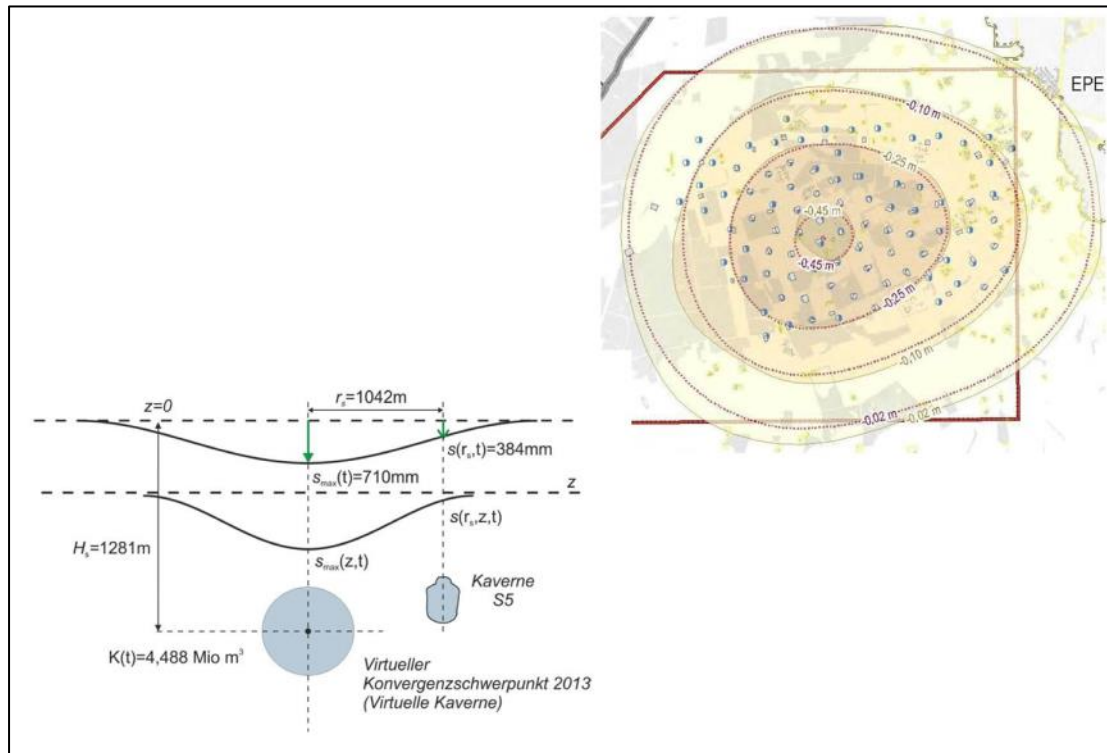


Abb. 23: Konvergenzanalyse und Bodensenkungen im Kavernenfeld Epe (Sroka, 2015). Rechts oben: Vergleich zwischen den im Jahre 2006 mittels Nivellementmessungen ermittelten Senkungen im Bereich des Kavernenfeldes EPE und der durchgeführten Nachberechnung; links unten: Konvergenzschwerpunktberechnung für den Zentralbereich des Kavernenfeldes Epe (Sroka, 2015).

4.3. LIF-CPT-Sondierungen

Zielstellung der LIF-CPT-Sondierungen (Laser Induced Fluorescence, Cone Penetration Test) war die obertägige Eingrenzung von Untergrundbelastungen durch ausgetretenes Rohöl im weiteren Umfeld der Kaverne S5 durch den Einsatz von direktanzeigenden Schadstoffmessungen mit der LIF-CPT-Drucksondiertechnik. Neben den Standard-Drucksondierungen kam eine kombinierte Drucksondierung mit Vorbohrung zum Einsatz, um das Erreichen größerer Teufen zu ermöglichen.

Die beauftragte Firma Fugro Consult GmbH, Burgwedel, verfügt mit ihrer Sondiertechnik über ein Verfahren, das in der Lage ist, Belastungen des Bodens und Grundwassers auch in größeren Tiefen im Zentimeterbereich zu lokalisieren und deren Mächtigkeit zu ermitteln. Es ist zudem möglich, die vertikale und horizontale Verteilung des Ölauftrittens darzustellen.

Neben den Bohrungen wurde zur weiteren Schadenserkundung eine In-Situ-Technologie eingesetzt, mit der LIF-CPT-Sondierungen mit Messtiefen von bis zu 55 m unter Geländeoberkante (GOK) ausgeführt wurden. Insgesamt wurden 423 LIF-CPT-Sondierungen abgeteuft.

Die in den Messungen vorgefundenen Wellenlängenmuster ergaben eine für den Standort typische Signalverteilung und eine sehr gute Übereinstimmung der Signale am Standort mit den Signalen der Referenzmessungen. Hieraus ergibt sich prinzipiell eine sichere Zuordnung und Identifizierung der im Untergrund vorhandenen Belastung durch Rohöl an jedem einzelnen Sondieransatzpunkt.

Die aufgezeichneten CPT-Daten zeigen, dass bis in eine Tiefe von ca. 50 m unter GOK in der Regel durchgehend toniges bis schluffiges Material anzutreffen ist, welches nur von geringmächtigen Lagen mit höherer hydraulischer Durchlässigkeit durchzogen wird. Dies ist konform mit den Kernanalysen der Bohrungen KRU1 und KB1-4 und bestätigt den Untergrundaufbau und damit die laterale Verbreitung der betroffenen Kreidetone des Apt/Alb. Aufgrund der Materialeigenschaften der niedrigerpermeablen Tone wäre davon auszugehen, dass sich in diesen Bereichen vergleichsweise geringe Mengen Rohöl über größere Distanzen ausbreiten konnten. Die 2- und 3-dimensionale Visualisierung der LIF-CPT-Daten zeigt punktuell begrenzte Rohölbelastungen der betroffenen Untergrundbereiche an den Fundstellen 1-3 und in deren unmittelbarer Umgebung (Abb. 24). Weitere Ölvorkommen wurden im erweiterten Umfeld nicht festgestellt.

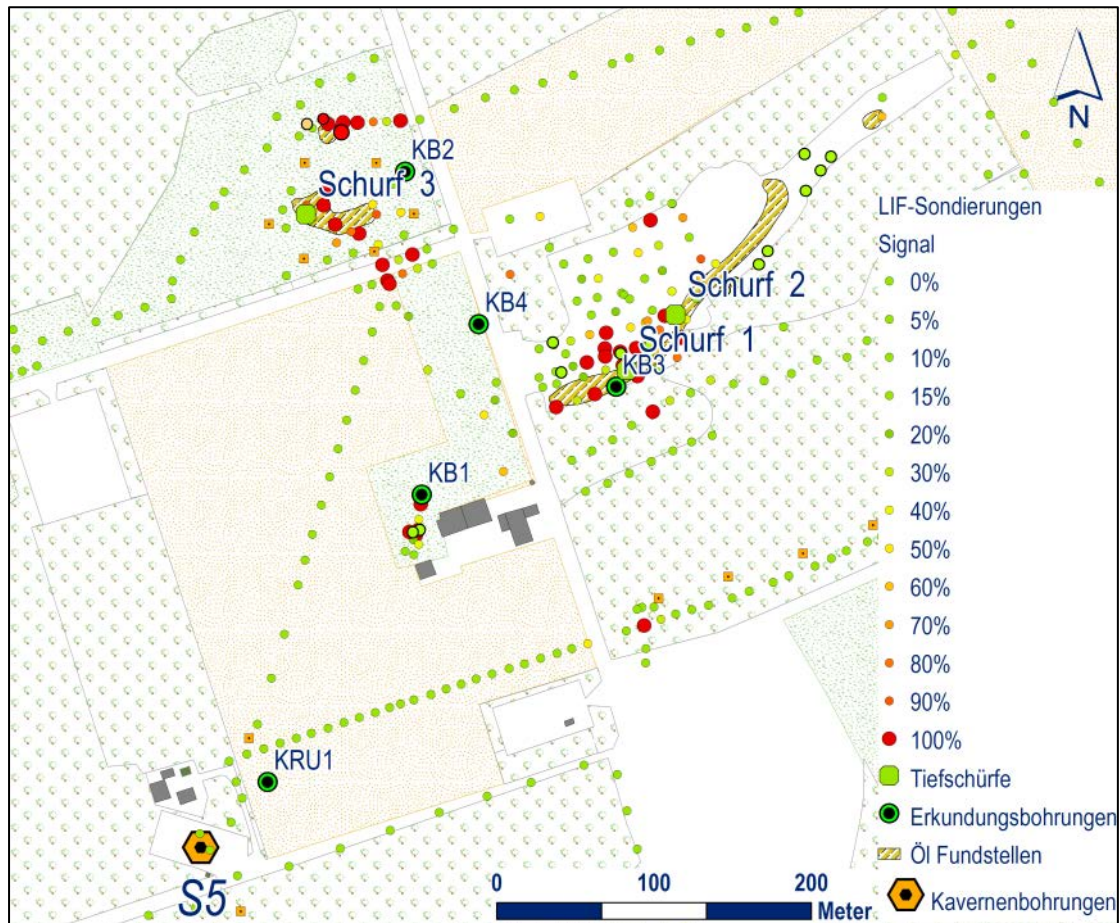


Abb. 24: Ergebnisse LIF-CPT-Sondierungen im Schadensgebiet mit Lokationen der Tiefschürfe und Erkundungsbohrungen (nach Hirsch, 2014).

4.4. Untersuchungsprogramm Verrohrung der Kavernenbohrung S5

Zur Ursachenklärung möglicher Undichtigkeiten der Kaverne S5 wurden 6-Arm-Kaliber-Messungen und eine Videobefahrung im Mai 2014 durchgeführt.

Die 6-Arm-Kalibermessungen wurden im Kavernenhals und im gesamten Bereich der 11^{3/4}“ Rohrtour in Rohöl durchgeführt. Die Auswertung zeigt bei 216,8 m eine Verbindung, die im Vergleich zu den anderen Rohrverbindern sowohl im Innendurchmesser als auch in der vertikalen Ausdehnung von der Spezifikation abweicht.

Die Videobefahrung wurde nach Austausch von Rohöl in Wasser vorgenommen (Abb. 25). In den Verschraubungen zeigten sich etwa 8 sichtbare Gewindegänge entsprechend der API-Spezifikation (American Petroleum Institute, Washington, D.C.). Ein Rohrverbinder bei 216,8 m zeigt deutlich 30 Gewindegänge. Das Intervall sichtbarer Gewindegänge hat hier eine vertikale Ausdehnung von ca. 0,10 - 0,12 m und entspricht damit nicht der Spezifikation einer nach API ordnungsgemäß verschraubten API-K-Muffe.

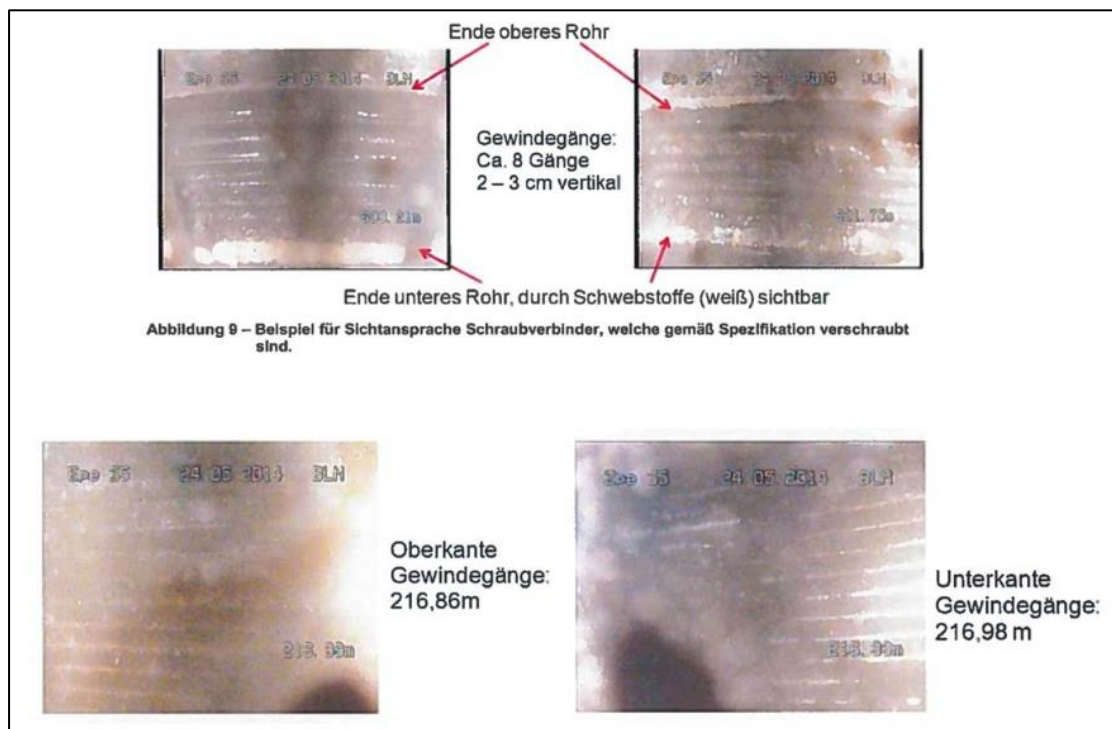


Abb. 25: Videobefahrung der zementierten Verrohrung der Kavernenbohrung S5. Oben: Beispiele für Schraubverbinder, welche gemäß Spezifikation einer API-K-Muffe vorliegen. Nach ordnungsgemäßer Verschraubung sollten ca. 8-10 Gewindegänge sichtbar sein. Unten: Bereich des schadhaften Rohrverbinders bei 216,8 m. Es sind die Ober- und die Unterkante des Bereichs mit freien Gewindegängen sichtbar (Aehnelt, 2014).

4.5. Druckteste zur Leckage-Lokalisierung

Das erste Ziel dieser Teste war es, die hydraulische Dichtheit der Verrohrung zu testen und mögliche Leckage-Stellen zu lokalisieren. Die Teste wurden mit Frischwasser durchgeführt um eine mögliche erneute Leckage von Öl in das Gebirge zu verhindern. Ein weiteres Ziel war es, beim Vorhandensein einer oder mehrerer Leckagepunkte, die maximal zulässigen Kopfdrücke zu messen (Abdel Haq, 2015).

Für die Tests wurde im Bereich des Rohrschuhs eine mechanische Vollabspernung (Bridge Plug) eingebaut. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass im Teufenbereich 0 - 200,3 m hydraulische Dichtheit besteht. Auch im Teufenbereich 311,1 - 1071,6 m war das der Fall. Die Ergebnisse bestätigten aber auch eindeutig das Auftreten einer Leckage im Bereich 200,3 - 311,3 m. Diese wurden durch Doppel-Packer-Teste vertiefend untersucht (Abb. 26).

Das Testintervall 11 (209,3 m - 221,8 m) war der einzige Tiefenbereich in dem eine Leckage festgestellt wurde. Hier wurde eine konstante Pumprate von $\dot{V}=200$ l/h über 2,5 h eingehalten. Der Maximaldruck, der bei dieser Pumprate zu erreichen war, lag bei 3,5 MPa. Hierbei stieg der Kopfdruck linear an bis 2,5 MPa und danach sank die Druckanstiegsrate abrup. Dies ist ein eindeutiger Hinweis darauf, dass Flüssigkeit in das Nebengestein eindrang.

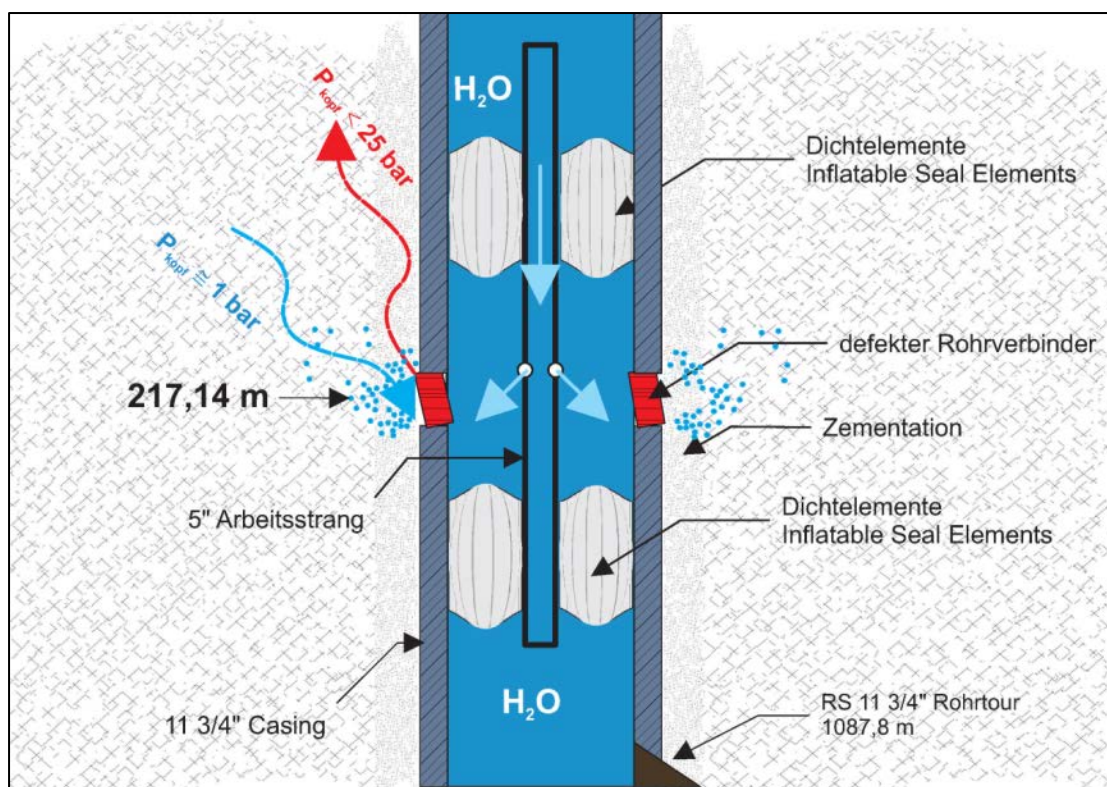


Abb. 26: Aufbau und Funktionsweise der Doppel-Packer-Garnitur (Abdel Haq, 2015).

Zusammenfassend wurde eine singuläre Leckagestelle bei $217,2 \pm 1,7$ m eindeutig nachgewiesen, an der die Verrohrung undicht ist (Abb. 26). Das bestätigen die Ergebnisse der optischen Befahrung und der Kalibermessungen, die auch in dieser Tiefe eine Anomalie aufweisen. Bei 217,3 m ist die Verbindung bis 2,5 MPa Kopfdruck hydraulisch dicht. Bei höheren Drücken erfolgt ein Abfluss in das Nebengestein, bei stark abnehmendem Kopfdruck auch ein Rückfluss.

Die totale Vertikalspannung σ_v kann für diese Tiefe nach folgender Gleichung näherungsweise bestimmt werden:

$$\sigma_v = \rho_B \cdot g \cdot Z = 5,0 \text{ MPa}$$

Mit: σ_v = Vertikalspannung (MPa)

ρ_B = mittlere Gesteinsdichte (2.347 kg/m³)

g = örtliche Fallbeschleunigung (9,81 m/s²)

Z = Tiefe (m)

Der gemessene Eindringdruck des Wassers = 2,6 MPa Kopfdruck + 2,13 MPa Wasserdruck = 4,73 MPa (Abb. 27). Der Porendruck beträgt unter Annahme von hydrostatischen Verhältnissen 2,13 MPa.

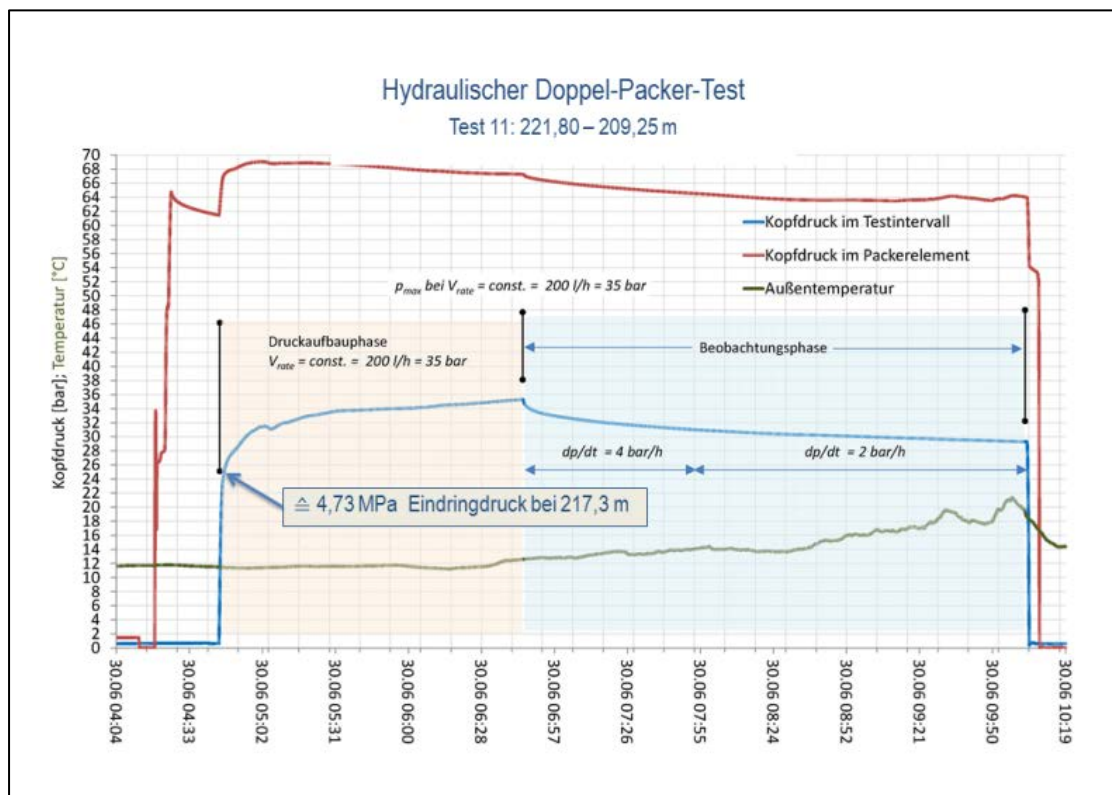


Abb. 27: Ergebnis Doppel-Packer-Test. Kopfdruck im Testintervall mit leckender Rohrverbindung. Es ist deutlich zu sehen, dass bei einem Druck höher als 2,4 MPa weiteres Pumpen zu einer schnellen Abnahme der Druckaufbaurrate führt (1 bar = 0.1 MPa; Abdel Haq, 2015).

Um den kapillaren Widerstand der Unterkreide zum Eindringen des Öls zu überwinden, ist ein Druck p_c = ca. 2 MPa über dem Porendruck notwendig. Dieser geschätzte Druck basiert auf der gemessenen Durchlässigkeit der Tone (von der Stein, 2015) und auf den Korrelationen in Ingram et al. (1997, Abb. 3).

Die Ergebnisse dieser Druckteste sind konsistent mit einem Modell, in dem ein vorhandener Riss durch Eindringen der Testflüssigkeit wieder geöffnet wird. Darum wird der berechnete Eindringdruck von 4,73 MPa als eine Schätzung der kleinsten totalen Hauptspannung angesehen.

Der Öldruck bei 217 m war kurz vor dem Ereignis etwa bei 8,1 MPa (Abb. 28). Dieser Druck ist deutlich höher als die kleinste totale Hauptspannung ($\sigma_3 = 4,7 \text{ MPa}$) im Ton. Die

Ergebnisse und Berechnungen lassen erwarten, dass bei Eintritt des Ereignisses in 217 m Tiefe das Öl unter sehr hohem Druck (8,1 MPa) in die Ton- und Schluffsteine der Unterkreide eingepresst wurde (Abb. 28). Das Öl konnte wegen des kapillaren Widerstands und der geschätzten sehr niedrigen Durchlässigkeit für Öl nicht oder nur gering in die Matrix des Tons migrieren. Stattdessen wurden bestehende Klüfte geöffnet, durch die das Öl migriert ist (siehe oben).

Die Gamma-Ray Messungen (Abb. 5) zeigen, dass der Tongehalt des Gesteins von 217 m nach unten leicht zunimmt. Das könnte darauf hinweisen, dass die Horizontalspannung mit der Tiefe zunimmt. In diesem geomechanischen Spannungszustand werden die bestehenden Klüfte daher eher nach oben als nach unten geöffnet, eine Migration des Öls nach unten ist deshalb eher unwahrscheinlich.

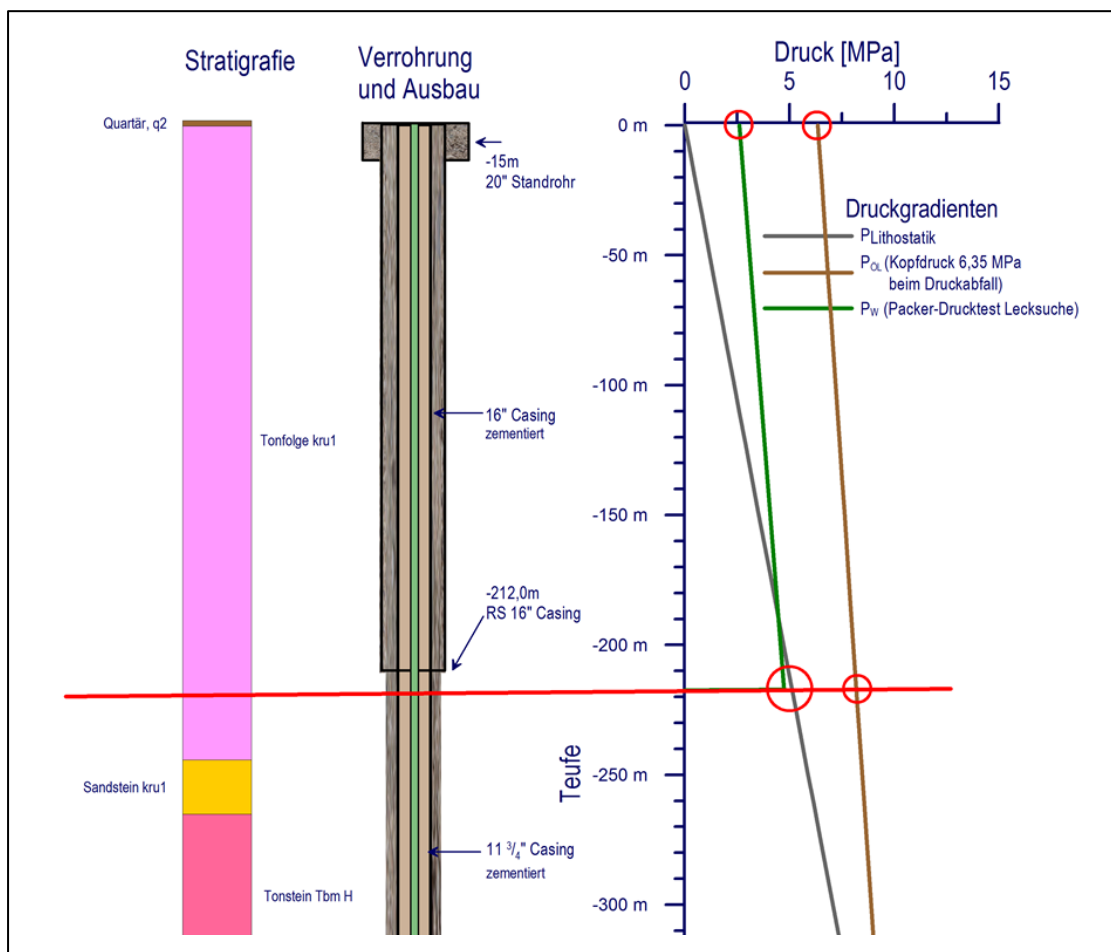


Abb. 28: Druck-/Tiefendiagramm der Kaverne S5 mit stratigraphischem Profil und Verrohrungsschema. Die rote horizontale Linie markiert die Tiefe der defekten Rohrverbindung, die braune Linie ist der Öldruck kurz vor dem Ereignis, die schwarze Linie ist der geschätzte lithostatische Druck (Gebirgsdruck), die grüne Linie ist der Wasserdruck beim Packerdrucktest, bei welchem das Fluid beginnt in das Gebirge zu fließen (Horizontalspannung). Auffällig ist die große Druckdifferenz an der Schadensstelle (Hengst, 2015).

4.6. Wasserlöslichkeit des Rohöls und Bodenluftuntersuchungen

Die Zusammensetzung von Rohöl als Gemisch aus hydrophoben Stoffen schließt weitgehend eine Durchmischung mit Wasser aus. Eine geringe, aber durchaus messbare Löslichkeit in Wasser besteht durch die Kohlenwasserstoffe geringer Molekulargröße und dabei insbesondere durch die aromatischen Kohlenwasserstoffe (BTEX), deren Anteil am Gesamtchemismus bei max. 1,7 % liegt. Im Schadensfall haben die zahlreichen Untersuchungen des Grundwassers auch direkt im Schadensbereich bisher nur sehr selten KW- oder BTEX-Befunde gezeigt. Es wurde dabei deutlich, dass „... BTEX und andere Kohlenwasserstoffe von ruhendem oder nur langsam bewegtem Wasser (Teich, Grundwasser) auch in direktem Kontakt nicht in nachweisbarer Menge aus dem Rohöl herausgelöst werden. Die hydrophobe Grenzfläche des Rohöls verhindert offenbar die Einstellung des Lösungsgleichgewichts unter diesen Bedingungen“ (Wächter, 2014b). Weiterhin finden „merkliche Lösungsprozesse aus dem Rohöl ins Wasser hinein ... nur dann statt, wenn das Öl mit Wasser und mit Luft intensiv durchmischt wird“. Letzteres wurde durch Schüttelversuche quantitativ bestätigt (Jackelen und Schröder, 2014).

Untersuchungen der Bodenluft im Schadensgebiet sollten klären, ob sich diese von der Umgebungsluft (der Normalfall) unterscheidet (Wächter, 2014c). Hintergrund dieser Untersuchungen ist es, dass im Fall einer Rohölbelastung im Untergrund mögliche BTEX-Belastungen durch Ausgasung dieser Kohlenwasserstoffe in den Porenraum des Bodens und zur Entgasung in die Atmosphäre führen. Bei den mit verschiedenen Methoden (Haubenmessung an der Oberfläche, Sondenmessung im flachen Untergrund) durchgeführten Messungen ergaben sich, außer in einem Fall mit äußerst geringer BTEX-Belastung, nur Werte unterhalb der Bestimmungs- und Nachweisgrenze von 1mg/m^3 (Wächter, 2014c).

4.7. Isotopenuntersuchungen von Wasser, Sole und Böden

Die Untersuchungen vom Laboratorium Hydroisotop GmbH, Schweitenkirchen (Eichinger et al., 2014, 2015), erfolgten in zwei Kampagnen mit unterschiedlichen Zielsetzungen.

Mittels der Untersuchungen der ersten Kampagne (Eichinger et al., 2014) sollte die Herkunft des an der Oberfläche ausgetretenen Öls bestimmt werden. Nach den Isotopenergebnissen haben die Ölproben aus den Grundwassermessstellen Sundermann, Wald und Weide geochemisch die gleiche Herkunft und stimmen mit dem Öl aus der Kaverne S5 überein. Die Öle zeigen wegen fehlender Komponenten- und Isotopenfraktionierungen und anhand der aus Chromatogrammen bestimmten nC_{17} /Pristan Verhältnissen keine Anzeichen eines biologischen Abbaus. Vermutlich ist die Verweilzeit in der biologisch aktiven Zone (Boden) für Abbauprozesse zu kurz (vermutlich weniger als ein Jahr). Daher erscheint der Transport allein durch den Porenraum unwahrscheinlich. Die einheitliche Kohlenstoffisotopie der gasförmigen Kohlenwasserstoffe bestätigt, dass die im Schadensgebiet auftretenden Gase sehr wahrscheinlich dem ausgetretenen Öl zuzuordnen sind.

In der zweiten Untersuchungskampagne wurden folgende Proben untersucht:

- Grundwasser-, Boden-, Öl- und Gasproben,
- Sole und Betriebswasser der SGW,
- Öle aus den Grundwassermessstellen der Bohrungen KB1 bis KB4,
- Feststoffproben und wässrige Auszüge sowie durch Königswasseraufschluss gewonnene Fluide der Kerne aus der Bohrung KB1 (aus den Tiefen 53-55 m und 101-103 m).

Diese Untersuchungen dienten dazu, um mit Isotopenanalysen mögliche Fraktionierungen oder einen biologischen Abbau von Öl zu erkennen. Mit hydrochemischen und isotopengeochemischen Methoden wurden an insgesamt 12 Proben (Öl-, Bohrkern- und Wasserproben) Wechselwirkungen von Öl und Wasser mit dem umliegenden Gestein untersucht. Die Ergebnisse der Wasserisotopenuntersuchungen des Sauerstoff-18, Deuterium und Tritium deuten auf Grundwässer mit einer sehr geringen Verweilzeit hin, die noch nicht vollständig durchmischt sind. Nach der hydrochemischen und isotopengeochemischen Zusammensetzung (insbesondere $\delta_{13}\text{C}$ von DIC) sind sie in den oberflächennahen Grundwasserleitern heterogen verteilt. Das austretende Öl ist dafür nicht verantwortlich, weshalb mit dem Öl aufsteigendes Tiefenwasser nicht beteiligt ist.

Zur Deutung der Ergebnisse wurden im Vorfeld drei Hypothesen aufgestellt:

- Hypothese 1 – Connate water: Es handelt sich um bei der Sedimentation des Tonsteins eingeschlossenes Wasser, welches durch das eingedrungene Öl oder den Druck durch entstehendes Methan verdrängt wurde.
- Hypothese 2 - Sole: Sole aus der Leitung der Kaverne S5 oder aus der benachbarten Kaverne S14.
- Hypothese 3 - oberflächlich infiltriertes eingesickertes Wasser: Grundwasser aus der letzten Eiszeit oder dem Holozän.

Die erneute Untersuchung der Ölzusammensetzung bestätigte die Ergebnisse der Erstuntersuchungen im Februar 2014 in vollem Umfang (Eichinger et al., 2014). Die Mineralgehalte der Poren- und Tiefenwässer aus den KB1-Bohrkernen der zwei Tiefenbereiche unterscheiden sich. Die tendenzielle Zunahme der Konzentrationen von Natrium und Lithium mit der Tiefe wird so interpretiert, dass das Porenwasser in den oberen Bereichen mehr meteorisches Frischwasser enthält. „Der mögliche Austausch des Porenwassers mit Grundwasser, das meteorische Komponenten führen kann, ist neben der Tiefenlage ebenfalls abhängig von der räumlichen Entfernung zur nächsten wasserführenden Kluft, bzw. Scherfläche und der Dauer des Flusses von meteorisch geprägten Grundwässern“ (Eichinger et al., 2015).

Nach der stabilen Wasserisotopenzusammensetzung waren die meisten Grundwasserproben aus dem Quartär und Mischungen aus dem durch die Bohrmaßnahmen eingebrachten Fremdwasser und einem Grundwasser mit „mittlerer Verweilzeit“ (Eichinger et al., 2015). Eine gesicherte Aussage über das Alter dieser Grundwässer ist nicht möglich (Eichinger et al., 2015).

Zusammenfassend lässt sich aus den Ergebnissen für die Herkunft des in den Erkundungsbohrungen angetroffenen Wassers schließen (Eichinger et al., 2015), dass dieses Wasser eine Mischung aus dem durch die Bohrmaßnahmen eingebrachten Fremdwasser und einem Grundwasser mit langer mittlerer Verweilzeit ist (Hypothese 3, siehe oben). Dieses Grundwasser steht mit dem Porenwasser des umgebenden Gesteins im Austausch. Das bei den Bohrmaßnahmen eingebrachte Fremdwasser gleicht oberflächennahen, quartären Grundwasservorkommen und ist deshalb von gegebenenfalls im Holozän infiltriertem Wasser nicht zu unterscheiden.

Es liegen keinerlei Hinweise vor, dass das in den Erkundungsbohrungen angetroffene Wasser aus den unterliegenden Aussolungen oder umliegenden Produktionsbohrungen zuströmt oder zugeströmt ist (Eichinger et al., 2015).

5. Zusammenfassung der Berichtsergebnisse

In der folgenden Zusammenfassung liegt der Schwerpunkt auf den Ergebnissen derjenigen Untersuchungen und Berichte, die wichtige Aussagen zum Schadensverlauf und dessen Folgen zulassen.

Geologie:

- Der Untergrund im Bereich des Schadensfalls der Kaverne S5 besteht aus wenige Meter mächtigen Sedimenten des Quartärs, die mäßig bis gering durchlässig sind. Die darauf folgenden Sedimente der Unterkreide sind eine monotone Abfolge von über 240 m mächtigen, dunkelgrauen, sehr feinkörnigen Ton- und Schluffsteinen. Man muss davon ausgehen, dass der Porenraum für Öl nicht zugänglich ist und dass es primär keine offenen Klüfte gibt. Der erste Sandsteinhorizont (Sandstein des Hauterive) tritt im Untersuchungsgebiet ab einer Teufe von etwa 245 m unter GOK auf.
- Aus der 2D-Seismik ergibt sich eine tektonisch beanspruchte Struktur im flachen Untergrund. Drei größere Störungen konnten mit Hilfe der Seismik identifiziert werden. Es ist anzunehmen, dass sich in der Nähe der Kaverne S5 viele assoziierte kleinere Störungen (Versatz < 10 m) in den Tonsequenzen befinden, die mit der vorhandenen Seismik nicht eindeutig aufzulösen sind.
- Hochauflösende Untersuchungen der Bohrkern der Bohrung KB1 mittels Elektronenmikroskopie, Röntgendiffraktometrie und Geochemie ergaben, dass der Tonstein homogen geschichtet und dicht ist. Er weist zudem makroskopisch und mikroskopisch Scherbrüche (Harnische) und Mikro-Störungen auf, die ölbenetzt sind. Offene Klüfte sind nicht festzustellen. Die visuelle Sichtung weiterer Bohrkern ergab zudem flachliegende Trennfugen. Die Tatsache, dass kleine und offene Harnischflächen kein sekundäres Mineralwachstum entlang der Flächen aufweisen, ist ein Hinweis darauf, dass diese vor dem induzierten Ereignis dicht gewesen sein müssen.
- Zwei der drei angelegten Tiefschürfe zeigten im April 2015 eine deutliche Ölbenetzung und geringste Ölaustritte auf freigelegten Trennflächen. Dabei trat im Schurf 1 (nahe KB3) kein Öl auf, im 50 m in NE Richtung entfernten Schurf 2 wurden jedoch Ölaustritte auf Trennflächen ebenso verzeichnet wie im Schurf 3. Dies bestätigt die kleinräumig heterogene Verteilung von Trennflächen in der Nähe der vermuteten Störungssysteme.

Druckverlauf:

- Seit dem Bau und der Inbetriebnahme der Kaverne S5 im Jahr 1971 muss man von einer langsamen Deformation der Verrohrung, verursacht durch die Konvergenz der Kaverne ausgehen (Sroka, 2015). Multikausale Zusammenhänge wie die Dehnung der Rohrverbindung in 216 m Tiefe, die Art der Verschraubung und eine mögliche technische Anomalie müssen dann im Frühjahr 2014 ein Ausmaß erreicht haben, das zu Undichtigkeit und einem Entweichen von eingelagertem Öl führte.
- Druckteste haben gezeigt, dass das Gestein dicht ist bis zu einem Eindringdruck von 4,73 MPa (= 2,6 MPa Kopfdruck + 2,13 MPa Wasserdruck), vergleichbar mit der

kleinsten totalen Hauptspannung im Gestein. Im Fall einer Undichtigkeit der Verrohrung im Ton muss für ein Entweichen des Öls der Fluiddruck des Öls größer sein als die kleinste totale Hauptspannung (σ_3) im Ton.

- Der berechnete Druck zum Überwinden des kapillaren Widerstands ist in diesem Gesteinstyp hoch. Dies bedeutet, dass Öl nicht in die Poren (Matrix) des Tons eindringen kann aber Risse entlang kleiner natürlicher Störungen entstehen (die vorher dicht waren) und propagieren können.
- Die Daten weisen auf einen Druckverlauf hin, bei dem es beim Eintritt des Ereignisses zur Öffnung der Harnische und zur Ölintrusion kam. Aufgrund der „Selbstheilungseigenschaften“ der Tone wurden durch das Ereignis keine permanenten Wegsamkeiten geschaffen, sondern diese schnell wieder verschlossen und versiegelt. Ein Kapillartransport war, wenn überhaupt auftretend, minimal – die Ölmigration erfolgte bevorzugt entlang vorgezeichneter Harnische, die durch das Ereignis wieder geöffnet wurden.
- Man kann davon ausgehen, dass Aufstiegsbahnen nur dort entstanden sind, wo der Öldruck hoch war und nicht ein großflächig vorhandenes, offenes Kluftnetz genutzt wurde.
- Im Anschluss des Ereignisses ist der Fluiddruck des Öls an der Leckagestelle unterhalb der kleinsten totalen Hauptspannung geblieben. Es ist davon auszugehen, dass sich die Risse erst schnell und zunehmend langsamer geschlossen haben und verheilt sind. Dies ist in Übereinstimmung mit der beobachteten Abnahme der Ölzuflüsse in die Beobachtungsbohrungen.

Geometrie der Aufstiegswege (1): Fokussierte Migration entlang von Störungsbahnen in der Unterkreide.

- Die Bohrkernuntersuchungen zeigen eindeutig, dass die ölführenden Harnische sehr unterschiedliches Einfallen von 20°-70° haben.
- Die Seismik zeigt Streichrichtungen NW-SE und auch NE-SW. Daraus ergeben sich zwei Hauptszenarien für die möglichen Aufstiegswege des Öls vom Schadenspunkt der S5 bei 217 m Teufe zur Quartär-Basis. Eines würde ein flachliegendes (30° NW-SE streichendes und nach SW einfallendes) Harnischsystem darstellen, der den Schadenspunkt der S5 bei 217 m Teufe verbindet mit den vorgefundenen Austrittsstellen an der Quartär-Basis. Das zweite System ist steiler, streicht NE-SW und verbindet S5 mit der Quartär-Basis. Für beide Szenarien gibt es Beobachtungen, die dafür und dagegen sprechen. Vermutlich werden die Aufstiegswege definiert durch Komponenten aus beiden Szenarien, die ein komplexes, treppenartig vernetztes Störungsnetzwerk mit Harnischen bilden, das durch das unter Druck austretende Öl geöffnet werden konnte.
- Das Öffnen von derartigen Harnischnetzwerken durch Öl unter hohem Druck ist nur unter eng definierten geomechanischen Rahmenbedingungen möglich:
a.) Harnische haben eine wesentlich geringere Zugfestigkeit als intakter Ton,
b.) die in-situ-Hauptspannungen in der Kreide sind in allen drei Richtungen ähnlich. Eine derartige Spannungssituation ist im Untersuchungsgebiet als Folge der langen und komplizierten Deformationsgeschichte mit Dehnung, Inversionstektonik und Bewegung entlang unterschiedlich streichender Störungen möglich (Mohr et al., 2005). Deformationen verbunden mit der Konvergenz der Kavernen und Senkungen modifizieren dazu das lokale strukturelle Spektrum.

Geometrie der Aufstiegswege (2): Verteilung im Quartär

- Die Verteilung des Öls im Quartär wird bestimmt durch den definierten Austritt am Top Unterkreide aus den beschriebenen Rissystemen. An diesen Stellen beginnt/erfolgte die weitere Migration des Öls durch die mäßig durchlässigen Sedimente des Quartär. Aus den geochemischen Untersuchungen und der Wasseranalytik ergeben sich bisher keine Hinweise für eine längere, laterale Migration und damit eine kurze Verweilzeit des ausgetretenen Öls in der Bodenzone. Die vielen Wasseruntersuchungen zeigen praktisch keine Löslichkeit des Rohöls. Das mit Rammkernsondierungen kartierte Öl im Quartär ist vermutlich in unmittelbarer Nähe der Austrittsstellen an der Quartär-Basis konzentriert.
- Bereits zum Zeitpunkt 11/2014 schien keine weitere Ausbreitung von Rohöl stattzufinden, daher geht eine Gefährdung nur von den ausgetretenen offenen Ölphasen aus, die sich auf eng begrenzten Flächen und den Tiefbohrungen befinden (Jackelen, 2014b).
- Da die Ölaustritte klein sind, entwickeln sich keine relevanten Mengen von schädlichen Gasen. Bereits wenige Meter von der Ölphasenstelle entfernt werden nur noch unbedenkliche Gasmengen gemessen (Jackelen, 2014b).

Wassergewinnungsanlagen

- Für den liegenden Grundwasserleiter der Unterkreide-Sandsteine ergeben sich nach Bewertung aller Befunde keine Hinweise für eine mögliche Migration von Rohöl. Eine Verbindung für Ölmigration mit den von der Stadtwerke Gronau GmbH genutzten tiefen Grundwasserleiter-Horizonten ist auszuschließen.
- Ebenso besteht für die aus dem Grundwasserleiter des Quartär fördernde Grundwassergewinnungsanlage Epe der Stadtwerke Gronau GmbH aufgrund der Grundwasserfließrichtung kein Beeinträchtigungsrisiko (Bretthauer, 2014b).

6. Literatur

- Abdel Haq, A. 2015. Hydraulische Druckteste zur Lokalisierung von möglichen Leckage-Stellen in der 11 ¾“ letzten zementierten Rohrtour der Kavernenbohrung Epe S5. Technischer Bericht.
- Aehnel, S. 2014. Bericht zu den 6-Arm-Kalibermessungen und Videobefahrung auf der Bohrung Epe S5. Technischer Bericht.
- Bock, H.; Dehandschutter, B.; Martin, C.D.; Mazurek, Martin; de Haller, A.; Skoczylas, F.; Davy, C. 2010. Self-sealing of fractures in argillaceous formations in context with the geological disposal of radioactive waste, OECD/NEA report 6184 Paris: OECD
- Bour, O. und Davy, P. 1999. Clustering and size distributions of fault patterns: Theory and measurements. *Geophysical Research Letters*, 26 (13), 2001–2004.
- Bretthauer, M. 2014a. Ölschaden Dachsweg, Auswertung der Grundwasserstände (Loggerdaten) von tiefen Messstellen im Zeitraum vom 24.06. bis 14.07.2014. Technischer Bericht, Aquanta Hydrogeologie GmbH & Co. KG.
- Bretthauer, M. 2014b. Ölschaden Dachsweg, Grundwassergleichenplan 08.04.2014. Technischer Bericht, Aquanta Hydrogeologie GmbH & Co. KG.
- Dehandschutter, B.; Vandycke, S.; Sintubin, M.; Vandenberghe, N. und Wouters, L. 2005. Brittle fractures and ductile shear bands in argillaceous sediments: inferences from Oligocene Boom Clay (Belgium). *J. Struct. Geol.*, 27, 1095-1112.
- Eichinger, L., Huxol, S., Wechner, S., Ertl, S., Eichinger, F. 2014. Untersuchungen zum Ölschaden im Umfeld der Ölspeicherstätte bei Epe. Technischer Bericht.
- Eichinger, L., Huxol, S., Eichinger, F. 2015. Zweite Untersuchung zum Ölschaden im Umfeld der Ölspeicherstätte bei Epe. Technischer Bericht.
- Elsen, R. 2014. Geophysikalische Messungen zur Bestimmung der Quartärmächtigkeit im Bereich des Ölspeichers Epe, Elektromagnetik. Technischer Bericht.
- Hartmann, C. und Hanstein, S. 2014. Ölschaden S5 Interpretation 2D-seismischer Daten. DMT Technischer Bericht.
- Hengst, G. 2014. Monitoring der durch Kavernenkonvergenz induzierten Bodensenkungen unter Betrachtung ihrer Wirkungen. Heft 2014-1 Schriftenreihe des Instituts für Markscheidewesen an der Technischen Universität Bergakademie Freiberg.
- Hengst, G. 2015. Quartärbasiskarten. SGW interne Datenbasis.
- Hirsch, M. 2014. Rohölschaden Gronau-Epe, In-Situ Erkundungen mittels LIF-CPT-Drucksondierungen. Technischer Kurzbericht.
- Hiß, M. 2014. Bohrung KRU1, Notiz zur Altersdatierung des Sandsteins zwischen 246 und 267 m und zu möglichen Verbindungen zum Förderhorizont im Wasserwerk Gronau der Stadtwerke Gronau. Technischer Bericht.
- Ingram, G.M., Urai, J.L. und Naylor, M.A. 1997. Sealing processes and top seal assessment. In: Moller-Pedersen and Koestler: Hydrocarbon seals: Importance for exploration and production. Norwegian Petroleum Society Special Publication 7: 165-174.
- Jackelen, H.-P. 2014a. Ölschaden Epe S5, Gefährdungsabschätzung Quartär. Technischer Bericht.

- Jackelen, H.-P. 2014b. Ölschaden Epe S5, Kurzbericht Ölschichtdicken und Flüssigkeitsstände auf den Tiefbohrungen. Technischer Bericht.
- Jackelen, H.-P und Schröder, K. 2014. Schüttelversuch Rohöl-Wasser. Technischer Bericht.
- Jackelen, H.-P. 2015. Ölschaden Epe S5, Dokumentation Tiefschürfe. Technischer Bericht.
- Kerosevic, I. und Rübel, A. 2014. Endberichte Geophysikalische Bohrlochmessung und Auswertung. Technischer Bericht.
- Laurich B. , Urai, J.L., Desbois, G., Vollmer, C., Nussbaum, C. 2014. Microstructural evolution of an incipient fault zone in Opalinus Clay: Insights from an optical and electron microscopic study of ion-beam polished samples from the Main Fault in the Mt-Terri Underground Research Laboratory. *Journal of Structural Geology* 67, 107-128.
- Mohr M., Kukla P.A., Urai J.L., Bresser G. 2005. Multiphase salt tectonic evolution in NW Germany: seismic interpretation and retro-deformation. *Int. J. Earth Sci.*, 94, p. 917–940.
- Schmatz, J., Klaver, J., Urai, J., Kukla, P. 2015. Validierung der vorläufigen REM-Analyse, SGW Kernproben – Erdölaufstritte Epe. Technischer Bericht.
- Sroka, A. und Schober, F. 1982. Die Berechnung der maximalen Bodenbewegungen über kavernenartigen Hohlräumen unter Berücksichtigung der Hohlraumgeometrie. *Kali und Steinsalz* 8 (1982), Heft 8.
- Sroka, A. 2015. Gutachten zur Untersuchung von konvergenzbedingten Gebirgsbewegungen entlang der Verrohrung der Ölspeicherkaverne S5. Technischer Bericht.
- Urai, J., Kukla, P., Schmatz, J. 2014. SGW Kernproben – Erdölaufstritte Epe, Vorläufige Analytik. Technischer Vorbericht.
- Von der Stein, A. 2014a. Geologischer Abschlussbericht zur Ölschadenserkundungs-bohrung KB1, Kavernenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Von der Stein, A. 2014b. Geologischer Abschlussbericht zur Ölschadenserkundungs-bohrung KB2, Kavernenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Von der Stein, A. 2014c. Geologischer Abschlussbericht zur Ölschadenserkundungs-bohrung KB3, Kavernenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Von der Stein, A. 2014d. Geologischer Abschlussbericht zur Ölschadenserkundungs-bohrung KB4, Kavernenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Von der Stein, A. 2014e. Geologischer Abschlussbericht zur Ölschadenserkundungs-bohrung KRU1, Kavernenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Von der Stein, A. 2015. Ermittlung der hydraulischen Gesteinsparameter im Umfeld von Rohölauftrittstellen im Sondenfeld Epe. Technischer Bericht.
- Wächter, H. 2014a. Ölschaden SGW Gronau Epe, Chemische Analytik von Wasserproben aus Tiefbohrungen. Technischer Bericht.
- Wächter, H. 2014b. Ölschaden Gronau Epe, Hinweise zur Wasserlöslichkeit des Rohöls. Technischer Bericht.
- Wächter, H. 2014c. Ölschaden Gronau Epe, Messung von BTEX in der Bodenluft. Technischer Bericht.
- Zhang, C.-L. 2013. Sealing of fractures in claystone -. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 5, 214–220.