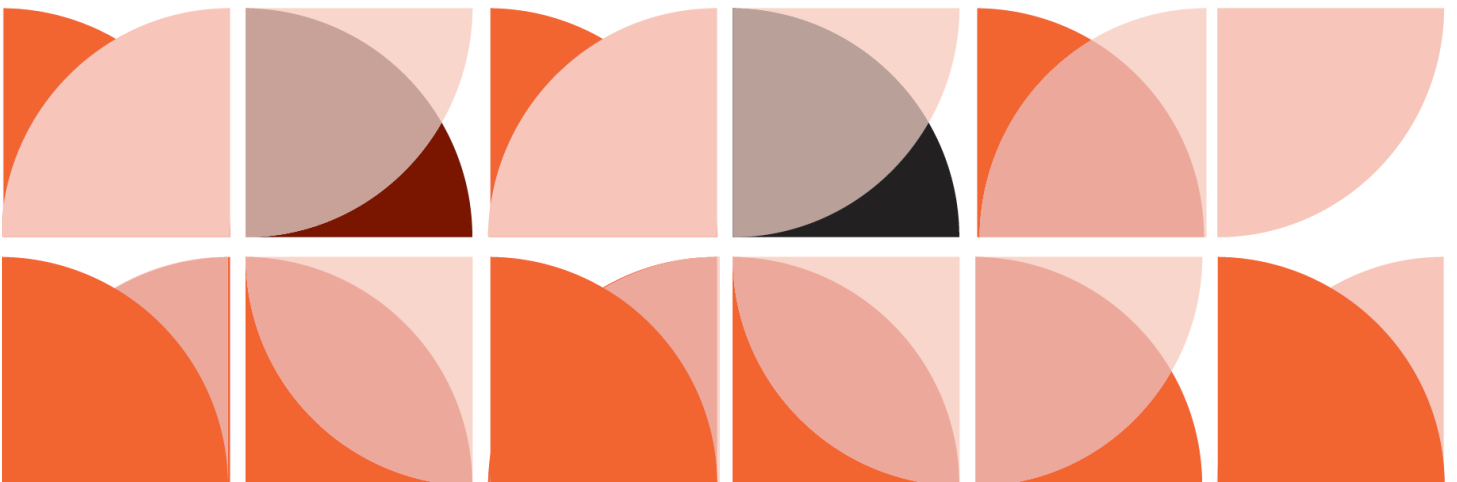


RAPPORT:

BORING I

KARBONATFORMASJONER MED

KARST OG ÅPNE SPREKKER



Sammendrag

Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker innebærer en risiko for mennesker, miljø og utsyr fordi det kan forekomme plutselige og store tap av borevæske, og derved alvorlig svekkelse av primærbarrieren. Pågående lete- og avgrensningsboring på prospekter og felt med karbonatdominerte formasjoner av karbon – perm alder i Barentshavet, har aktualisert denne problemstillingen og medført at Petroleurstilsynet i 2016 besluttet å starte et prosjekt med kunnskapsinnhenting og kartlegging av metoder og verktøy som kan gi redusert risiko.

Karstifisering og grottedannelse skjer i hovedsak langs svakhetssoner, sprekker og forkastninger der ferskvann kan strømme og gradvis utvide sprekker og hulrom. Hastigheten på denne prosessen avhenger av mineralogien og løseligheten til bergarten, og i karbonatformasjoner som inneholder lettløselige evaporittmineraler skjer denne prosessen raskere enn for eksempel i silikaholdige bergarter.

Uansett metodikk, kan man vanskelig unngå at boring inn i grotter, store hulrom og åpne forkastninger / sprekker innebærer en risiko. For å etablere en felles forståelse for hvilke operasjonelle utfordringer man står ovenfor, vil studie av geologien i relevante blotningsanaloger være til stor nytte og verdi for alle som er involvert i boreoperasjonen. Det er også viktig å gå igjennom og ta lærdom fra kjente felt med produksjon fra karstifiserte formasjoner.

Risikoen under boring kan reduseres betydelig ved å anvende nye boremetoder med fellesbetegnelsen «managed pressure drilling» - MDP. En teknologi som nå er anvendt i noen brønner i Barentshavet kalles CML (controlled mud level). Her benyttes utstyr som gjør det mulig å bore med et bunnhullstrykk som kan justeres til nær poretrykket. Dette gjøres ved å justere nivået på borevæske i stigerøret.

3D seismikk med optimale innsamlings- og prosesseringsparametre er det viktigste verktøyet for å identifisere både karstrelaterte fenomener og potensielle tapssoner knyttet til forkastninger. Ny teknologi med utnyttelse av informasjonen som ligger i diffraksjoner kan anvendes for kartlegging av objekter under normal seismisk oppløsning.

Kunnskap om formasjonenes egenskaper innhentes blant annet i form av petrofysiske logger, kjerner og fullskala produksjonstester. Datainnsamlingsprogrammet skal tjene flere formål, og det er viktig at alle relevante miljøer er involvert for å sette sammen et program som også ivaretar de operasjonelle og sikkerhetsmessige behovene.

"The data forming the basis on this report has been collected through the joint effort of Acona AS.

Acona has gathered the data to the best of our knowledge, ability, and in good faith from sources to be reliable and accurate.

Acona has attempted to ensure the accuracy of the data, though, Acona makes no representations or warranties as to the accuracy or completeness of the reported information.

Acona assumes no liability or responsibility for any errors or omissions in the information or for any loss or damage resulting from the use of any information contained within this report.

This document may set requirements supplemental to applicable laws. However, nothing herein is intended to replace, amend, supersede or otherwise depart from any applicable law relating to the subject matter of this document.

In the event of any conflict or contradiction between the provision of this document and applicable law as to the implementation and governance of this document, the provision of applicable law shall prevail."

Revisjons- og godkjenningsskjema

TECHNICAL REPORT				
Tittel				
Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker				
Rapport nr.		Revisjonsdato	Rev. nr.	
		31/10/17	1/2017	
Oppdragsgiver		Eigil Sørensen	Eigil Sørensen	
Petroleumstilsynet				

Rev. No.	Revision History	Date	Prepared	Approved
1/2017	Final version	31/10/17	BAS	SH

Name	Date	Signature
Utarbeidet av	31.10.2017	
Tore Amund Svånå, Bjørn Gjørvi, Bengt Larssen		
Godkjent av	31.10.2017	
Bengt Larssen		

Innhold

1	INNLEDNING	6
2	BAKGRUNN.....	6
3	OM KARST	7
4	EKSEMPLER PÅ KARBONATFORMASJONER MED KARST OG ÅPNE SPREKKER	11
5	OM KARST OG ÅPNE SPREKKER I KARBONATFORMASJONER I UNDERGRUNNEN	14
5.1	BARENTSHAVET	15
5.2	NORDLANDSRYGGEN	18
5.3	NORDSJØEN MED UTSIRAHØGDA OG GUDRUN TERRASSEN.....	19
5.4	EKSEMPLER FRA IRAN OG ANDRE STEDER	20
5.4.1	Shu'aibaformasjonen i De forente arabiske emirater, Kuwait og Den persiske gulf.....	23
5.4.2	Casablanca feltet offshore Catalonia	23
5.4.3	Ellenburgergruppen i vest Texas	24
5.4.4	Majiagouformasjonen (ordovicium) i Kina.....	25
6	IDENTIFIKASJON AV KARST OG ÅPNE SPREKKER PÅ SEISMIKK OG PETROFYSISKE LOGGER.....	25
6.1	SEISMISKE METODER	26
6.1.1	Seismiske eksempler.....	27
6.2	IDENTIFIKASJON AV KARST OG SPREKKER PÅ PETROFYSISKE LOGGER.....	32
7	BRØNNPLANLEGGING, BORING OG DATAINNSAMLING.....	34
7.1	MANAGED PRESSURE DRILLING - MDP	36
7.2	DATAINNSAMLINGSPROGRAM FOR Å KUNNE KARTLEGGE RISIKO	36
8	OPPSUMMERING OG ANBEFALINGER.....	37
9	LITTERATUR OG REFERANSER	38

Figurer

FIGUR 1. KARSTFENOMENER SOM BØLGEABRASJONSFORMER, FORVITRINGSGRØPER OG MIKROPITTERING I GROVKRYSTALLIN MARMOR PÅ EVENESTANGEN I NORDLAND. FORSKJELLEN PÅ LAGENE I FORGRUNNEN OG I BAKGRUNNEN VISER HVORDAN ULIKE BERGARTSEGENSKAPER BESTEMMER HURTIGHETEN OG GRADEN AV OPPLØSNING OG FORVITRING. ALT DETTE ER DANNET ETTER SISTE ISTID OG LANDHEVING. FOTO: T.A. SVANA.	8
FIGUR 2. GROTT I SALANGEN, TROMS, SOM ILLUSTRERER OPPLØSNING OG GROTTEDANNELSE KNYTTET TIL OMRÅDER DER DET FRA FØR FINNES ÅPNE SPREKKER HVOR VANNET FINNER VEI. FOTO: TERJE SOLBAKK.	9
FIGUR 3. KRISTIOLA, FAUSKE, NORDLAND. FOTO: TERJE SOLBAKK.	9
FIGUR 4. BELIZE CHAA CREEK KARBONAT PLATTFORM OG BARRIEREREV MED DYP KARSTTRAKT DANNET VED RUNDT 100 M LAVERE HAVNIVÅ UNDER GJENTATTE KVARTÆRE ISTIDER. FOTO FRA GOOGLE EARTH.....	10
FIGUR 5. PROFIL SOM ILLUSTRERER STADIER I KARST UTVIKLING OG FORHOLDET TIL UTVIKLING AV PORØSITET OG PERMEABILITET (ESTEBAN OG KLAPPA, 1983).	10
FIGUR 6. MODELL FOR UTVIKLING AV ET MODERT KARSTPROFIL PÅ DE KARIBISKE ØYER (JAMES OG CHOQUETTE, 1988).	11
FIGUR 7. EKSEMPEL PÅ DELVIS OPPLØSNING AV ANHYDRITT OG PÅFØLGENDE AVSETNING AV LAGDELT KALKSLAM OG GIPS / ANHYDRITT I FORSENKNINGENE. GIPSHUKENFORMASJONEN, GIPSDALEN, SPITSBERGEN. FOTO: T.A. SVANA	12
FIGUR 8. ERODERT OG KARSTIFISERT KARBONATOPPBYGNING (TROLIG BESTÅENDE AV FYLLOIDE ALGER) I MINKINFJELLETFORMASJONEN. TYKKELSEN PÅ KARBONATOPPBYGNINGEN ER MELLOM 5 - 10 M. LAGENE	

HØYERE OPP I PROFILET VISER LIGNENDE TEGN PÅ EKSPONERING. NORDBOTNEN, SPITSBERGEN. FOTO: T.A. SVÅNA	12
FIGUR 9. HØYENERGI KARBONATAVSETNINGER I PYEFJELLETLAGENE, ULTUNAFJELLET, SPITSBERGEN (PICKARD ET AL., 1996). TOPPEN AV LAGENE VISER FLERE STEDER TEGN PÅ EKSPONERING ELLER EROSJON. DET ER STOR FORSKJELL PÅ DENNE TYPEN EKSPONERINGSFLATER SOM I GEOLOGISK FORSTAND ER MEGET KORTVARIG, SAMMENLIGNET MED FLATER DANNET VED LANGVARIG EKSPONERING OG DYP EROSJON. PILER ANGIR TO STORE OPPLØSTE HULROM SOM BEGGE ER KNYTTET TIL EN LAGFLATE. VED BORING VIL SLIKE HULROM KUNNE REGISTRERES SOM "BIT DROP", MED MULIG TAP AV SIRKULASJON. FOTO: T.A. SVÅNA.....	13
FIGUR 10. PORØS SPIKULITT / CHERT I KAPP STAROSTINFORMASJONEN I IDODALEN PÅ SPITSBERGEN (EHRENBERG ET AL., 2001). LAGENE HAR STORE LIKHETSTREKK MED RØYEFORASJONEN I BRØNNENE 7120/3-1, 7128/4-1 OG 7128/6-1. RUSTFARGEN UNDER DEN MARKANTE LAGFLATEN INDIKERER EKSPONERING. FOTO: T.A. SVÅNA.....	13
FIGUR 11. EKSEMPEL FRA SAN ANDRESFORMASJONEN I NEW MEXICO OG WEST TEXAS HENTET FRA HUNT & FINCH (1999). SONEN MED MEST INTENS OPPSPREKKING MED PÅFØLGENDE KARSTIFISERING FOREKOMMER I ET OMRÅDE LANGS MARGINEN TIL KARBONATPLATTFORMEN, OG ER FORÅRSAKET AV DIFFERENSIELL INNSYNKNING. SEISMISKE OBSERVASJONER TYDER PÅ AT SAMME FENOMEN KAN GJELDE LANGS ØSTFLANKEN TIL LOPPHØGDA.....	14
FIGUR 12. OPPLØSNINGSFENOMENER I KJERNER FRA BRØNN 7120/2-1. DET ØVERSTE EKSEMPEL VISER HULROM I EN DOLOMITT. HULROMMENE ER TROLIG DANNET VED OPPLØSING AV ANHYDRITTKNOLLER. NEDERST SEES ET EKSEMPEL PÅ AT OPPLØSNING / KARSTIFISERING HAR DANNET EN BREKSJERT KALKSTEIN HVOR SAND HAR TRENGT INN OG FYLT HULROMMENE.....	17
FIGUR 13. I ANARAN ANTIKLINALEN I ILAM PROVINSEN I IRAN KAN BLOTNINGER AV TILSVARENDE BERGARTER SOM UTGJØR RESERVOARET OG OVERLIGGENDE BERGARTER I NÆRLIGGENDE GIGANTISKE OLJEFELT SOM AZAR FELTET STUDERES. DETTE GJELDER BÅDE LITOLOGISKE EGENSKAPER, FORKASTNINGER, SPREKKER OG KARSTPROSESSER. BORING INN I OG GJENNOM ASMARIFORMASJONEN BYR PÅ STORE UTFORDRINGER NÅR DET GJELDER TRYKKONTROLL OG HÅNDTERING AV STORE VARIASJONER I PORETRYKK I KONTAKTSONEN MELLOM EVAPORITTER OG KARBONATER. FIGUR FRA EMAMI ET AL. 2010.....	20
FIGUR 14. FORKASTNINGS- OG SPREKKEMØNSTER I FORSKJELLIG SKALA KAN STUDERES PÅ LAGFLATER I PABDEH- OG GURPIFORMASJONENE I ANARAN OMRÅDET. FOTO: C. DONS.	21
FIGUR 15. LAGFLATE I LOPHA KALKEN I ANARAN OMRÅDET. LAGFLATEN ER GJENNOMSATT AV SPREKKER MED EN RANDSONE SOM ER PÅVIRKET AV VÆSKESTRØM LANGS SPREKKENE. PERMEABILITET ER I HOVEDSAK KNYTTET TIL SPREKKENE, OG IKKE DEN TETTE KALKSTEINEN. FRA. FOTO: C. DONS.	21
FIGUR 16. KARSTFLATE PÅ ØVRE SARVAK KARBONAT PLATTFORM (ØVRE KRITT, CENOMAN – TURON) I ANARAN OMRÅDET. PÅ DENNE FLATEN SER MAN IKKE DYPE EROSJONSFENOMENER, NOE SOM HAR SAMMENHENG MED VARIGHETEN TIL DEN SUBAERILE EKSPONERINGEN. FOTO: C. DONS.....	22
FIGUR 17. ILLUSTRASJON HENTET FRA MAURER ET AL. (2010) SOM VISER KARSTIFISERING OG ELVEEROSJON PÅ SHU'AIBA KARBONATPLATTFORM (UNDRE KRITT, APT).	23
FIGUR 18. SEISMISK LINJE GJENGITT FRA DI CUIA OG RIVA (2016) SOM VISER ET SNITT OVER CASABLANCA FELTET. MAN SER TYDELIG HVORDAN DYP EROSJON OG KARSTIFISERING HAR DANNET EN MEGET UREGELMESSIG OVERFLATE PÅ RESERVOARET.....	24
FIGUR 19. SG9810 3D OVER LOPPHØGDA. BRØNNENE SOM TIL NÅ ER BORET ER Plassert I SONEN MELLOM DE TO STIPLEDE GULE LINJENE, DVS. I OMRÅDET DER GIPSDALENGRUPPEN ER DYPT ERODERT OG KARSTIFISERT. VIDERE NEDFLANKS ER DET OGSÅ MANGE TEGN PÅ KARSTIFISERING NÆR DEN KARTLAGTE TOPPEN AV GIPSDALENGRUPPEN.	28
FIGUR 20. SEISMISKE EKSEMPLER BÅDE PÅ KARBONATOPPBYGNINGER OG SYNKEHULL NÆR TOPPEN AV GIPSDALENGRUPPEN KARBONATER, SG9810 3D.	29
FIGUR 21. SEISMISKE EKSEMPLER BÅDE PÅ EROSJON OG SYNKEHULL NÆR TOPPEN AV GIPSDALENGRUPPEN KARBONATER, NEDFLANKS NEIDEN FUNNET, SG9810 3D.....	30
FIGUR 22. SEISMISK EKSEMPEL BÅDE PÅ STORE KARBONATOPPBYGNINGER OG SYNKEHULL NÆR TOPPEN AV GIPSDALENGRUPPEN KARBONATER, SG9810 3D.	31
FIGUR 23. BRØNNER I ET PROFIL FRA VEST TIL ØST OVER LOPPHØGDA SOM ER FLATET PÅ TOPP ØRN FORMASJONEN. BRØNNENE 7120/2-1 OG 7220/6-1 HAR VÆRT UTSATT FOR LANGVARIG (>10 MILLIONER ÅR) OG DYP EROSJON / KARSTIFISERING INN I ØRN FORMASJONEN, MENS EN KOMPLETT LAGREKKE ER BEVART I BRØNNENE 7120/1-1 OG 7121/1-1. ANHYDRITT HAR HØY TETTHET, OG FREMSTÅR I LILLA FARGE PÅ TETTHETSLOGGEN (DENSITY). I DE DYPT ERODERTE BRØNNENE 7120/2-1 OG 7220/6-1 ER ALLE EVAPORITMINERALER OPPLØST. DER ANHYDRITTLAGENE OG KARBONATENE ER OPPLØST, KAN DET DANNES	

BÅDE KOLLAPSBREKSJER OG I NOEN TILFELLER BEVARTE HULROM. CALIPER LOGGEN (GRÅ FARGE) DIREKTE UNDER EROSJONSFLATEN I BRØNNENE 7120/2-1 OG 7220/6-1 TYDER IMIDLERTID PÅ AT BERGARTENE ER RELATIVT STABILE. I 7120/2-1 FOREKOMMER DE STØRSTE UTRASNINGENE DYPERE NED I DEN SILISIKLASTISK DOMINERTE UGLEFORMASJONEN. HER HAR PROBLEMENE MED HULLSTABILITET TROLIG ANDRE ÅRSAKER ENN KARSTIFISERING. 34

Tabeller

TABELL 1. BRØNNER I BARENTSHAVET HVOR KARBON - PERM LAGREKKEN HAR VÆRT UTSATT FOR EKSPONERING OG TIL DELS DYP EROSJON OG KARSTIFISERING. ALLE ER BORET I LOPPHØGDA OMRÅDET. DEN LITOSTRATIGRAFISKE INNDELINGEN AV DEN ØVRE PALEOZOISKE LAGREKKEN ER DEFINERT I LARSEN ET AL., 2002 15

Forkortelser

RKB	Rotary Kelly Bushing
RT	Rotary Table
SG	Specific Gravity (Equivalent Mudweight)

1 INNLEDNING

Boring i karst og andre karbonatformasjoner med mulig forekomst av åpne hulrom og åpne sprekker kan medføre store og plutselige tap av borevæske, og dermed risiko for tap av brønnkontroll.

Karstforekomster i undergrunnen har før begravning vært utsatt for de samme dannelsesprosesser som karst på overflaten, forutsatt at det ikke er spesielle forhold som har ført til oppløsning etter at bergarten ble begravd.

I undergrunnen vil de fleste hulrom kollapse under vekten av overliggende bergarter. Men det finnes unntak, og denne rapporten handler blant annet om de boretekniske og sikkerhetsmessige utfordringer dette representerer.

Ved kollaps av åpne hulrom i undergrunnen, vil det dannes åpne sprekker i de overliggende bergarter. Dermed blir det fare for tap av borevæske både i tilknytning til disse og i tilknytning til kollapsbreksjene som dannes. Ofte vil det være bevart betydelig porøsitet og permeabilitet knyttet til slike kollapsbreksjer og sprekker.

Folding og andre tektoniske bevegelser vil forårsake forkastninger og sprekkdannelse. Det er et viktig skille mellom tette forseglende forkastninger og åpne forkastninger og sprekker. Selv om denne rapporten omhandler boring i karbonatformasjoner, gjelder dette alle typer litologi og formasjoner.

Hvorvidt sprekken er tette eller åpne, påvirkes av mange faktorer. Dette er bla. styrt av litologisk sammensetning, størrelse og sprang på forkastninger, om forkastningene og sprekken er knyttet til områder med ekstensjon eller kompresjon, og om det er utfelling som sementer og tetter igjen sprekken.

Rapporten belyser følgende tema:

- Om karst og åpne sprekker - karaktertrekk og identifikasjon.
- Terminologi og årsaker til risiko ved boring.
- Mulige seismiske verktøy for å avdekke hulrom.
- Brønnkontroll ved boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker.
- Utstyr for å avdekke hulrom og sprekker under boring.
- Ny teknologi og mulige fremgangsmåter for sikker boring i karstifiserte formasjoner.

2 BAKGRUNN

Ptil besluttet i 2016 å starte et prosjekt med kunnskapsinnhenting for boring i karstifiserte formasjoner. Behov for mere kunnskap ble utløst av en hendelse i august 2015 på Loppahøgda der det oppstod totalt slamtap under boring i karstifiserte formasjoner.

Totalt slamtap medfører reduksjon av hydrostatisk slamsøyle. Ved reduksjon av hydrostatisk trykk blir primærbarriere svekket og kan gi økt risiko for innstrømning av hydrokarboner i brønnen. Stort slamtap er en brønnhendelse som kan utvikle seg til å bli en brønnkontrollhendelse med risiko for mennesker, miljø og utstyr.

Formålet med rapporten er å øke kunnskapen om karstifiserte formasjoner og risiko forbundet med å bore inn i oppsprekking og hulrom i formasjonen som kan gi store slamtap. Det er også et behov for kartlegging av metoder og verktøy som kan gi redusert risiko for slamtap.

Det var også situasjoner med omfattende tap av boreslam knyttet til boring i karbonatformasjoner på Nordlandsryggen, Det gjelder brønnene 6609/7-1 og

6608/8-1. Derfor omhandler rapporten også problemstillinger knyttet til området på Nordlandsryggen hvor disse to brønnene er boret.

Også i Utsirahøgda området med Johan Sverdrup feltet forekommer karst i karbonatavsetninger tilhørende Zechsteingruppen. Generelt er det ikke rapportert om spesielle problemer ved boring inn i disse karbonatene, men i brønn 16/1-2 boret man inn i et åpent hulrom og måtte sementere før videre boring.

3 OM KARST

I Norsk geologisk ordbok (Sigmond *et al.* 2013) er karst og andre fenomener knyttet til oppløsning hovedsakelig av karbonatformasjoner definert slik:

Karren: (ty. *Karren*, kjerre), karrenfurer: oppløsningsrenner eller -groper med bredde fra noen millimeter opp til en meter med mellomliggende egger dannet ved at vannet løser opp litt av overflaten av kalkstein og marmor. Karrenfelt er større felt med slike oppløsningsgroper.

Karst: (ty. navn for typeområdet Kras i Slovenia): Landskapsform utviklet i landområder med relativt lettoppløselige bergarter som kalkstein, dolomitt, marmor og gips. Særlig kjennetegnet ved at overflatevannet forsvinner ned i grunnen. I Norge er karsthuler og karstlandskap kjent fra marmorområdene i Nordland.

Karstlandskap: terreng utviklet ved at vann siver ned langs sprekker i kalkstein eller marmor og løser opp berggrunnen. Resultatet er furer eller renner på overflaten (karren), underjordiske elver i grottesystemer, traktformede fordypninger (doliner) og elvedaler som ender blindt.

Karsttrakt, dolin: traktformet fordypning i kalksteinterreng.

Figurene nedenfor illustrerer ulike typer karst utvikling. Samtidig illustrerer de hvor stor variasjon det kan være i ulike karstfenomener. Av viktige faktorer som påvirker dannelse og størrelse på karstfenomener nevnes:

- Varighet av eksponering og oppløsning. Det er stor forskjell på begynnende karstifisering og et modent karstlandskap (se Figur 1, Figur 2, Figur 3 og Figur 4).
- Fuktig og nedbørrikt klima fører til raskere og mer omfattende karstifisering enn et tørt klima.
- Ved eksponering og oppløsning er de mest lettoppløselige bergartene og mineralene mest utsatt. Evaporittmineraler som salt, gips og anhydritt løses opp før karbonater (se Figur 7). Chert og silikaholdige bergarter løses opp mye saktere enn karbonater.

På Loppfjella i Barentshavet har langvarig eksponering i overgangen perm – trias ført til oppløsning av både evaporittmineraler og karbonater langs de høyestliggende delene av strukturen. Mens de to brønnene 7120/1-1 og 7121/1-1 på hhv. vest- og østflanken har bevart en komplett lagrekke (se **Error! Reference source not found.**).

- Det er en forskjell på avsetninger dominert av kalsitt og dolomitt. Tidlig dolomittiserte lag inneholder ofte lag eller hulrom fylt med anhydritt. Evaporittmineraler løses opp før karbonatmineraler, og karsthuler kan av den grunn dannes raskere i dolomittiserte horisonter med innslag av evaporitter, sammenlignet med rene kalksteiner. Et eksempel på dette er vist

i Figur 12.

- Karst kan også dannes ved oppløsning av andre mineraler enn karbonater og evaporitter. I Barentshavet er dette kjent fra [Gohtha funnet](#). Dette er beskrevet nærmere i kapittel 5.1.
- Lokalt sprekkemønster vil påvirke utviklingen av karst. Oppløsning foregår hovedsakelig langs sprekker hvor vann kan trenge inn, og det opprinnelige sprekkemønsteret vil gjenspeiles i karstlandskapet.

De fysiske og kjemiske forutsetningene både for oppløsning, sementering og dannelse av karbonatmineraler er beskrevet av Bathurst (1972).

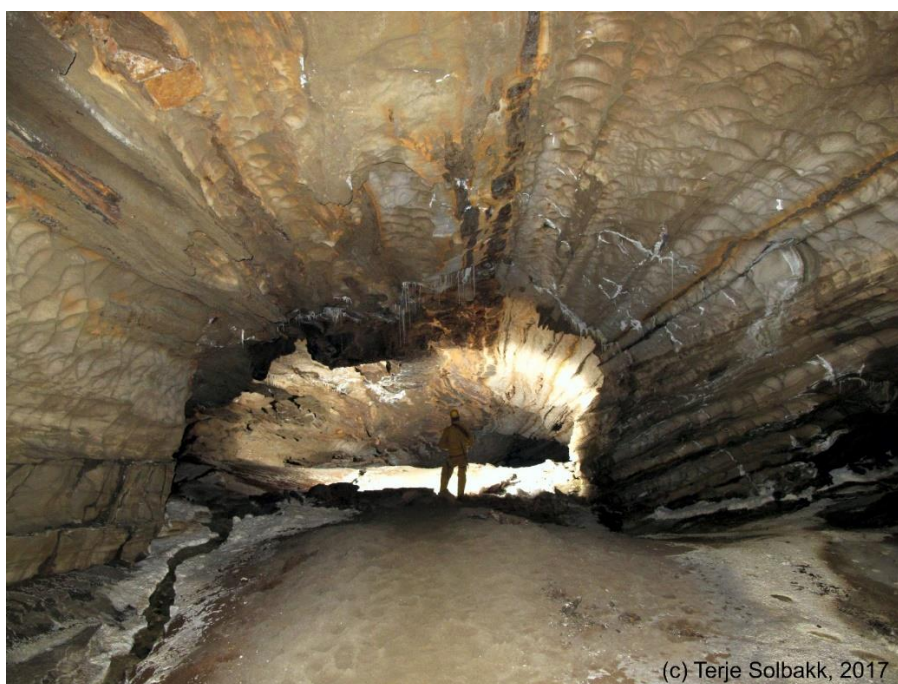
På samme måte som i sandsteiner, er det en generell trend også i karbonater at porøsiteten reduseres med økende begravningsdyp og økende temperatur (Ehrenberg og Nadeau, 2005 og Nadeau og Ehrenberg, 2006). Når det gjelder karbonat breksjer, er de vanligvis assosiert med karstifisering (se kapittel 5), og denne type litologier bidrar til at det er mer spredning i plottene som viser porøsitet mot dyp i karbonater sammenlignet med sandsteiner. Det finnes også beskrivelser av andre dannelsesmåter for karbonat breksjer. En av de mest kjente eksemplene er beskrevet av Dravis og Muir (1993). De knytter breksjer i den devonske Elk Point gruppen i vest Canada til en dannelsesmekanisme i undergrunnen, og ikke som et resultat av karstifisering. Dette er imidlertid et sjeldent eksempel som ikke diskuteres nærmere i denne rapporten. Ehrenberg *et al.* (2012) argumenterer for at porøsitetsdannelse i dypet er en svært vanskelig og usannsynlig prosess.



Figur 1. Karstfenomener som bølgeabrasjonsformer, forvitringsgroper og mikropittering i grovkrystallin marmor på Evenestangen i Nordland. Forskjellen på lagene i forgrunnen og i bakgrunnen viser hvordan ulike bergartsegenskaper bestemmer hurtigheten og graden av oppløsning og forvitring. Alt dette er dannet etter siste istid og landheving. Foto: T.A. Svåná.



Figur 2. Grotte i Salangen, Troms, som illustrerer oppløsning og grottedannelse knyttet til områder der det fra før finnes åpne sprekker hvor vannet finner vei. Foto: Terje Solbakk.



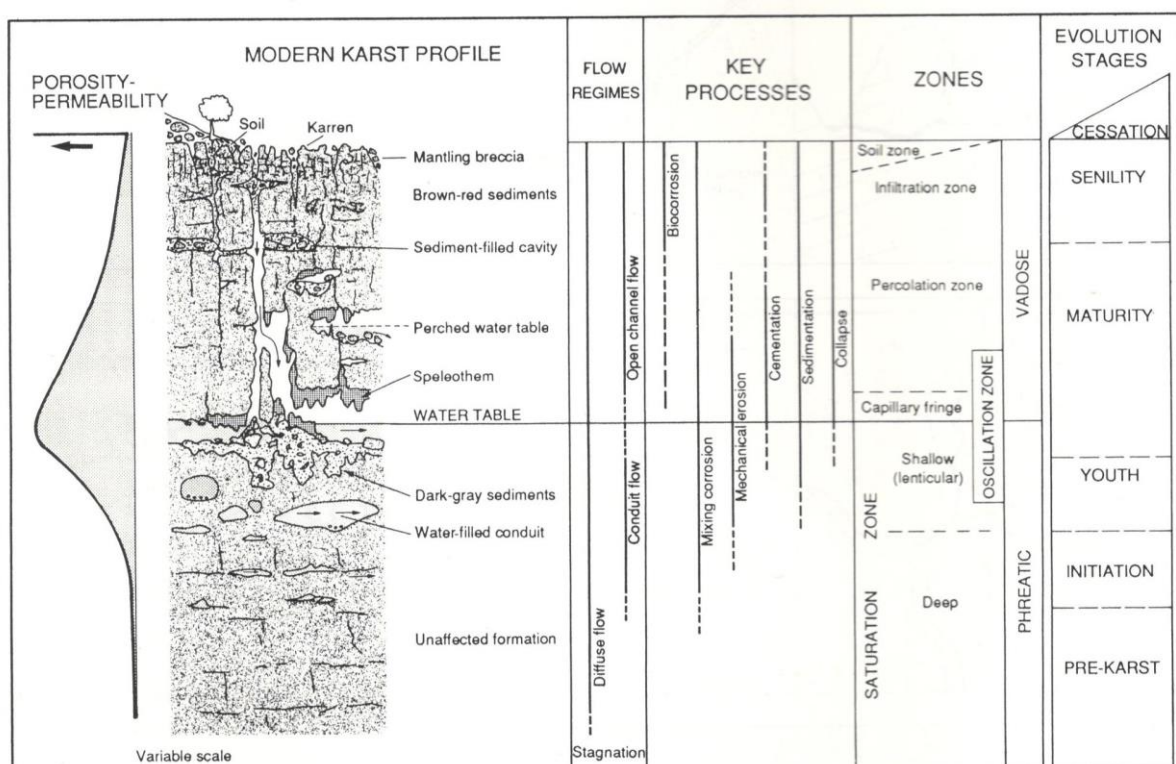
Figur 3. Kristihola, Fauske, Nordland. Foto: Terje Solbakk.

Tekst

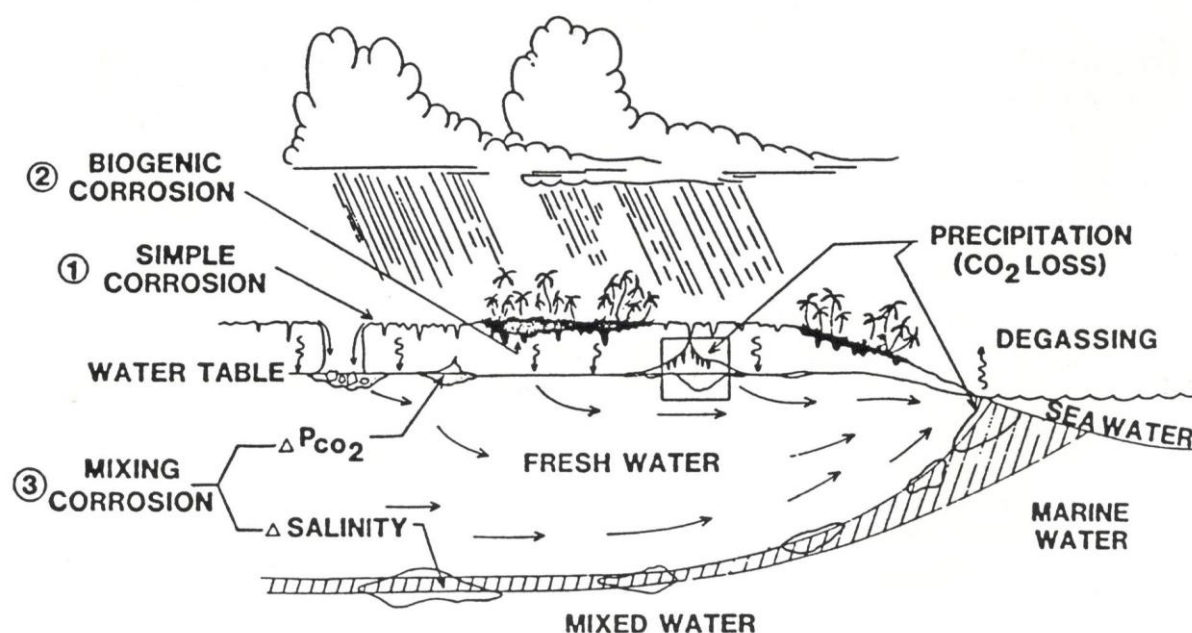
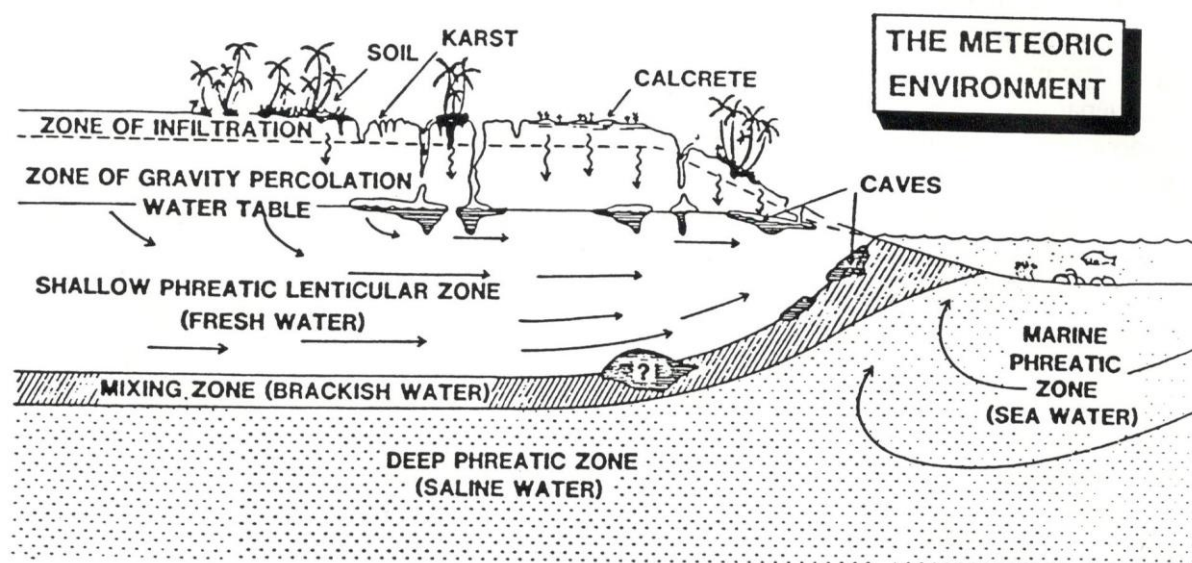


Figur 4. Belize Chaa Creek karbonat plattform og barriererev med dyp karsttrakt dannet ved rundt 100 m lavere havnivå under gjentatte kvartære istider. Foto fra Google Earth.

Esteban og Klappa (1983) beskriver karstprofiler og utviklingen av porøsitet og permeabilitet, se Figur 5. Modeller og illustrasjoner på modne karstprofiler er laget av James og Choquette (1988), og gjengitt i Figur 6.



Figur 5. Profil som illustrerer stadier i karst utvikling og forholdet til utvikling av porøsitet og permeabilitet (Esteban og Klappa, 1983).



Figur 6. Modell for utvikling av et modent karstprofil på De karibiske øyer (James og Choquette, 1988).

4 EKSEMPLER PÅ KARBONATFORMASJONER MED KARST OG ÅPNE SPREKKER

I det følgende er det vist noen eksempler på karstfenomener i blotninger på Spitsbergen. Lagrekken på Spitsbergen har store likhetstrekk med karbonatene i Barentshavet, og kan tjene som gode og relevante analoger.



Figur 7. Eksempel på delvis oppløsning av anhydritt og påfølgende avsetning av lagdelt kalkslam og gips / anhydritt i forsenkningene. Gipshukenformasjonen, Gipsdalen, Spitsbergen. Foto: T.A. Svånå



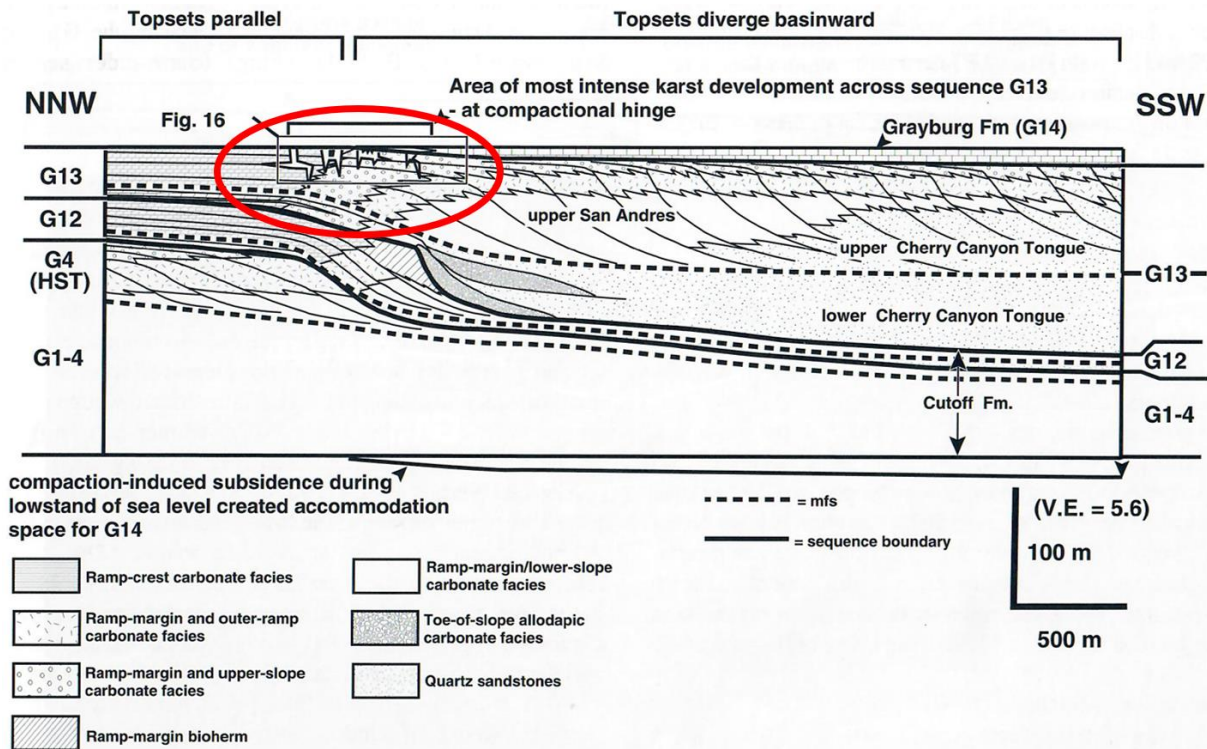
Figur 8. Erodert og karstifisert karbonatoppbygning (trolig bestående av fylloide alger) i Minkinfjelletformasjonen. Tykkelsen på karbonatoppbygningen er mellom 5 - 10 m. Lagene høyere opp i profilet viser lignende tegn på eksponering. Nordbotnen, Spitsbergen. Foto: T.A. Svånå



Figur 9. Høyenergi karbonatavsetninger i Pyefjelletlagene, Ultunafjellet, Spitsbergen (Pickard *et al.*, 1996). Toppen av lagene viser flere steder tegn på eksponering eller erosjon. Det er stor forskjell på denne typen eksponeringsflater som i geologisk forstand er meget kortvarig, sammenlignet med flater dannet ved langvarig eksponering og dyp erosjon. Piler angir to store oppløste hulrom som begge er knyttet til en lagflate. Ved boring vil slike hulrom kunne registreres som "bit drop", med mulig tap av sirkulasjon. Foto: T.A. Svånå



Figur 10. Porøs spikulitt / chert i Kapp Starostinformasjonen i Idodalen på Spitsbergen (Ehrenberg *et al.*, 2001). Lagene har store likhetstrekk med Røyeformasjonen i brønnene 7120/3-1, 7128/4-1 og 7128/6-1. Rustfargen under den markante lagflaten indikerer eksponering. Foto: T.A. Svånå.



Figur 11. Eksempel fra San Andresformasjonen i New Mexico og West Texas hentet fra Hunt & Finch (1999). Sonen med mest intens oppsprekking med påfølgende karstifisering forekommer i et område langs marginen til karbonatplattformen, og er forårsaket av differensiell innsynkning. Seismiske observasjoner tyder på at samme fenomen kan gjelde langs østflanken til Loppfjella.

5 OM KARST OG ÅPNE SPREKKER I KARBONATFORMASJONER I UNDERGRUNNEN

Felles for de kjente karstforekomstene i undergrunnen på norsk sokkel, er at de kan knyttes til markante strukturelementer / strukturelle høyder med karbon – perm karbonatavsetninger. I løpet av begravingshistorien har disse i en periode blitt hevet over havnivå og utsatt for erosjon og karstifisering før de på ny ble begravd.

I Barentshavet er dette først og fremst kjent fra Loppfjella området. I Norskehavet gjelder det nordlige deler av Nordlandsryggen, mens Utsirahøgda i Johan Sverdrup området representerer det mest kjente eksemplet i Nordsjøen.

Karbonatavsetningenes karakter og egenskaper er i utgangspunktet styrt av avsetningsmiljø og paleogeografi. Senere kan prosesser som erosjon, karstifisering, hydrotermal påvirkning og dolomittisering i større eller mindre grad føre til endringer som gjør bestemmelse av bergartens opprinnelige karaktertrekk og egenskaper mer usikkert. Som regel er det mulig å tolke avsetningsmiljø og dannelses måte ut fra gjenkjennbare kriterier. Men det finnes eksempler på fullstendig rekrystallisering og omdanning, slik at primære egenskaper er totalt endret. Karbonatene i brønn 6608/8-1 på Nordlandsryggen er et slikt eksempel. Her har hydrotermal dolomittisering spilt en viktig rolle, og hydrotermal aktivitet er igjen knyttet til forkastinger og sprekker hvor væsker kan strømme. Problemene tilknyttet boring av denne brønnen er beskrevet i kapittel 5.2.

Koblingen mellom strukturelle høyder og karstifisering kan forklares med at de samme høydene var strukturelle høyder også i karbon – perm tid. Her var det

karbonatplattformer med stor karbonat produksjon og mindre innslag av evaporitter. Evaporittene over disse høydene finnes først og fremst i form av anhydritt, i den grad evaporittene er bevart. Dagens bassenger var også bassenger i karbon – perm tid. I sentrale deler av disse bassengene var det størst innsynkning. I Barentshavet gjenspeiles dette med avsetning av tykke saltleier i Nordkapp-, Maud- og Ottar bassengene. I Nordsjøen gjenspeiler tykkelsen på Zechstein saltet graden av innsynkning i evaporittbassengene.

Kjennskap og forståelse når det gjelder karbonatenes og evaporittenes dannelsesmåte, forekomst og egenskaper, er meget viktig for vurdering av risikofaktorer i forbindelse med brønnplanlegging og boring.

5.1 Barentshavet

Til nå er det i alt boret 27 brønner inn i karbon – perm lagrekken på norsk sokkel i Barentshavet. Av disse er 11 brønner boret i områder hvor karbon – perm lagrekken har blitt utsatt for erosjon og karstifisering før de ble tildekket av yngre trias sedimenter. Disse brønnene er listet i Tabell 1.

Group	Well No.	7120/1-3 Lundin	7120/1-5 Lundin	7120/2-1 Hydro	7220/6- 2R Lundin	7220/6-3 Lundin	7220/11-1 Lundin	7220/11- 2A Lundin	7220/11-3 Lundin	7220/11- 3A Lundin	7220/11- 3AR Lundin	7222/1-1 Eni
	KB Elevation , m Water Depth, m	24 342	25 344,5	23 387	25 387	25 425	30 388	30 379	30 379	30 379	25 397	34 424
Tempelfjorden	Ørret Fm Røye Fm	2281 - 2281- 2542 (TD) Undiff.	2527 (TD) N/A	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	2400 (TD) - 2400 (TD)
Bjarmeland	Isbjørn Fm Polarrev Fm Ulv Fm			Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	Eroded	
Gipsdalen	Ørn Fm Falk Fm Ugle Fm			1945 Top eroded 1945 2024 2211	Top eroded N/A 920 Top Eroded 920-1300 (TD)	Eroded Eroded 1923 Top eroded 2118- 2251 (TD)	Eroded Eroded 2054- 2068 Top Eroded	1849 Top eroded 1849- 1922.5 (TD)	2135 (TD) Top Eroded N/A	2600 (TD) N/A		
Billefjorden	Blærerot Fm Tettegras Fm Soldogg Fm			2242 Undiff. to top dolerite at 3471 - - -								
Basement				3471- 3502 (TD)	N/A - 1318 m (TD)			2068- 2121 (TD)				

Tabell 1. Brønner i Barentshavet hvor karbon - perm lagrekken har vært utsatt for eksponering og til dels dyp erosjon og karstifisering. Alle er boret i Loppfjorden området. Den litostratigrafiske inndelingen av den øvre paleozoiske lagrekken er definert i Larssen *et al.*, 2002

Som det fremgår av tabellen, er det bare karbonater og andre sedimenter i Gipsdalen gruppen som er bevart under erosjonsflaten i brønner boret i tilknytning til strukturene opp mot toppen av Loppfjell. Lundin har kalt disse strukturene for Alta, Neiden og Børselv. Det er her man både i brønnene og på seismikken ser de klareste tegnene på omfattende karstifisering.

Dette skyldes at Loppfjell i sen perm tid ble hevet over havnivå og utsatt for dyp erosjon i minst 10 millioner år, frem til havet dekket hele Loppfjell i Ladin (midtre trias) tid. Over toppen av strukturen gikk denne erosjonen helt ned i metasedimenter som har vært utsatt for folding og erosjon før avsetning av Gipsdalengruppens karbonatdominerte lagrekke. En gradvis mer komplett lagrekke er bevart østover langs flanken på Loppfjell. Dette er illustrert med seismiske eksempler i Figur 19, Figur 20, Figur 21 og Figur 22, samt i form av petrofysiske logger i **Error! Reference source not found..**

Den første brønnen (1985) som ble boret gjennom denne inkonformiteten er forløperen til Alta funnet, brønn 7120/2-1. På grunn av gode indikasjoner på olje, ble det foretatt omfattende kjernetaking over et intervall på i alt 283m gjennom den delen av karbonatene som er bevart under inkonformiteten i nedre del av Ørnformasjonen og inn i de mer silisiklastisk dominerte formasjonene Falk og Ugle. Kjernene utgjør et unikt referansemateriale, også når det gjelder å dokumentere hvordan langvarig eksponering og karstifisering arter seg i undergrunnen. Eksempler hentet fra disse kjernene er vist i Figur 12 (se [Oljedirektoratet faktasider](#)).

På sørlige del av Loppfjells vestflanke danner Gohta strukturen en rotert forkastningsblokk / terrasse. Her er bare deler av strukturen erodert, og erosjonen var langt fra så omfattende som over sentrale deler av Loppfjell. Over toppen av strukturen tyder seismikken på at erosjonen gikk ned i Røyeformasjonen i øvre perm, mens andre deler av strukturen på grunn av rotasjon av forkastningsblokken i overgangen perm – trias ikke ble erodert. Således er det stor forskjell på Gohta strukturen og de øvrige strukturene på Loppfjell, både når det gjelder litologi og spørsmål knyttet til karstdannelse.

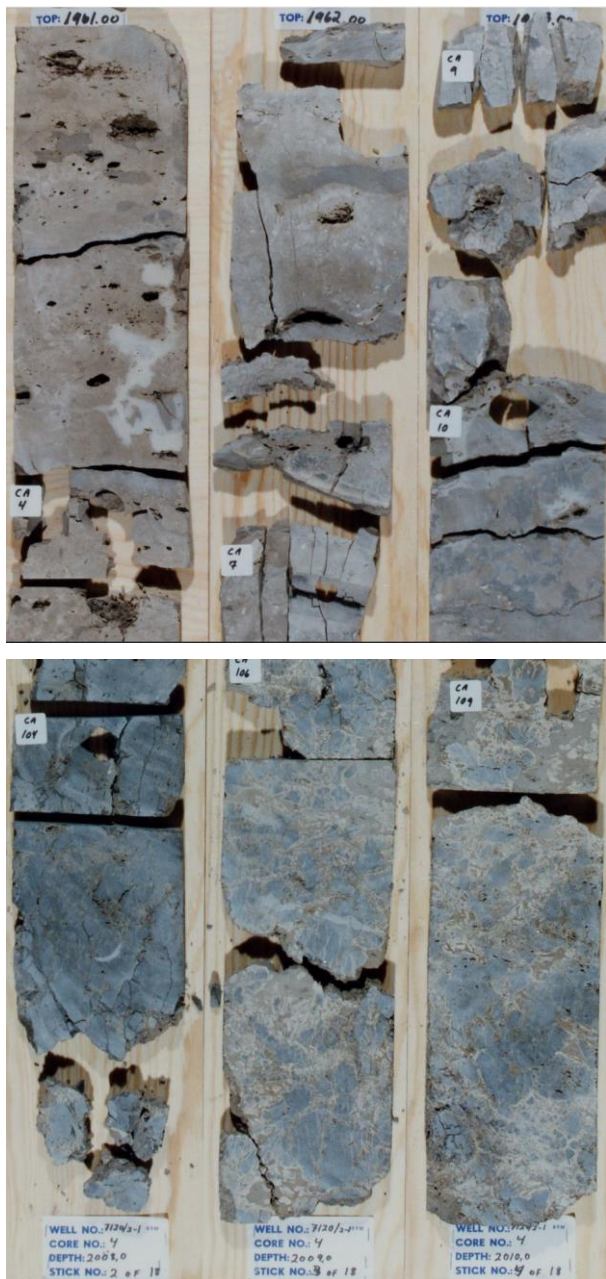
Funnet i brønn 7120/1-3 ble gjort i Røye formasjonen i øvre perm. Røyeformasjonen består av en meget spesiell litologi dominert av silika (SiO_2) mineralet chert. I sen perm tid var havbunnen dominert av svamper som hadde silika svampenåler (engelsk: *sponge spicules*). Den chertrike bergarten som i hovedsak er dannet av disse silika svampenålene går under betegnelsen *spikulitt*, avledet av det engelske ordet.

Kvarts og silikaminerale er normalt meget motstandsdyktige mot erosjon og oppløsning, både på grunn av sin kjemiske sammensetning og hardhet. Imidlertid er det kjent at store grottesystemer kan dannes også i slike kvartsittiske litologier. Dette er beskrevet både i Brasil, Italia og i Venezuela (Correo Neto, 2000, Mecchia and Piccini, 1999, Piccini and Mecchia, 2009, Sauro *et al.*, 2014; Wray, 1997). Tilsvarende hulrom eller grotter er ikke kjent fra noen av brønnene med frigitte data som er boret gjennom Røyeformasjonen. Omfang og varighet av eksponering er som nevnt mye mer begrenset over Gohta strukturen enn over Alta strukturen.

Når det gjelder Gohta strukturen (ref. funnbrønnen 7120/1-3), har Lundin presentert modeller som kan forklare dannelse av reservoaret i Røyeformasjonen, se artikkel i [GEO365](#).

Ved siden av oppløsning knyttet til eksponering, er det flere andre faktorer som kan ha hatt betydning. Det gjelder først og fremst oppsprekking og dolomittisering knyttet til forkastninger og spekkesonene. Når det gjelder situasjoner med mulig tap av borevæske, kan disse sprekke representere vel så stor fare for tapssituasjoner enn sjansen for å påtreffe hulrom knyttet til oppløsning av de

chertrike spikulitt avsetningene. Tapssituasjoner knyttet til åpne sprekkesystemer behandles nærmere i Kapittel 5.2 i forbindelse med brønn 6608/8-1.



Figur 12. Oppløsningsfenomener i kjerner fra brønn 7120/2-1. Det øverste eksemplet viser hulrom i en dolomitt. Hulrommene er trolig dannet ved oppløsning av anhydritknoller. Nederst sees et eksempel på at oppløsning / karstifisering har dannet en breksjert kalkstein hvor sand har trengt inn og fylt hulrommene.

Spikulittene i Røyeformasjonen i brønnene 7120/1-3, 7128/4-1 og 7128/6-1 har store likhetstrekk med tilsvarende avsetninger som kan studeres i blotninger på Spitsbergen (Figur 10). Dette er beskrevet av Ehrenberg *et al.*, 1998a, 1998b, 2000 og 2001. Et fellestrekk mellom de porøse spikulittene på Spitsbergen og i de forannevnte brønnene, er at de har en lys beige farge som vist i Figur 10. Et annet fellestrekk er forekomsten av massive grå chertknoller. Biogen silika som trolig i

hovedsak stammer fra silika svamper, er mye mer ustabil og lettløselig enn massiv mikrokrySTALLIN kvarts eller flint. I de lyse porøse spikulittene har det skjedd en redistribusjon av silika, hvor lys porøs spikulitt finnes sammen med utfelte massive stabile chertknoller. Forekomsten av massive chertknoller er i seg selv en stor utfordring ved boring og kjernetaking i denne litologitypen.

At petroleumforekomster finnes i chert reservoarer, er godt kjent fra USA. Medlock og Fritz (1993) beskriver paleokarst utvikling i devonske chertavsetninger i Arkoma og Black Warrior bassengene i Arkansas og Oklahoma. Porøsitet og permeabilitet er knyttet til sprekker og oppløsning av biogen silika, og kan under gunstige forhold ha gode produksjonsegenskaper. Det forutsetter imidlertid at det er utviklet et sprekkesystem, siden slike reservoarer gjerne har mye isolerte porerom, slik vi har erfart i spikulittene i Barentshavet.

Glick feltet i Kansas av Mississippian alder er nok et eksempel på produksjon fra porøse spikulitter (Rogers og Longman, 1995). Det er ikke kjent om det er spesielle utfordringer knyttet til brønnskontroll i disse reservoarene.

5.2 Nordlandsryggen

Nordlandsryggen ble i likhet med Loppfjella utsatt for store tektoniske bevegelser i overgangen jura – kritt. Da var det heving og erosjon over sentrale og spesielt nordlige deler av ryggen, mens vestflanken sank inn og dannet petroleumsførende strukturer. Over nordlige deler av ryggen ble tidligere avsatte trias og jura sedimenter dypt erodert.

I brønn **6609/7-1** (fra 1983) gikk erosjonen helt ned i karbonatavsetninger av antatt permisk alder (datering basert på funn av bryozofragmenter i tynnslip fra borkaks). De eldste lagene over inkonformiteten er datert til sen Alb (undre kritt). Det bevarte karbonat dominerte intervallet under erosjonsflaten er 36 m tykt («*Dolomite unit*», 1876 – 1912 m RKB), og ligger direkte på metamorft kaledonsk grunnfjell. Dolomitt er dominerende litologi, men tynnslip viser også innslag av sandstein og chert. Sistnevnte kan være utfelt av silikaholdige løsninger under subaeril eksponering. Sanden kan være infiltrasjon langs sprekker og oppløste hulrom i de karstifiserte karbonatene, men kan også være primært avsatt som erosjonsprodukter fra grunnfjellet.

Brønnen ble avsluttet på 1969 m RKB, og to kjerner ble tatt i grunnfjellsbergarter.

Boring gjennom karbonatintervallet og grunnfjellet under bød på store utfordringer. Dette inkluderer et brønnspar da det ble boret inn i toppen av karbonatene. Under videre boreoperasjoner ned til TD måtte brønnen stenges inn flere ganger. I tillegg var det i perioder store tap av boreslam til formasjonen.

Det er uvisst hvor de betydelige slamtapene gikk inn i formasjonen, men de største slamtapene inntraff etter at karbonatintervallet var gjennomboret. Dette kan tyde på at mye forsvant i åpne sprekker i grunnfjellet.

Boring av brønn **6608/8-1** (fra 1997) bød på enda større utfordringer og meget alvorlige brønnskontroll situasjoner.

Primært mål med brønnen var å teste et karbonat prospekt som ble kalt «A-Permian». Dette ble nådd på 2753 m MD RT. I området hvor brønnen ble boret, er mye av trias avsetningene bevart over karbonatene. Karbonatene har således ikke blitt utsatt for tilsvarende erosjon og karstifisering som i brønn 6609/7-1.

Bortsett fra noe slamtap til formasjonen i toppen av karbonatene, gikk boringen etter planen helt ned til 3013 m. Da inntraff et plutselig massivt tap av borevæske. Tapsrate ble estimert til 1700 l/min. Brønnen ble forsøkt etterfylt med 1,20 sg. borevæske, senere også med mye mindre egenvekt. I en periode var slamnivået i ringrommet falt til under brønnehodet. Det ble ikke etablert retur før slamvekten var

redusert til 1,08 sg. Men også da var det en meget vanskelig situasjon med vekselvis tap under sirkulasjon og tilbakestrømming av borevæske. Sammen med tilbakestrømming fulgte mye gass, og brønnen måtte flere ganger stenges inne. Brønnen måtte til slutt plugges uten at det var mulig å foreta planlagt logging og annen datainnsamling.

Mangel på data fra området der det plutselige tapet av borevæske inntraff, gjør at man ikke kan trekke sikre konklusjoner om årsaken til dette. Undertegnede var selv ansvarlig for utarbeidelse av prospekt modellen, og var borehullsgeolog under boringen da tapet av borevæske inntraff. Jeg har derfor gjort meg opp en del tanker om hvorfor dette skjedde:

Brønnen var plassert i nærheten av en meget stor forkastning. Antagelig var det en større åpen forkastning knyttet til denne forkastningssonen som ble påtruffet. MWD Gamma Ray logg viste en økning de siste meterne, og den siste prøven som ble sirkulert ut fra 2999 m, inneholdt noen litologiske innslag som ikke fantes høyere opp. Muligens var dette bunnen på det meget homogene karbonat intervallet. Formasjonstrykket var nær hydrostatisk, mens slamvekt var 1,21 sg. Kombinasjonen av et åpent sprekkesystem og betydelig overbalanse var antagelig årsaken til det massive tapet av borevæske.

5.3 Nordsjøen med Utsirahøgda og Gudrun terrassen

I Nordsjøen kan Zechsteingruppens karbonat- og evaporitt avsetninger av øvre Perm alder være erodert og karstifisert. Det finnes en omfattende litteratur om Zechstein gruppen, men lite er publisert når det gjelder forekomsten i undergrunnen i Det sentrale Nordsjø bassenget. Deegan og Scull (1977) gir en litostratigrafisk oversikt over denne delen av lagrekken i [NPD Bulletin nr. 1](#), men man må søke i selskapenes interne rapporter for mer detaljert informasjon fra brønner på norsk og britisk sokkel.

Til nå er det i henhold til Oljedirektoratets faktasider i alt boret [132 brønner](#) inn i Zechsteingruppen. I flertallet av disse er imidlertid karbonatene ikke avsatt, eller de er utviklet som en distal basseng facies over en kappe av anhydritt og tykke saltavsetninger. Dette skyldes brønnenes plassering i områder der saltet danner diapirer og store strukturelle lukninger i overliggende feller, slik som i Ekofisk feltet. Zechstein saltet er tykkest i sentrale deler av bassenget.

Det er på basseng flankene og over strukturelle høyder at Zechstein karbonatene kan danne tykkere lag. Her har de blitt utsatt for varierende grad av eksponering og karstifisering før de på ny ble begravd. På britisk del av Nordsjøen er det produksjon fra karstifiserte Zechstein karbonater i Auk og Argyll feltene.

Allerede i den første letebrønnen på norsk sokkel, **8/3-1**, ble det påtruffet Zechstein karbonater over en tykk pakke med salt. Litologien er beskrevet i [NPD Paper no. 1](#) og Completion Report finnes [her](#). Det er ikke rapportert om spesielle boreproblemer gjennom karbonatene, selv om beskrivelsene kan tyde på at disse har vært utsatt for karstifisering.

På Utsirahøgda med feltene Johan Sverdrup og Edvard Grieg finnes karbonat- og anhydritt avsetninger tilhørende Zechstein gruppen direkte oppå Kupferschiefer eller metamorft grunnfjell i flere brønner. Dette gjelder brønnene **16/1-2**, **16/3-5**, **16/3-7**, **16/3-8A**, **16/3-8S** og **16/4-1**. Lagene over tilhører Draupne formasjonen (øvre jura), noe som vitner om dyp og langvarig erosjon. Det er ikke rapportert om spesielle boreproblemer knyttet til karbonat- eller anhydritt avsetningene i frigitte data fra disse brønnene.

Ett viktig unntak er **16/1-2**, som ble boret på østlige del av Gudrun terrassen, på det som senere er kalt Ivar Aasen feltet. Dolomitter og kalksteiner i Zechstein gruppen ble påtruffet i intervallet 2713 – 2808 m RKB. I prøvebeskrivelsene står det:

«At 2719 the bit suddenly dropped 9 feet».

Det rapporteres om tapt sirkulasjon og intervallet ble sementert. For øvrig er rapporter om de operasjonelle tiltak i denne sonen ikke tilgjengelig. Det er sannsynlig at «bit drop» skyldes en åpen karsthule.

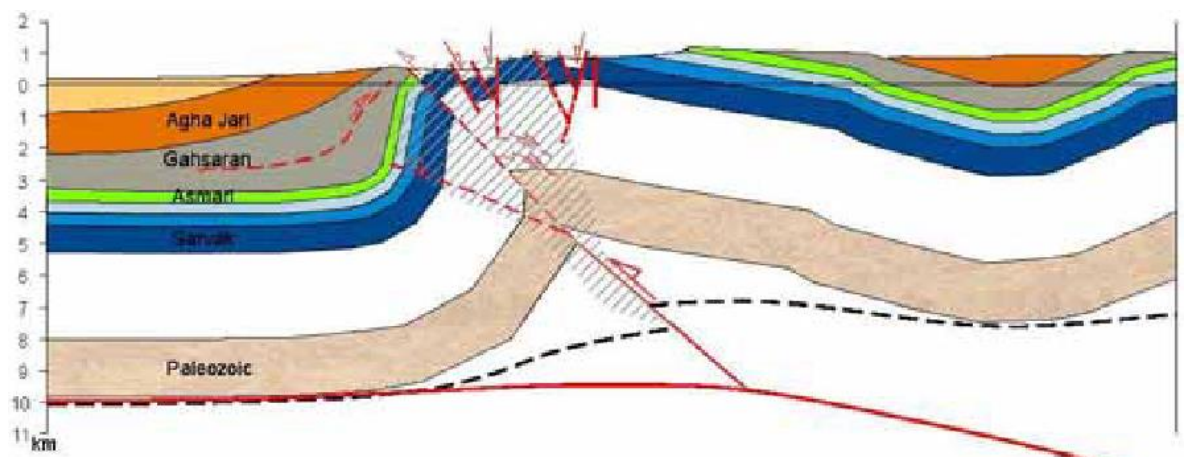
Den påfølgende brønn 16/1-3 inneholdt ca. 100 m med Zechstein karbonater og evaporitter, men her var det ingen spesielle problemer med boringen.

5.4 Eksempler fra Iran og andre steder

I de store feltene som produserer fra karbonat dominerte reservoarer i Iran, spiller forkastninger og sprekker en stor rolle. (Rezaie og Nogole-Sadat, 2004). Mye av produksjonen er avhengig av at det finnes et nettverk av åpne sprekker som kan forbinde og drenere de porøse sonene. Samtidig kan tidlig vanninntrenging langs de samme sprekkenes føre til problemer med å produsere hydrokarbonene.

Om lag 85% av oljeproduksjonen i Iran kommer fra den karbonat dominerte Asmari formasjonen av tidlig tertiær alder. Men karbonater av kritt alder i Sarvak formasjonen utgjør et annet viktig reservoar intervall. Figur 13 viser både stratigrafi og strukturelle forhold som kjennetegner mange av de store hydrokarbonfeltene i Zagros folde- og skyvebelte. Det er gjort mange studier av sprekke- og forkastningsmønsteret i de store antiklinalene i Iran. Sharp *et al.* (2006 og 2010) har studert Sarvak blotninger i Anaran antiklinalen (Figur 13, Figur 14, Figur 15 og Figur 16), mens Wennberg *et al.* (2006 og 2007) har gjort studier av sprekke- og forkastningsmønster i Asmari formasjonen i Khaviz antiklinalen.

Felles for forkastnings- og sprekkemønsteret i disse antiklinalene, er at området rundt toppen preges av større åpne normalforkastninger forårsaket av strekking / ekstensjon på langs av strukturene, parallelt med foldeaksen, slik som skissert i Figur 13.



Figur 13. I Anaran antiklinalen i Ilam provinsen i Iran kan blotninger av tilsvarende bergarter som utgjør reservoaret og overliggende bergarter i nærliggende gigantiske oljefelt som Azar feltet studeres. Dette gjelder både litologiske egenskaper, forkastninger, sprekker og karstprosesser. Boring inn i og gjennom Asmariformasjonen byr på store utfordringer når det gjelder trykkontroll og håndtering av store variasjoner i poretrykk i kontaktsonen mellom evaporitter og karbonater. Figur fra Emami *et al.* 2010.



Figur 14. Forkastnings- og sprekkemønster i forskjellig skala kan studeres på lagflater i Pabdeh- og Gurpiformasjonene i Anaran området. Foto: C. Dons.



Figur 15. Lagflate i *Lopha* kalken i Anaran området. Lagflaten er gjennomført av sprekker med en randsone som er påvirket av væskestrøm langs sprekkene. Permeabilitet er i hovedsak knyttet til sprekkene, og ikke den tette kalksteinen. Fra Foto: C. Dons.

Ettersom det finnes store begrensninger i den kunnskap man kan få om forkastnings- og sprekkemønster i undergrunnen, vil studier av relevante blotningsanaloger kunne ha stor verdi både når det gjelder brønnplanlegging og produksjonsboring. Også når det gjelder sikkerhetsmessige aspekter knyttet til boreoperasjonen, vil slik kunnskap og forståelse være viktig.

De største boretekniske utfordringene man har i Iran, er knyttet til store sprang i poretrykk over formasjonsgrenser. Over karbonatene i Asmariformasjonen er det en tykk pakke av Gachsaranformasjons evaporitt avsetninger (anhydritt og i tillegg salt i sentrale deler av evaporitt bassenget). Evaporittene danner et regionalt segl for Asmari reservoaret. Poretrykket i Gachsaranformasjonen er godt over 2,0 sg. (specific gravity / equivalent mudweight), mens poretrykket i Asmariformasjonen kan være nær hydrostatisk. I en slik situasjon blir det meget viktig å sette foringsrør så nær formasjonsgrensen som mulig. Det er avgjørende å unngå å bore inn i lavtrykkssonen med porøse karbonater og åpne sprekker med en stor overbalanse.

I Anaran og grenseområdene mot Irak finnes salt- og anhydritavsetninger i nedre del av Asmariformasjonen (Kalhur Member). Isolert mellom evaporittene finnes det porøse karbonatavsetninger (*Operculina* Limestone) med poretrykk godt over 2,0 sg. Forekomsten av isolerte soner med stort overtrykk, representerer en annen stor boreteknisk utfordring i dette området.

I nærheten av feltene hvor disse utfordringene med hensyn på brønnkontroll eksisterer, finnes det meget gode blotninger av tilsvarende lagrekke som i undergrunnen. For mest mulig sikre og effektive boreoperasjoner vil det være til stor nytte for alle som er involvert i brønnplanlegging og boreoperasjoner å studere disse blotnings analogene.

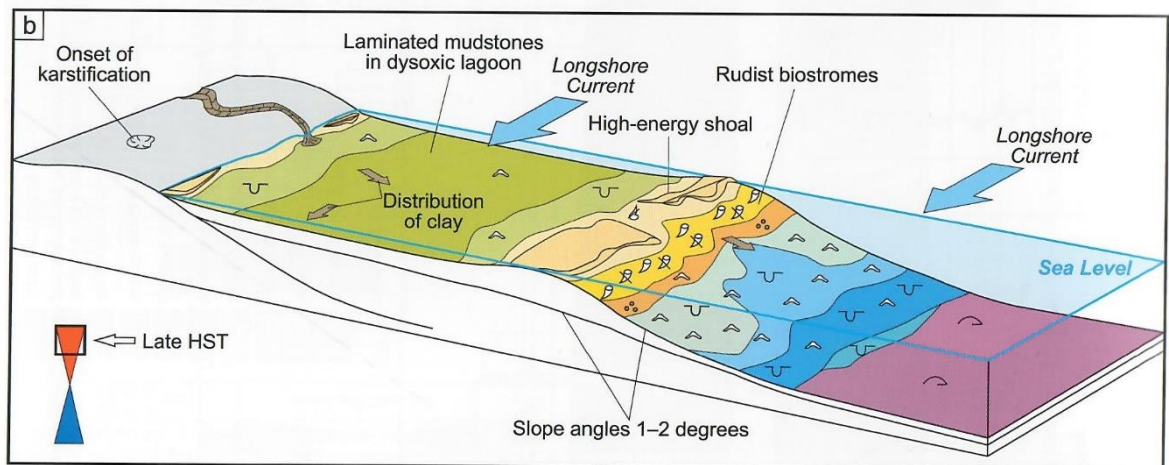


Figur 16. Karstflate på øvre Sarvak karbonat plattform (øvre kritt, cenoman – turon) i Anaran området. På denne flaten ser man ikke dype erosjonsfenomener, noe som har sammenheng med varigheten til den subaerile eksponeringen. Foto: C. Dons

En betydelig andel av verdens utvinnbare hydrokarboner er på en eller annen måte knyttet til inkonformiteter. Det finnes derfor mange beskrivelser av karbonat reservoarer der karstifisering har spilt en rolle. I tillegg til eksemplene fra Iran, er det nedenfor trukket frem noen utvalgte eksempler fra den omfattende litteraturen om karstifiserte karbonat reservoarer:

5.4.1 Shu'aibaformasjonen i De forente arabiske emirater, Kuwait og Den persiske gulf

Shu'aibaformasjonen er en av de viktigste karbonat reservoarene i regionen, mye på grunn av forbedrede reservoaregenskaper knyttet til eksponering og karstifisering av karbonatplattformen. Maurer *et al.* (2010) beskriver både karstifisering og elveerosjon av den eksponerte Shu'aiba karbonatplattformen og avsetningene lateralt til denne, se Figur 17. Shahid *et al.* (2006) beskriver store problemer med tapt sirkulasjon og flere ganger tap av bottom hole assembly etter at den har blitt sittende fast ved boring inn i den karstifiserte Shu'aibaformasjonen. Etter innsamling av 3D seismikk og studier av den karstifiserte sonen, har man i dette tilfellet klart å utnytte karstintervallet til injeksjon av produsert vann, som tidligere representerte et stort problem å bli av med.

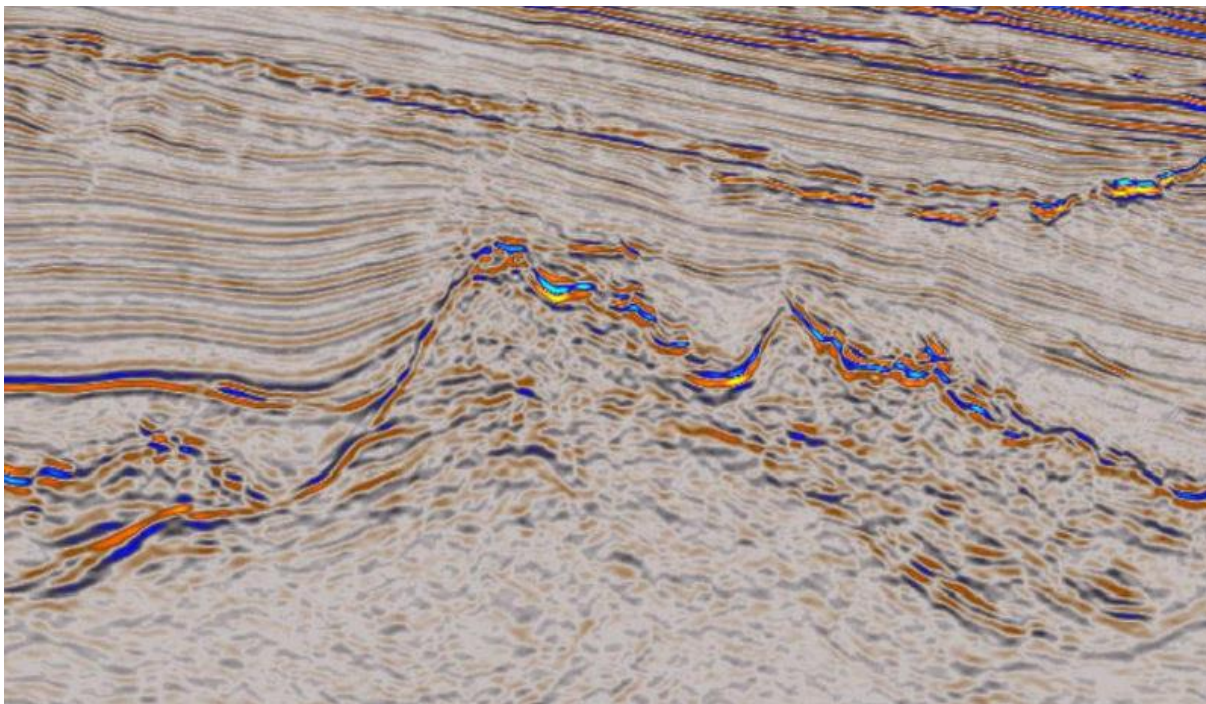


Figur 17. Illustrasjon hentet fra Maurer *et al.* (2010) som viser karstifisering og elveerosjon på Shu'aiba karbonatplattform (undre kritt, apt).

5.4.2 Casablanca feltet offshore Catalonia

Casablanca feltet ble oppdaget i 1975. Det produserer olje fra karstifiserte jura – kritt karbonater, og er beskrevet av bla Watson (1982), Orlopp (1988), Lomando *et al.* (1993) og Rodriguez-Morillas (2013).

En studie av mulighet for CO₂ lagring i feltet er tilgjengelig [her](#). [Di Cuia og Riva \(2016\)](#) viser en seismisk linje over Casablanca feltet.



Figur 18. Seismisk linje gjengitt fra Di Cuia og Riva (2016) som viser et snitt over Casablanca feltet. Man ser tydelig hvordan dyp erosjon og karstifisering har dannet en meget uregelmessig overflate på reservoaret.

Lamando *et al.* (1993) beskriver erfaringer fra boring i det karstifiserte reservoaret slik:

Locally in Casablanca Field, karst dissolution was extensive enough to form large, solution enhanced fractures or small, probably horizontal caverns. Evidence from drilling for these features are frequent bit drops on a scale of meters, common partial to total fluid circulation losses, brief but significant increases in drilling rates, expansion of the caliper tool, and a variable, choppy aspect on the sonic log with slow zones exceeding 100 microseconds per foot in otherwise invariant carbonate. The strong deflections of the sonic log trace may represent open, solution-enlarged fractures, or locally, small caverns. Shaly zones may be points of cavern collapse or infiltrated cave-fill sediment accumulations. Major, non-shale related drilling breaks may represent cavernous zones or possibly collapsed caverns that still retain some open porosity. These zones span intervals on the downhole logs ranging from a few meters up to 10 meters in thickness.

Other field wells were not drilled as deeply into the carbonate section as the Casablanca-1. In these other wells, similar drill break patterns and porosity variations at different levels suggest an intricate and widespread network of cavernous porosity exists in Casablanca Field. The total karsted interval of the reservoir was not penetrated by Casablanca-1A but was identified in the Casablanca-1 well. The base of the paleo-phreatic zone is interpreted from downhole logs to be at 3025 meters in the Casablanca-1 well with the karsted zones spanning 386 meters.

5.4.3 Ellenburgergruppen i vest Texas

I Val Verde bassenget i vest Texas er det en rekke felt som produserer fra karstifiserte dolomitter i Ellenburgergruppen av tidlig ordovicisk alder. Canter *et al.* (1993) og Kerans (1993) gir detaljerte beskrivelser basert både på omfattende

kjernestudier fra flere felt, samt generell informasjon fra bla. petrofysiske logger og studie av blotninger.

Minst fem perioder med karstifisering spilte en nøkkelrolle i porøsitetsutvikling og fordeling av porøsitet i Ellenburgergruppen. Ved hver periode med subaeril eksponering, førte gjennomstrømming av ferskvann til mer oppløsning av karbonatene. Mest oppløsning skjedde der litologien var dominert av kornsteiner (høyenergiavsetninger), som i utgangspunktet har best porøsitet og permeabilitet. Påvirkningen av gjentatte eksponeringer resulterte i mange endringer av de opprinnelige karbonatavsetningene. Typiske resultater av denne påvirkningen er dannelse av hulrom i forskjellig skala fra ganske små hulrom til større grottesystemer. De beste reservoaregenskapene finnes der det er mye sprekker, typisk i områder med kollapsbrekser og der det er forkastninger. Siden mesteparten av væskestrømmen går langs sprekkeene, vil de ofte utvides ved gjennomstrømming av meteorisk vann.

Det er ikke funnet referanser når det gjelder brønnkontroll og boretekniske utfordringer i Ellenburgergruppen.

5.4.4 Majiagouformasjonen (ordovicium) i Kina

Majiagouformasjonen av ordovicisk alder ble avsatt i Ordos bassenget i Kina. Dette er Kinas eldste og fortsatt en viktig hydrokarbonprovins, som bla. er beskrevet av Wang og Al-Asm (2002) og Yang *et al.* (2005). Formasjonen består av en mektig pakke av dolomitter, kalksteiner og evaporitter. Over et stort område i sentrale deler av bassenget ble det avsatt gipsholdige finkrystalline dolomitter sammen med gipsknoller og halitt (salt). Det store innslaget av lettløselige evaporittmineraler gjorde at senere langvarig eksponering (midt ordovicium – midtre karbon) og gjennomstrømming av meteorisk vann, dannet sekundære hulrom og karstbrekser i en avsetning som i utgangspunktet ikke har reservoaregenskaper. Den karstifiserte formasjonen med gass reservoarer er forseglet av buxittholdige slamsteiner. Det karstpåvirkede reservoarintervallet varierer i tykkelse fra 40 m til 103,5 m, og på grunn av de spesielle forholdene for reservoardannelse, er fellen uavhengig av strukturell lukning. Det er en såkalt diagenetisk felle av en ganske enestående karakter.

Wang og Al-Asm (2002) påpeker et interessant resultat av kartprosessen: De skriver:

During karstification, both dolomite and limestone porosity and permeability values increased. However, the increase for dolomite was greater than that for limestone for similar karstification events. Because the dolomite in outcrops possesses higher porosity and more vugs than does the limestone in outcrop, it is likely that the difference in original porosity and permeability is enhanced by meteoric water penetration that has been occurring since the Late Jurassic.

Denne observasjonen har trolig gyldighet for mange karstifiserte reservoarer.

Det er ikke funnet referanser når det gjelder brønnkontroll og boretekniske utfordringer i Majiagouformasjonen.

6 IDENTIFIKASJON AV KARST OG ÅPNE SPREKKER PÅ SEISMIKK OG PETROFYSISKE LOGGER

De seismiske 3D eksemplene i denne rapporten illustrerer hvor viktig og nyttig det er å ha tilgang på god 3D seismikk i områder der karbonatformasjoner med karst og / eller åpne sprekker kan påtreffes. Når man i forbindelse med boring får muligheten til å kalibrere seismiske observasjoner mot petrofysiske logger og aller

helst også kjerner fra tidligere brønner i området, blir man mye bedre rustet for videre vellykkede og sikre boreoperasjoner.

6.1 Seismiske metoder

Eberly *et al.* (2003) lister opp en del grunnleggende forhold når det gjelder å anvende informasjon fra seismikk i kartleggingen av karbonater, inkludert karstifiserte karbonater:

- Rene karbonater kan til tross for lite variasjon i mineralogien ha store variasjoner i hastighet. V_p (trykkhastighet) varierer mellom 1700 and 6600 m/s, V_s (skjærhastighet) mellom 600 and 3500 m/s.
- Porøsitet og poretyper er den viktigste faktoren som bestemmer seismisk hastighet.
- Opprinnelig litologi og diagenetiske endringer avgjør sammen porøsitets- og hastighetsutvikling fra tidspunktet for avsetning og gjennom de forskjellige stadier av begravning.
- Hver diagenetisk prosess endrer hastighet og akustisk impedans på en karakteristisk måte.
- Til forskjell fra silisiklastiske sedimenter, viser V_p og V_s i karbonatprøver liten korrelasjon mot begravingsdyp og alder. Kompaksjon alene har mindre effekt på hastighet. Diagenese og tidlig sementering har større betydning i karbonater.
- Variabel hastighet ved samme porøsitet forårsaker en stor usikkerhet i seismisk inversjon og for beregning av porøsitetsvolumer fra seismiske data.
- Dolomitt innhold er ikke et kriterium for høy eller lav hastighet.
- Hastighetsprediksjon fra korreleringer som "Gardners ligning" eller «gjennomsnittstid ligningen» er generelt alt for lav, og derfor ikke anvendbar for karbonater.
- Uoppløselige bestanddeler (hovedsakelig leire) senker hastigheten i karbonater. Hastigheter >4000 m/s nås bare hvis leirinnholdet er under 5%.

For å anvende konvensjonelle seismiske metoder for identifikasjon av karstfenomener, må de være av en slik størrelse og omfang at det er mulig å identifisere dem ved hjelp av seismiske verktøy. De må være innenfor seismisk oppløsning, og denne avtar mot dyp. Generelt kan man si at det er de seismisk skala karstfenomener som har størst sannsynlighet for å forårsake de største problemene under boring. Ved småskala og mer kortvarige karstfenomener under seismisk oppløsning, er sjansen generelt mindre for å finne velutviklede grottesystemer og kollapsbreksjer.

Både ved innsamling og prosessering av seismikken er det viktig at parameterne er tilpasset optimal avbildning av det man ønsker å få frem.

Grotter, doliner og forkastninger i undergrunnen representerer diskontinuiteter som forstyrrer vanlige refleksjonsmønstre i henhold til Snells lov. Slike diskontinuiteter kan forårsake seismiske diffraksjoner. Moser *et al.* (2016a, b og c) viser hvordan diffraksjoner kan utnyttes i en teknologi som kalles «Surface Seismic Monitoring While Drilling - SSWD». Man kan få frem detaljer og informasjon fra de seismiske

dataene som langt overstiger vanlig oppløsning (super resolution). Ved siden av å anvende denne teknologien i forbindelse med boring av avlastningsbrønner, kan den potensielt også benyttes til å se foran borekronen for å identifisere mulige farer som karsthuler før man borer inn i dem.

Selv om karstfenomener kan representere en risiko ved boring, er som oftest de best utviklede reservoaregenskapene å finne nettopp i tilknytning til kollapsbrekksjer og ulike skala hulrom forårsaket av karstifisering.

I Tarim bassenget i Kina er nettopp grotter i ordoviciske karbonater mål for nye letebrønner, og Shi *et al.* (2014) beskriver de seismiske metodene som anvendes for å finne dem. Dette er dyptliggende reservoarer helt ned til 6000 – 8000 m som først kartlegges på vanlig måte (Yang *et al.* 2010). Oppløsningen på seismiske data er i utgangspunktet begrenset på så store dyp. Nøkkelen til å finne grottene ligger i å anvende «Seismic Guided Drilling (SGD)», som er beskrevet av Esmeroy *et al.* (2011 og 2013) og Peng *et al.* (2013). I denne metodikken oppdateres den seismiske modellen underveis i boringen ved hjelp av checkshots og petrofysiske logger. Basert på ny informasjonen justeres retningen på hullet underveis i henhold til oppdatert modell.

De boretekniske utfordringene ved å bore inn i grotter er ikke beskrevet, utover at fig. 5 i Shi *et al.* (2014) viser at det har vært flere «bit drop» og tap av mer enn 500 m³ borevæske i noen av grottene.

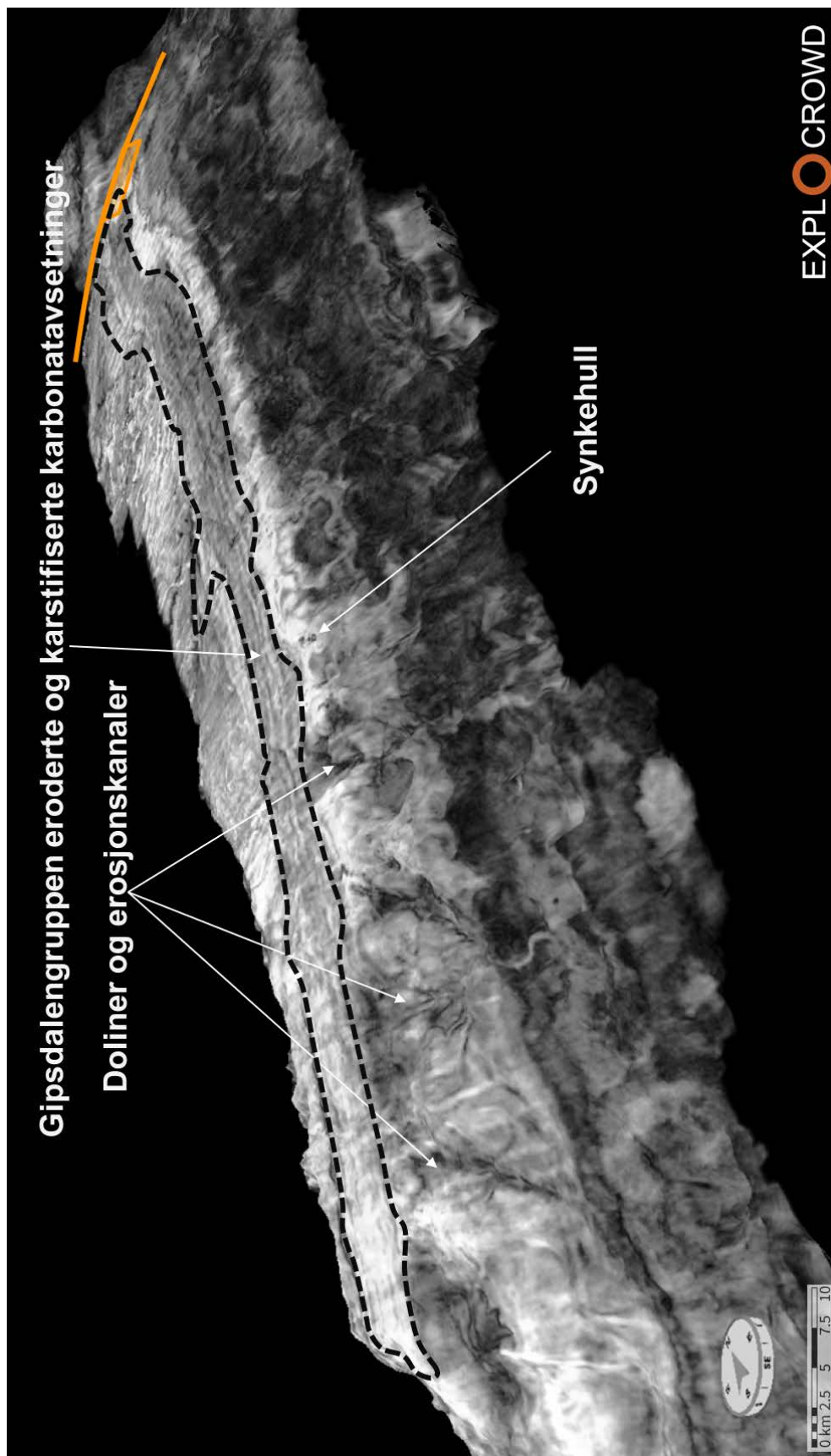
6.1.1 Seismiske eksempler

3D seismiske eksempler i denne rapporten er hentet fra SG9810, som dekker sentrale deler av Loppfjella. Dataene ble innsamlet av operatøren Saga Petroleum i Seismisk område C (tildelt i 1997) i forbindelse med Barentshav prosjektet. Dataene er tolket, bearbeidet og gjort tilgjengelig for bruk i denne rapporten av **ExploCrowd**. Dette gjelder også petrofysiske logger og sammenstilling av loggdata i korrelasjonspanelet i **Error! Reference source not found..** I arbeidet er programvaren DUG Insight fra DownUnder GeoSolutions benyttet.

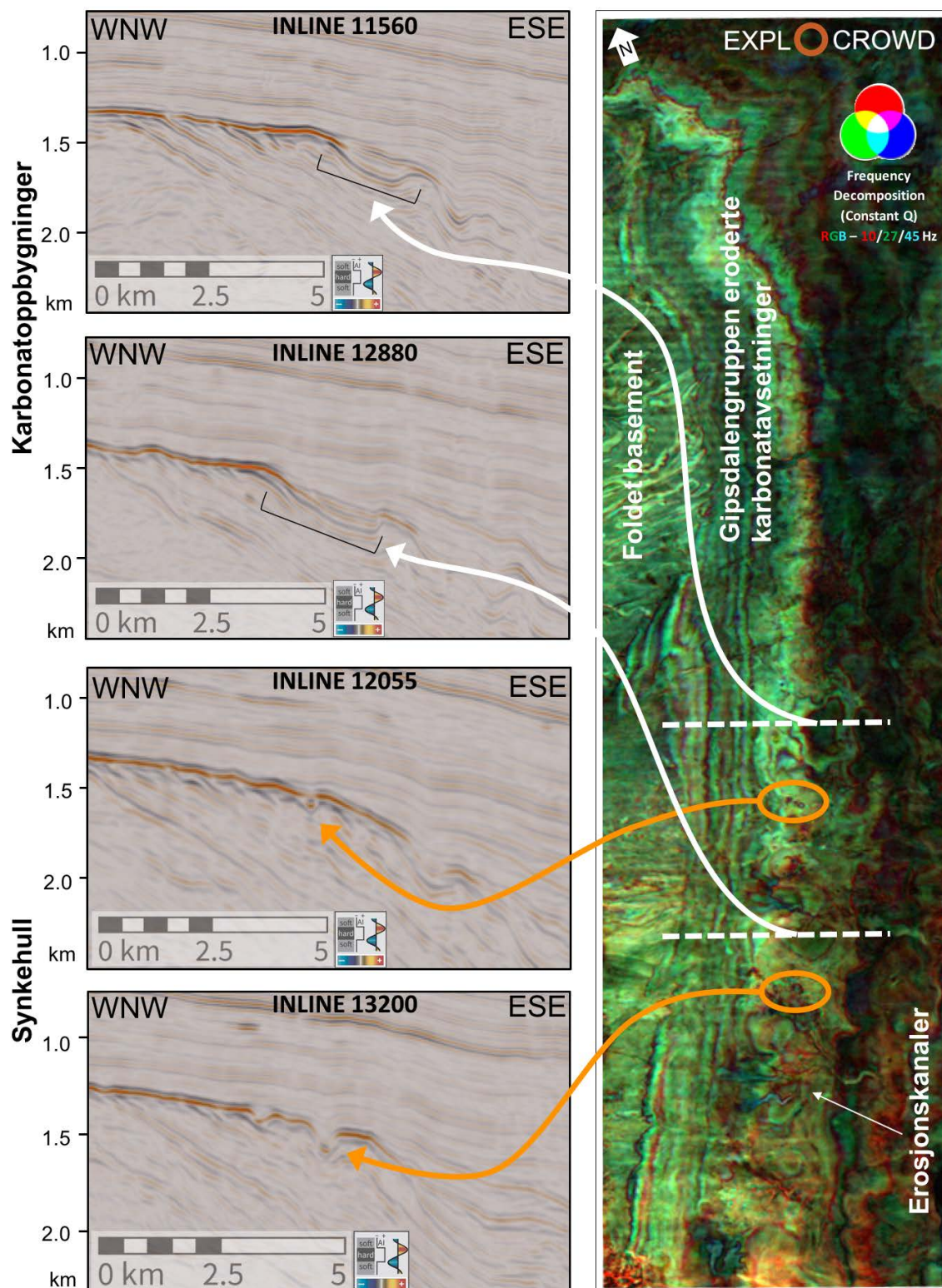
For å få frem geomorfologier og karst relaterte fenomener er programvare fra GeoTeric benyttet til «Frequency decomposition» og «RGB blending» av de seismiske 3D dataene.

De seismiske eksemplene i dette kapittelet viser alle hvordan toppen av Loppfjella er erodert, og suksessivt mer av den overliggende lagrekken er bevart i profiler over østflanken av Loppfjella. Utforskningen av Alta – Neiden – Børselv trenden er knyttet til det området hvor den karbonatdominerte Gipsdalengruppen er dypt erodert og karstifisert, dvs. innenfor området med gule stiplede linjer i **Error! Reference source not found..** Nedflanks for dette området vises et nettverk av karbonatoppbygninger med en sentral lagunal forsenkning. Kanaler og synkehull i den øvre delen av dette området vitner om subaeril eksponering og karstifisering over store deler av Loppfjella i overgangen perm -trias.

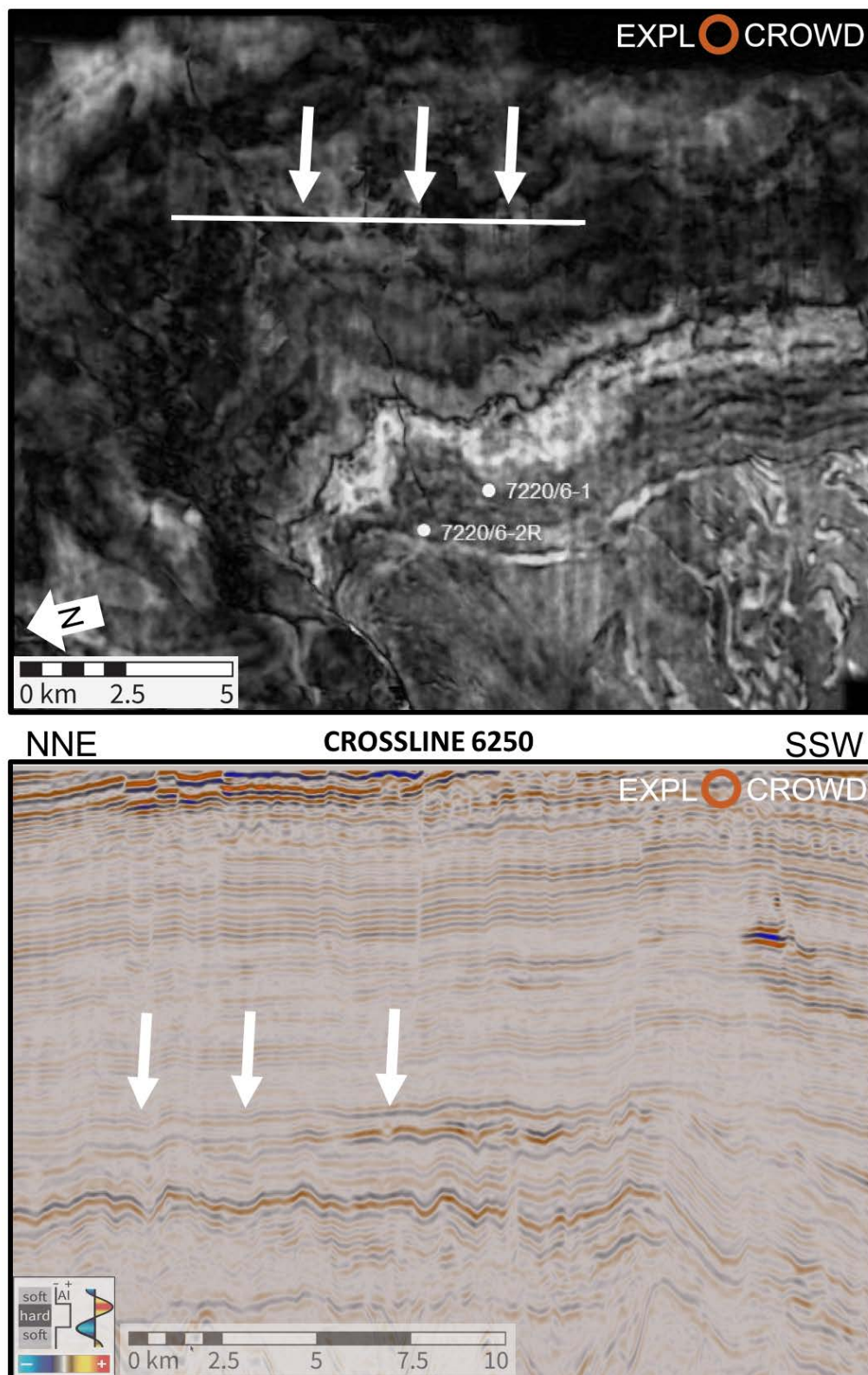
Forekomsten av synkehull synes å være knyttet til en hengselinje som stryker parallelt med den generelle retningen på Loppfjella. Trolig kan dette forklares med en kombinasjon av differensiell innsynkning på samme måte som vist i Figur 11, og en underliggende forkastning som stryker parallelt med utkiling av de mektige salt- og anhydritavsetningene på Bjarmelandsplattformen og i Ottarbassenget.



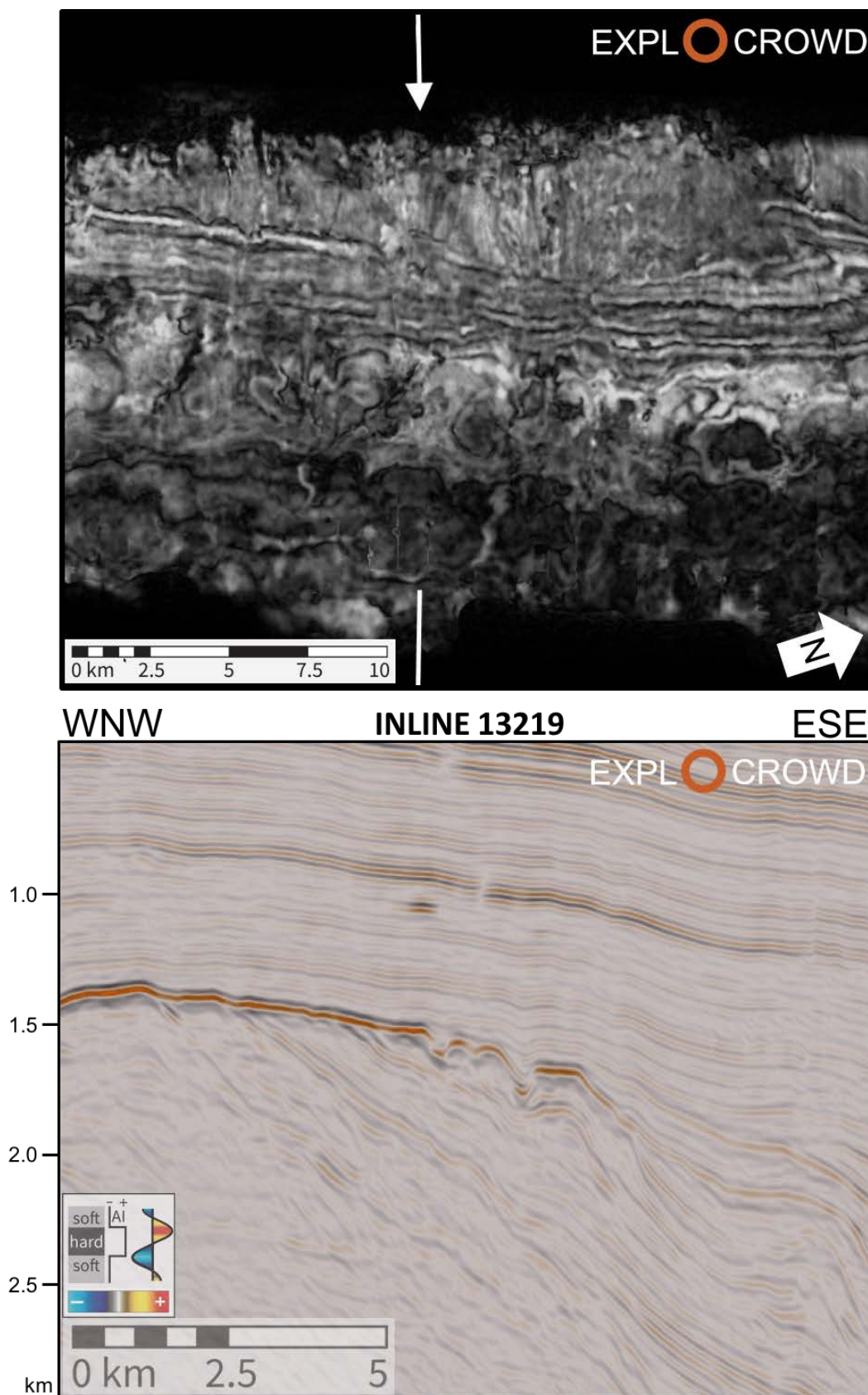
Figur 19. SG9810 3D over Lopphøgda. Brønnene som til nå er boret er plassert i sonen mellom de to stiplede gule linjene, dvs. i området der Gipsdalengruppen er dypt erodert og karstifisert. Videre nedflanks er det også mange tegn på karstifisering nær den kartlagte toppen av Gipsdalengruppen.



Figur 20. Seismiske eksempler både på karbonatoppbygninger og synkehull nær toppen av Gipsdalengruppen karbonater, SG9810 3D.



Figur 21. Seismiske eksempler både på erosjon og synkehull nær toppen av Gipsdalengruppen karbonater, nedflanks Neiden funnet, SG9810 3D.



Figur 22. Seismisk eksempel både på store karbonatoppbygninger og synkehull nær toppen av Gipsdalengruppen karbonater, SG9810 3D.

6.2 Identifikasjon av karst og sprekker på petrofysiske logger

Kollaps av grotter fører til oppsprekking, og reaktive leirmineraler kan trenge inn i sprekke. Dette kan føre til redusert stabilitet til hullveggen, noe som vises på caliper loggen. Utvaskinger i hullet fører også til redusert kvalitet på andre petrofysiske logger.

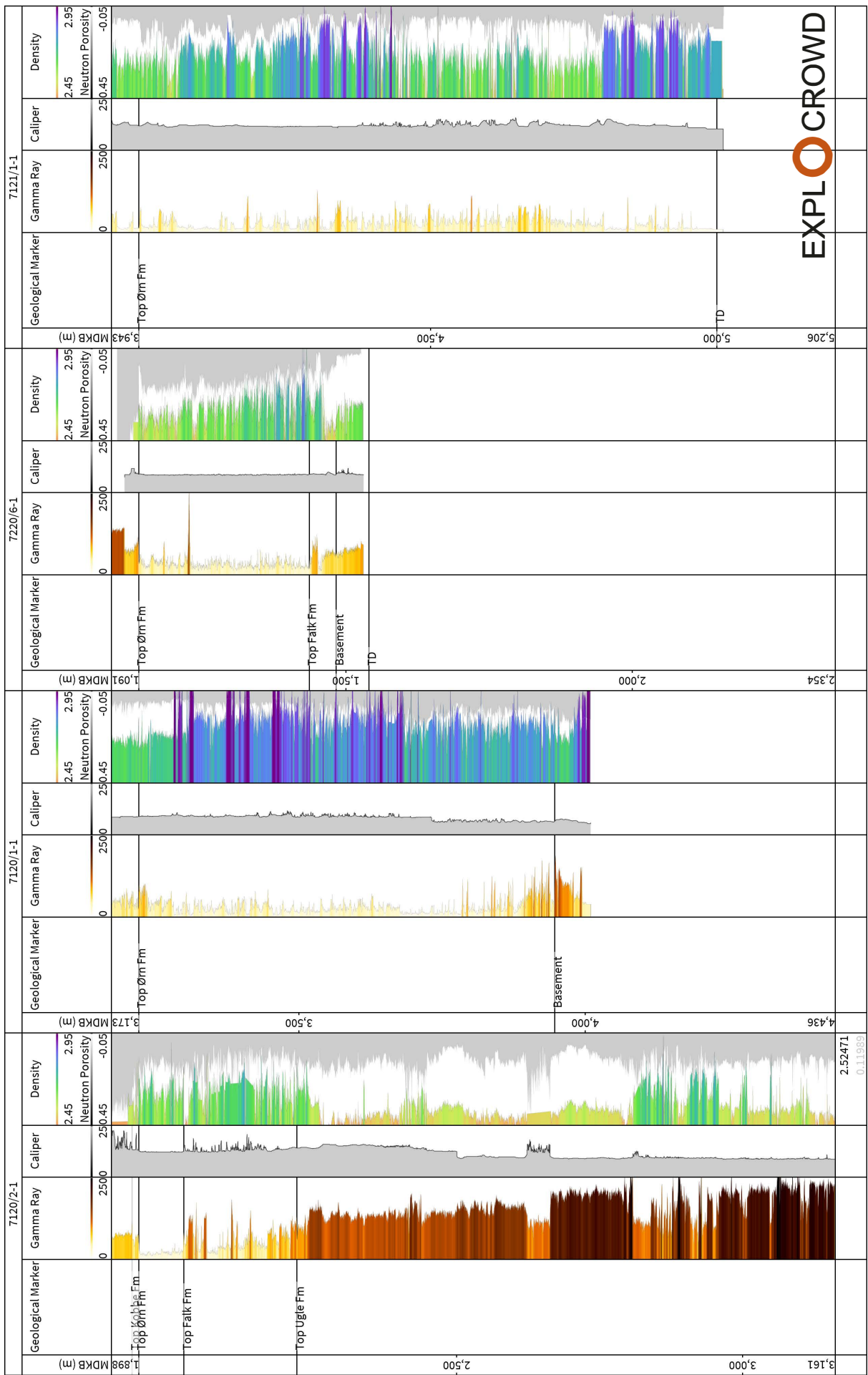
Karbonatbergarter har vanligvis lite radioaktive mineraler, og dermed generelt lave Gamma Ray (GR) utslag på loggen. Rene homogene kalksteiner har normalt meget lave GR verdier, mens dolomitt oftest viser større fluktuasjoner pga. større variasjoner, bla. med forekomst av andre litologier innimellom.

Som det fremgår av korrelasjonspanelet i **Error! Reference source not found.**, er det de to midterste brønnene som har vært utsatt for så dyp erosjon at bare nedre del av den karbonatdominerte Ørnformasjonen er bevart. Brønn 7120/2-er dypest erodert. Men til tross for dette, er GR loggen temmelig stabilt lav, og den har mindre fluktuasjoner enn i brønn 7220/6-1. Ørnformasjonen er generelt preget av mye mer variert litologi enn i den kalksteinsdominerte overliggende Bjarmelandsgruppen som er bevart i de to andre brønnene vest og øst for sentrale eroderte deler av Loppfjella. Ørnformasjonen er preget av vekslende lag med kalsitt og dolomitt, i tillegg til betydelige innslag av evaporittmineraler. I bassenger med stor innsynkning, som for eksempel Nordkappbassenget ble det avsatt tykke saltleier som senere har dannet store salt diapirer. Som vist i **Error! Reference source not found.** er evaporittmineralene (anhydritt) oppløst i de dypt eroderte brønnene.

Rett under erosjonsflaten i brønn 7120/2-1 er GR verdiene i Ørnformasjonen generelt lave. Den mangler dermed de klassiske loggresponsene man konseptuelt forventer å se i karstifiserte karbonater. I det breksjerte øvre intervallet av Ørnformasjonen i brønn 7220/6-1, viser GR signaturen større fluktuasjoner, noe som samsvarer med observasjoner i kjerner fra dette intervallet, hvor en kan se infiltrasjon av silisiklastisk sediment. Går man inn på beskrivelser i litteraturen, er det gode eksempler på fluktuasjoner i GR signatur forårsaket av inntrenging av silisiklastisk sediment, slik det bla. er beskrevet i Ellenburgergruppen (Canter *et al.*, 1993 – og Kerans, 1988).

Caliper loggen er gjengitt i grå farge som midterste logg i korrelasjonspanelet i **Error! Reference source not found.** Heller ikke den viser spesielt mye utvaskinger i karbonatene i Ørnformasjonen. Derimot er det store utvaskinger i Ugleformasjonen i brønn 7120/2-1. I brønn 7220/6-1 kan de største utslagene på caliper loggen sees i basement. I denne brønnen består basement av kvartsittiske metasandsteiner med mye sprekker. Ved plugging av denne brønnen ble man kvitt godt over 1000 m³ med overflødig slam. Dette ble uten problemer injisert i formasjonen – en god indikasjon på at det er et åpent sprekkesystem i basement.

I og med at det er fire armer på caliper loggen, kan geometrien til utvaskinger i brønnen kartlegges. Dette benyttes til «borehole breakout» studier for å kartlegge spenningsmønstre og retningen på svakhetssoner i formasjonen.



EXPLO CROWD

Figur 23. Brønner i et profil fra vest til øst over Loppfjella som er flatet på topp Ørn formasjonen. Brønnene 7120/2-1 og 7220/6-1 har vært utsatt for langvarig (>10 millioner år) og dyp erosjon / karstifisering inn i Ørn formasjonen, mens en komplett lagrekke er bevart i brønnene 7120/1-1 og 7121/1-1. Anhydritt har høy tetthet, og fremstår i lilla farge på tetthetsloggen (Density). I de dypt eroderte brønnene 7120/2-1 og 7220/6-1 er alle evaporittmineraler oppløst. Der anhydrittlagene og karbonatene er oppløst, kan det dannes både kollapsbrekser og i noen tilfeller bevarte hulrom. Caliper loggen (grå farge) direkte under erosjonsflaten i brønnene 7120/2-1 og 7220/6-1 tyder imidlertid på at bergartene er relativt stabile. I 7120/2-1 forekommer de største utrasningene dypere ned i den silisiklastisk dominerte Ugleformasjonen. Her har problemene med hullstabilitet trolig andre årsaker enn karstifisering.

7 BRØNNPLANLEGGING, BORING OG DATAINNSAMLING

Under boring av brønn 7220/11-3 med Island Innovator rapporterte operatøren Lundin den 1.8.2015 følgende uønskede hendelse til Petroleumstilsynet:

Under kjerneboring kom det en rask økning i framdrift og brønnen gikk på slamtap. Klarte ikke å holde ringrommet fullt med boreslam og begynte fylling med sjøvann. Pumpet 13 m3 og 15 m3 piller med tapt sirkulasjonsmateriale. Tap fortsatte med en rate på 60 m3/time. Etter å ha fylt hele ringrommet med sjøvann stanset tapet. Stengte inn brønn kl. 13:35 med Middle Pipe Ram for å sikre brønnkontroll. Mobilisert ytterligere tapt sirkulasjonsmateriale og boreslam fra land.

Som det fremgår av Tabell 1 er denne brønnen blant de som er boret på østflanken av Loppfjella, i et område hvor bare nedre del av den karbonatdominerte Ørnformasjonen er bevart under erosjonsflaten. Nærmere detaljer om formasjonstype og årsaker til det plutselige slamtapet hører til data som ikke er frigjort. Det er imidlertid nærliggende å anta at tapt sirkulasjon er knyttet til en åpen karstgrotte.

Overstående hendelse illustrerer både hva som kan skje ved boring inn i det som antagelig var et oppløst hulrom i karbonater, og hvilke umiddelbare tiltak man har til rådighet i en slik situasjon. Et tilsvarende hendelsesforløp kan oppstå ved boring gjennom store forkastninger.

Ved planlegging av boring i områder der det kan være forekomster av karstifiserte bergarter bør man tidlig i prosessen utdype risikoen dette innebærer.

Tap av borevæske til formasjonen er en risiko man tar hensyn til ved boring av alle typer brønner, og der man til enhver tid har LCM (lost circulation material) tilgjengelig om bord på riggen samt en oppdatert plan på når og hvordan denne skal pumpes i hullet. I tillegg vil man også alltid ta høyde for å ha ekstra volum med borevæske om bord i tilfelle det oppstår store umiddelbare tap.

Ved boring i karstifiserte bergarter må man oppgradere denne risikoen, der man planlegger for et enda større utvalg av LCM i forskjellige typer og partikkelstørrelser for både borevæske og sement. Dette i kombinasjon med oppbevaring av enda større volum av borevæske på riggen eller på båt som ligger i nærheten. Håndtering av store mengder LCM og borevæske stiller større krav til logistikk håndteringen og kapasitet om bord på rigg og fartøy, og ved operasjoner i for eksempel Barentshavet, er dette en enda større utfordring da tilgjengelig material ikke nødvendigvis er tilstede på basen og må transporteres fra sør.

Ved boring vil man ofte tape litt borevæske til formasjonen til det har dannet seg filterkake på hullveggen som tetter igjen porene og stopper ytterligere tap. Ved normal boring vil slamtettheten være større enn poretrykket men mindre enn fraktureringstrykket, både i statisk og dynamisk tilstand, dvs under sirkulering. Ved sirkulering får man et trykktap i annulus som øker bunnhullstrykket og gir en

dynamisk slamtetthet som er høyere, såkalt ECD (equivalent circulation density). I noen tilfeller kan dette trykket bli såpass høyt at man overstiger fraktureringstrykket og derved sprekker opp formasjonen, som igjen kan føre til tap av borevæske. Dette kan vanligvis kureres ved enten å senke slamtettheten noe hvis det er mulig, endre borevæske parameterne til lavere verdier (mindre viskøs), redusere pumperaten og sørge for at hullet er så rent som mulig. Man vil også kanskje ha behov for å tilsette LCM i borevæsken eller sette en pille med høy konsentrasjon rundt tapssonen.

Ved boring inn i karstifiserte bergarter med underjordiske grotter, kollapsede eller delvis kollapsede, vil de åpne sprekkene være så store at det ikke er mulig for borevæsken å danne filterkake på hullveggen. Disse hulrommene kan være så store at de kan svelge unna enorme mengder borevæske på veldig kort tid. Det første man vil prøve er å sette en LCM pille med grove partikler og høy konsentrasjon, for å prøve å tette igjen de største sprekkene. Dette forutsetter at man har en sirkulasjonssub over BHA (bottom hole assembly) som kan bli aktivert enten det er under boring eller kjerning. Dette for at partiklene skal kunne passere ut i annulus uten å bli pumpet gjennom BHA'et da det er stor fare for at det kan bli plugget igjen. I mellomtiden har man mest sannsynlig fortsatt hatt store tap og etterfylling av brønnen er veldig viktig for å opprette hydrostatisk høyde for å ha bunnhullstrykk over poretrykk. Hvis man ikke klarer dette er faren stor for at brønnen kommer i underbalanse og at hydrokarboner kan begynne å strømme inn i brønnen. Da har man i realiteten en brønnkontrollhendelse og en allerede krevende situasjon blir forverret. Man vil fortsette å etterfylle brønnen med borevæske så lenge man kan, men på et tidspunkt går man kanskje tom hvis tapsraten overstiger hva man klarer å mikse om bord på riggen eller tilslutt ikke har barytt og kjemikalier igjen. Er boreoperasjonen langt fra land eller fra andre installasjoner, er dette en enda større risiko da det er begrenset eller ingen assistanse å få fra andre operasjoner. Men man må fortsette å etterfylle brønnen med væske, så da må man til slutt etterfylle med sjøvann.

Har man ikke fått stanset eller redusert tapet av borevæske med LCM er det neste steget naturlig å pumpe sement ned gjennom strengen, da tilsatt en spesiell type LCM som er tilsatt fiber eller andre partikler designet for å tette igjen store sprekker. Borestrengen vil da vanligvis bli skutt av og brønnen støpt igjen. Har man hatt innstrømning av hydrokarboner i brønnen blir da denne sirkulert ut før man fortsetter tilbakepluggingen.

Vavik *et al.* (2016) skriver om forhold som har vært lite påaktet i forbindelse med boring inn i grotter og andre ekstreme tapssoner. Tap av borevæske i slike situasjoner er vanligvis ikke forårsaket av hydraulisk induisert oppsprekking på grunn av for stor overbalanse. Når slike ekstreme tapssoner påtreffes, vil den tyngre borevæsken falle til bunnen i hulrommet og erstatte formasjonsvæsken med mindre egenvekt. Stigerøret fungerer som en varmeveksler og kjøler ned borevæsken og inntrengt gass. Artikkelen handler om hva som skjer med det totale aktive volumet når relativt kald borevæske erstattes med relativt varm hydrokarbongass dypt nede i tapssonen og / eller i ringrommet. I sammendraget skriver de:

*PVT simulations and a study found that a net volume reduction will take place when the fluids are mixed, due to higher compressibility and lower specific heat capacity of the relative warm hydrocarbon gas compared to the mud. Equally important, the study also showed that there can be a risk of gas hydrates forming. If hydrates form it will result in an additional reduction of the volume. These volume reductions can be observed as loss of circulation or abnormal reduction in the active pit volume. **Hydrocarbon gas influx caused by gravity-induced swop-out will be partly or completely concealed by the volume reduction taking place at the same time. Kick detection based on volume control (flow-in vs. flow-out) may therefore not work when drilling***

in naturally fractured or highly permeable formations, where influx caused by gravity-induced swop-out takes place.

7.1 Managed Pressure Drilling - MPD

Bruk av såkalt **MPD** (managed pressure drilling) kan være nyttig eller påkrevd i tilfeller der det er liten margin mellom poretrykk og fraktureringstrykk. Det er flere varianter av dette på markedet, men filosofien er mye det samme med at man justerer bunnhullstrykket med hjelp av utstyr i tillegg til den tradisjonelle hydrostatiske borevæske søylen i annulus. **CML** (controlled mud level) er et eksempel på MPD teknologi, der man justerer høyden av borevæske i stigerøret. Man kan da bore med høyere slamvekt men fremdeles justere bunnhullstrykket med å regulere nivået i stigerøret. Slik kan man bore en seksjon med en slamvekt, selv om det var planlagt å endre slamvekten underveis i seksjonen. I tillegg kan man justere bunnhullstrykket så lavt man ønsker for å balansere seg så nærme poretrykket som mulig, før man går inn i formasjon der det er fare for oppsprekking og tap.

Det er to andre begreper som går inn under MPD: **CBHP** (constant bottomhole pressure) og **PMCD** (pressurized mud cap drilling). Anvendelse av disse teknikkene har gjort det mulig å bore krevende prospekter som ved konvensjonelle boreteknikker har blitt betraktet som ikke borbare.

Men med boring inn i karstifiserte formasjoner med store sprekker og hulrom vil det nok fremdeles være stor fare for store tap, det ser man fra hendelser der borevæske og sjøvann bare forsvinner inn i formasjonen selv om det totale hydrostatiske trykket er lavere enn poretrykket.

7.2 Datainnsamlingsprogram for å kunne kartlegge risiko

Med tanke på fremtidig boring i områder med karstifiserte karbonatformasjoner og åpne sprekker, er det viktig under brønnplanleggingen å sette sammen et datainnsamlingsprogram som gjør at fremtidige brønner i området kan bores så sikkert som mulig.

Den viktigste informasjonskilden til bergartenes egenskaper og avsetningsmiljø i undergrunnen finnes i form av kjerner. Informasjonen kjernene gir oss er av grunnleggende verdi for kalibrering og tolkning av petrofysiske data og sprekker. Kjerner bidrar med viktig informasjon for bedre å forstå og tolke seismiske signaler og avbildning. Innhentning av kjerner tidlig i utforskningsfasen i et område kan potensielt gi innsparinger og sikrere boring i en senere fase, siden en på et tidlig stadium har ervervet viktig kunnskap som kan komme til nytte i planlegging, datainnsamling og boreoperasjoner senere.

I forbindelse med innsamling av petrofysiske logger er det mest kjente og brukte verktøyet basert på mikroresistivitetsmålinger, hvor sprekker og hulrom vil fremstå med en kontrast til formasjonsresistiviteten. Mikroresistivitet måler kun området nærmest hullveggen. For måling dypere inn i formasjonen benyttes andre resistivitesmålinger. Fordelen med mikroresistivitetsmålinger er at de har meget god oppløsning. Detaljer som sprekker, små hulrom og sedimentære strukturer kan avbildes. Måling av konduktivitet / resistivitet forutsetter vannbaserte borevæsker. Det er også utviklet logger til bruk i oljebasert (ikke strømlerende) borevæske. Da er det lydbølgebaserte logger med kort bølgelengde (ultrasonic) som benyttes. Rezaie og Nogole Sadat (2004) viser et eksempel på hvordan FMI (Formation Micro Imaging), FMS (Formation Micro Scanner) og ATV (Acoustic Tele viewer) loggene kan benyttes til spekkemodellering i et reservoir som produserer fra Asmariformasjonen i Iran.

Selskapene har ulike navn på disse loggene, og det er viktig med en god dialog mellom operatøren og selskapet som skal utføre den petrofysiske datainnsamlingen for å finne frem til de beste og mest relevante verktøyene.

Prosessering av disse loggene vil også gi informasjon om retningen på sprekken og dermed hvilke spenninger som påvirker formasjonen i området.

Loggeselskapene tilbyr også MWD (measurements while drilling) baserte verktøy av tilsvarende eller lignende type som kabelbaserte logger. Anvendelse av slike løsninger kan by på mange fordeler, også utover kartlegging av karstrelaterte fenomener og sprekker / forkastninger.

Ved boring av produksjonsbrønner og produksjonsplanlegging fra oppsprukne reservoarer er det viktig å ha best mulig kunnskap om sprekkenes retning og utbredelse. Da kan det være aktuelt å samle inn og prosessere seismikk med en bestemt konfigurasjon som muliggjør slik kartlegging.

Både underveis i boreprosessen og ved avslutning av en brønn samles det inn brønnseismikk – VSP (vertical seismic profiling). For å få bedre avbildning et stykke fra brønnen samles det inn «offset VSP», hvor lydkilden er om bord i en båt, og flyttes etter et bestemt planlagt mønster. Slik teknologi kan benyttes underveis i boringen for bedre å kunne kartlegge forkastninger og eventuelle grotter før en borer inn i potensielle faresoner.

«Surface Seismic Monitoring While Drilling - SSWD» (Moser *et al.* 2016a, b og c) er en ny teknologi (se kapittel 6.1) som potensielt kan være til stor nytte for kartlegging av karstfenomener og åpne sprekker (se kapittel 6.1) før de påtreffes under boring. Teknologien gjør bruk av informasjonen fra diffraksjoner som vanligvis betraktes som forstyrrelser i lydbildet, og som derfor blir forsøkt fjernet under seismisk prosessering. Men for detektering av karstfenomener og andre fenomener langt under normal seismisk oppløsning, kan det ligge verdifull informasjon i diffraksjonene.

Fullskala formasjonstester er et annet viktig verktøy for å kartlegge åpne sprekker og hulrom som har forbindelse med hverandre. I områder der en har kjerner med målinger av porøsitet og permeabilitet fra kjerneplugg, vil produksjonsrater gi verdifull tilleggsmåling om det er bidrag fra eventuelle åpne sprekker og forbundne hulrom i produksjonen. I områder der dette bidrar, vil produksjonsratene normalt langt overstige det man måler av porøsitet og permeabilitet basert på pluggmålinger fra kjerner eller ved andre metoder.

8 OPPSUMMERING OG ANBEFALINGER

Første steg i utforskningen av prospekter hvor karst og karstrelaterte fenomener kan bidra til reservoarutvikling, er innsamling og prosessering av seismiske data. I den sammenheng er det viktig å velge innsamlings- og prosesseringsparametre for optimal avbildning. Bruk av informasjon fra diffraksjoner kan også være nyttig for å kartlegge fenomener som er under normal seismisk oppløsning.

I forbindelse med kartlegging og brønnplanlegging i et område hvor karst og karstrelatert oppsprekking (kollapsbrekksjering) kan forekomme, er det viktig å ha kunnskap om hvordan slike fenomener opptrer i naturen. Da er det nyttig å gjøre feltstudier på blotninger hvor sammenlignbare fenomener opptrer. På samme måte er det viktig å erverve kunnskap om hvordan åpne sprekker opptrer og hvor det er sannsynlig at slike kan utvikles. For alle som er involvert i brønnplanlegging og boreoperasjonen, vil den type kunnskap være av verdi. Slik kan man skape en felles forståelse av hvilke problemstillinger en står ovenfor, og hvordan de best skal kunne håndteres på en sikker og effektiv måte.

I brønnplanleggingsfasen er det viktig å sette sammen et program for datainnsamling som både ivaretar sikkerheten under selve boreoperasjonen, og sikrer innsamling av relevant informasjon for eventuell videre utforskning av området. Da er det viktig å sikre informasjon om bergartens egenskaper, sprekkemønstre og avsetningstype i form av kjerner.

Det viktigste ved planlegging av boring i områder med karstifiserte bergarter er å kartlegge risikoen og ha alle beredskapsplanene klare og gjennomgått på så tidlig tidspunkt som mulig. På risikomøter bør alle disipliner være tilstede, både fra operatøren, borekontraktøren og service selskapene. Videre er det veldig viktig at alle risikoene blir gjennomgått og beredskapsplanene ivaretatt på riggen før operasjonene tar til.

Under boreoperasjonen vil anvendelse av teknologier under fellesbetegnelsen Managed Pressure Drilling (MPD) bidra til å sikre best mulig brønnkontroll og kunne hindre uønskede hendelser.

Ved et funn vil fullskala tester kunne gi viktig informasjon om forekomsten av åpne sprekker og eventuelle sammenhengende hulrom.

9 LITTERATUR OG REFERANSER

- Ahlborn, M., Stemmerik, L. and Kalstø, T.K., 2014. 3D seismic analysis of karstified interbedded carbonates and evaporites, Lower Permian Gipsdalen Group, Loppa High, southwestern Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 56, pp.16-33.
- Al-Shaieb, Z. and Lynch, M., 1993. Paleokarstic features and thermal overprints observed in some of the Arbuckle cores in Oklahoma.
- Ashley, Paul R. 2000. Well Control of an Influx from a Fracture Breathing Formation. Presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, 11-13 September, Kuala Lumpur. (SPE-62770-MS). <http://dx.doi.org/10.2118/62770-MS>
- Bathurst, R.G., 1972. Carbonate sediments and their diagenesis (Vol. 12). Elsevier.
- Bennion et al. 1998. Underbalanced Drilling: Praises and Perils. *SPE Drilling & Completion* 13 (4): 214 – 222. SPE-52889-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/52889-PA>
- Bybee, Karen 2001. Well Control of an Influx From a Breathing Fracture. *SPE Journal of Petroleum Technology* 53 (1): 34 – 35. SPE-0101-0034-JPT. <http://dx.doi.org/10.2118/0101-0034-JPT>
- Candelaria, M.P. and Reed, C.L., 1992. Paleokarst, karst related diagenesis and reservoir development: examples from Ordovician-Devonian age strata of west Texas and the Mid-Continent.
- Canter, K.L., Stearns, D.B., Geesaman, R.C. and Wilson, J.L., 1993. Paleostructural and related paleokarst controls on reservoir development in the lower Ordovician Ellenburger Group, Val Verde Basin, Texas.
- Casablanca field case. Castor Project. CO2 storage study. http://www.encapco2.org/CECD/castor_renard.pdf
- Correa Neto, A.V., 2000. Speleogenesis in quartzite in southeastern Minas Gerais, Brazil. *Speleogenesis-Evolution of Karst Aquifers*. Huntsville (USA). National Speleological Society, pp.452-457.
- de Periere, M.D., Durllet, C., Vennin, E., Caline, B., Boichard, R. and Meyer, A., 2017. Influence of a major exposure surface on the development of microporous micritic limestones-Example of the Upper Mishrif Formation (Cenomanian) of the Middle East. *Sedimentary Geology*, 353, pp.96-113.

Deegan, C. E. and Scull, B. J. (compilers) 1977: A standard lithostratigraphic nomenclature for the Central and Northern North Sea. UK Institute of Geological Sciences, Report 77/25. The Norwegian Petroleum Directorate, NPD-Bulletin No. 1, 36 pp.

Demiralin, A.S., Hurley, N.F. and Oesleby, T.W., 1993. Karst Breccias in the Madison Limestone (Mississippian), Garland Field, Wyoming.

Di Cuia, R. and Riva, A. (2016). Mediterranean Carbonate Potential: Lessons from Existing Discoveries. <http://www.geoexpro.com/articles/2016/03/mediterranean-carbonate-potential-lessons-from-existing-discoveries>. In: <http://www.geoexpro.com/magazine/vol-13-no-1>.

Dravis, J.J. and Muir, I.D., 1993. Deep-burial brecciation in the Devonian Upper Elk Point Group, Rainbow Basin, Alberta, western Canada.

Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S. and Incze, M.L., 2003. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22(7), pp.654-660.

Ehrenberg, S.N., Nielsen, E.B., Svånå, T.A. & Stemmerik, L. 1998: Depositional evolution of the Finnmark carbonate platform, Barents Sea: results from wells 7128/6-1 and 7128/4-1, *Norsk Geol. Tidsskrift*, v. 78, p. 185-224.

Ehrenberg, S.N., Nielsen, E.B., Svånå, T.A. & Stemmerik, L. 1998: Diagenesis and reservoir quality of the Finnmark carbonate platform, Barents Sea: results from wells 7128/6-1 and 7128/4-1, *Norsk Geol. Tidsskrift*, v. 78, p. 225-251.

Ehrenberg, S. N., Pickard, N. A. H., Svånå, T. A., Nilsson, I., and Davydov, V. I. 2000: Sequence stratigraphy of the inner Finnmark carbonate platform (Upper Carboniferous - Permian), Barents Sea - correlation between well 7128/6-1 and the shallow IKU cores. *Norsk Geologisk Tidsskrift*, v. 80., p. 129-161.

Ehrenberg, S.N., Pickard, N.A.H., Henriksen, L.B., Svånå, T.A., Gutteridge, P. and Macdonald, D. 2001: Depositional and sequence stratigraphic model for cold-water, spiculitic strata based on the Kapp Starostin Formation (Permian) of Spitsbergen and equivalent deposits from the Barents Sea. *AAPG Bulletin*, v. 87, p. 2061-2087.

Ehrenberg, S.N. and Nadeau, P.H., 2005. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG bulletin*, 89(4), pp.435-445.

Ehrenberg, S.N., Walderhaug, O. and Bjørlykke, K., 2012. Carbonate porosity creation by mesogenetic dissolution: Reality or illusion? *AAPG bulletin*, 96(2), pp.217-233.

Eliassen, A. and Talbot, M.R., 2003. Sedimentary facies and depositional history of the mid-Carboniferous Minkinfjellet Formation, Central Spitsbergen, Svalbard. *Norwegian Journal of Geology/Norsk Geologisk Forening*, 83(4).

Eliassen, A. and Talbot, M.R., 2005. Solution- collapse breccias of the Minkinfjellet and Wordiekammen Formations, Central Spitsbergen, Svalbard: a large gypsum palaeokarst system. *Sedimentology*, 52(4), pp.775-794.

Emami, H., Vergés, J., Nalpas, T., Gillespie, P., Sharp, I., Karpuz, R., Blanc, E.P. And Goodarzi, M.G.H., 2010. Structure of the Mountain Front Flexure along the Anaran anticline in the Pusht-e Kuh Arc (NW Zagros, Iran): Insights from sand box models. In: Leturmy, P. and Robin, C. (Eds), *Tectonic and Stratigraphic evolution of Zagros and Makran during the Meso-Cenozoic*. *Geol. Soc. Lond., Spec. Publ.* 330, 155–178.

Esmersoy, C., Kania, A., Kashikar, S., Ramirez, A., Hannan, A., Lu, L., Teebenny, S. and Duan, L. [2011] Optimum Use of Seismic Data to Reduce Drilling Risk and

Improve Well Placement. 73rd EAGE Conference & Exhibition, Extended Abstracts, C046.

Esmersoy, C., Ramirez, A., Teebenny, S., Liu, Y., Shih, C., Sayers, C., Hawthorn, A. and Nessim, M. [2013] A new, fully integrated method for seismic geohazard prediction ahead of the bit while drilling. The Leading Edge, 32(10), 1222-1233.

Esteban M, Klappa CF (1983) Subaerial Exposure Environment. In: Carbonate Depositional Environments (eds. Scholle PA, Bebout DG, Moore CH), pp. 2-54. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa. 33.

Franci Gabrovšek (Ed.). (2002). Evolution of karst: From prekarst to cessation. Založba ZRC.

Fritz, R.D., Wilson, J.L. and Yurewicz, D.A. eds., 1993. Paleokarst related hydrocarbon reservoirs. SEPM Core Workshop No. 18, 275 pp.

Garašić, M., 2001, January. New speleohydrogeological research of Crveno Jezero (Red Lake) near Imotski in Dinaric karst area (Croatia, Europe): International speleodiving expedition 'Crveno jezero 98'. In 13th International Congress of Speleology, Speleo Brazil. http://www.cavernas.org.br/anais26cbe/26CBE_555-559.pdf.

Hao, F., Zhang, X., Wang, C., Li, P., Guo, T., Zou, H., Zhu, Y., Liu, J. and Cai, Z., 2015. The fate of CO₂ derived from thermochemical sulfate reduction (TSR) and effect of TSR on carbonate porosity and permeability, Sichuan Basin, China. Earth-Science Reviews, 141, pp.154-177.

Heward, A.P., Chuenbunchom, S., Mäkel, G., Marsland, D. and Spring, L., 2000. Nang Nuan oil field, B6/27, Gulf of Thailand: karst reservoirs of meteoric or deep-burial origin? Petroleum Geoscience, 6(1), pp.15-27.

Hopkins, J. C., 1999, Characterization of reservoir lithologies within subunconformity pools: Pekisko Formation, Medicine River field, Alberta, Canada: AAPG Bulletin, v. 83, p. 1855-1870.

Hunt, D. and Fitchen, W.M., 1999. Compaction and the dynamics of carbonate-platform development: insights from the Permian Delaware and Midland basins, Southeast New Mexico and West Texas, USA.

James, N.P. and Choquette, P.W., 1988. Paleokarst. Springer New York.

Kerans, C., 1988. Karst-controlled reservoir heterogeneity in Ellenburger Group carbonates of west Texas. AAPG bulletin, 72(10), pp.1160-1183.

Kerans, C., 1989. Karst-controlled reservoir heterogeneity and an example from the Ellenburger Group (Lower Ordovician) of west Texas. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

Korneva, I., Tondi, E., Agosta, F., Rustichelli, A., Spina, V., Bitonte, R. and Di Cuia, R., 2014. Structural properties of fractured and faulted Cretaceous platform carbonates, Murge Plateau (southern Italy). Marine and Petroleum Geology, 57, pp.312-326.

Lavrov and Tronvoll 2005. Mechanics of Borehole Ballooning in Naturally-Fractured Formations. Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 12-15 March, Kingdom of Bahrain. (SPE-93747-MS). <http://dx.doi.org/10.2118/93747-MS>

Ledsaak, K., 2016. Geo-modelling of paleokarst reservoirs – from cave-survey to geocellular paleokarst model. Master thesis University of Bergen 114 pp. 6 Appendix.

Liu, H., and B. Wang, 1996, Geochemical characteristics of paleokarstification of Ordovician Majiagou carbonates in Xingxian and Liulin, Shaxi, China: Carbonates and Evaporites, v. 11, p. 77–84.

Lohmann, K. C., 1988, Geochemical patterns of meteoric diagenetic systems and their application to studies of paleokarst, in N. P. James and P. W. Choquette, eds., Paleokarst: New York, Springer-Verlag, p. 58–80.

Lomando AJ, Harris PM, Orlopp DE (1993) Casablanca field, Tarragona Basin, offshore Spain: a karsted carbonate reservoir. In: Paleokarst Related Hydrocarbon Reservoirs (eds. Fritz RD, Wilson JL, Yurewicz DA) Core Workshop, 18, in New Orleans, SEPM 201–25, Tulsa.

Loucks, R. G., 1999, Paleocave carbonate reservoirs: burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications: AAPG Bulletin, v. 83, p. 1795–1834.

Martinez del Olmo W, Esteban M (1983) Paleokarst Development. In: Carbonate Depositional Environments (eds. Scholle PA, Bebout DG, Moore CH) American Association of Petroleum Geologists, 33, 93–5. AAPG, Tulsa.

Mazzullo, S.J., 1990. Karst-Controlled Reservoir Heterogeneity in Ellenburger Group Carbonates of West Texas: Discussion (1). AAPG Bulletin, 74(7), pp.1119-1123.

Mecchia, M. and Piccini, L., 1999. Hydrogeology and SiO₂ geochemistry of the Aonda Cave system (Auyantepui, Bolivar, Venezuela). Boletín Sociedad Venezolana de Espeleología, 33, pp.1-11.

Medlock, P. and Fritz, R., 1993. Paleokarst Development in Devonian Cherts in the Arkoma Basin and Black Warrior Basin. In: Paleokarst Related Hydrocarbon Reservoirs. Core Workshop No. 18, Society for Sedimentary Geology (SEPM)

Mindong, Jin, Zeng Wei, Tan Xiucheng, Li Ling, Li Zongyin, Luo Bing, Jinglei Zhang, and L. I. U. Jiwei. "Characteristics and controlling factors of beach-controlled karst reservoirs in Cambrian Longwangmiao Formation, Moxi-Gaoshiti area, Sichuan Basin, NW China." Petroleum Exploration and Development 41, no. 6 (2014): 712-723.

Mohammadzadeh, H., & Aravena, R. (2015). Investigating the Origin and Interaction between Karstic and Alluvial Aquifers in NW of Zagros Mountain Range, Iran, Using Isotopic and Geochemical Tools. Procedia Earth and Planetary Science, 13, 256-260.

Moser, T.J., Arntsen, B., Johansen, S., Raknes, E. and Sangesland, S., 2016a. Surface-seismic monitoring while drilling using diffractions: Concept and field data example. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016 (pp. 662-666). Society of Exploration Geophysicists.

Moser, T.J., Arntsen, B., Johansen, S., Raknes, E.B. and Sangesland, S., 2016b, May. Seismic diffraction response from boreholes. In 78th EAGE Conference and Exhibition 2016.

Moser, T.J., Johansen, S., Arntsen, B., Raknes, E.B. and Sangesland, S., 2016b, May. Interpretation of Complex Reservoirs-From Outcrops to Superresolution Imaging. In 78th EAGE Conference and Exhibition 2016.

Nadeau, P.H. and Ehrenberg, S.N., 2006. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships: Reply. AAPG Bulletin, 90(5), pp.811-813.

Orlopp DE (1988) Casablanca oil field, Spain: a karsted Carbonate trap at the shelf edge. Proceedings of the Offshore Technology Conference, OTC Publisher (Offshore Technology Conference), Houston.

- Parish, James R. 2015. Proposed regulations clarify the meaning of a safe drilling margin in the OCS. Offshore, 14 July 2015, (accessed 19 January 2016).
<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-75/issue-7/departments/regulatoryperspectives/proposed-regulations-clarify-the-meaning-of-a-safe-drilling-margin-in-the-ocs.html>
- Peng, C., Dai, J. and Yang, S. [2013] Seismic Guided Drilling: Near Real Time 3D Updating of Subsurface Images and Pore Pressure Model. dh International Petroleum Technology Conference, 2013.
- PetroWiki 2015. Lost circulation. (30 June 2015 revision), (accessed January 2016).
http://petrowiki.org/Lost_circulation
- Pickard, N.A.H., Eilertsen, F., Hanken, N.-M., Johansen, T.A., Lønøy, A., Nakrem, H.A., Nilsson, I., Samuelsberg, T.J. & Somerville, I.D. 1996: Stratigraphic framework of Upper Carboniferous (Moscovian-Kasimovian) strata in Bünsow Land, central Spitsbergen: palaeogeographic implications. Norsk Geologisk Tidsskrift 76, 169-185.
- Piccini, L. and Mecchia, M., 2009. Solution weathering rate and origin of karst landforms and caves in the quartzite of Auyan-tepui (Gran Sabana, Venezuela). Geomorphology, 106(1), pp.15-25.
- Poiate et al. 2006. Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference, 21-23 February, Miami, Florida, USA. (SPE-99161-MS). <http://dx.doi.org/10.2118/99161-MS>
- Purdy, E.G. and Waltham, D., 1999. Reservoir implications of modern karst topography. AAPG bulletin, 83(11), pp.1774-1794.
- Ribeiro, M. R. and Horne, R. N. 2013. Pressure and Temperature Transient Analysis: Hydraulic Fractured Well Application. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October, New Orleans, Louisiana, USA. (SPE-166222-MS). <http://dx.doi.org/10.2118/166222-MS>
- Roberts, A.E., 1966. Stratigraphy of Madison Group Near Livingston, Montana: And Discussion of Karst and Solution-breccia Features. US Geological Survey Professional Paper 526-B, p. B1-B23.
- Rezaie, A.H. and Nogole-Sadat, M.A., 2004. Fracture modeling in Asmari reservoir of Rag-e Sefid oil-field by using Multiwell Image Log (FMS/FMI). *Iranian International Journal of Science*, 5(1), pp.107-121.
- Rodriguez-Morillas, N., Playa, E., Travé, A., & Martin-Martin, J. D. (2013). Diagenetic processes in a partially dolomitized carbonate reservoir: Casablanca oil field, Mediterranean Sea, offshore Spain. *Geologica Acta*, 11(2), 195-214.
- Rogers, J.P. and Longman, M.W., 1995. Spiculitic chert reservoir rocks: Glick Field, Kiowa and Comanche Counties, Kansas. AAPG Bulletin, 79(CONF-951094--).
- Salas J, Taberner C, Esteban M, Ayora C (2007) Hydrothermal dolomitization, mixing corrosion and deep burial porosity formation: numerical results from 1-D reactive transport model. *Geofluids*, 7, 99-111.
- Saller, A. H., J. A. D. Dickson, and F. Matsuda, 1999, Evolution and distribution of porosity associated with subaerial exposure in upper Paleozoic platform limestones, west Texas: AAPG Bulletin, v. 83, p. 1835-1854.
- Sando, W.J., 1988. Madison Limestone (Mississippian) paleokarst: a geologic synthesis. In Paleokarst (pp. 256-277). Springer New York.

- Sauro, F., De Waele, J., Onac, B.P., Galli, E., Dublyansky, Y., Baldoni, E. and Sanna, L., 2014. Hypogenic speleogenesis in quartzite: the case of Corona'e Sa Craba Cave (SW Sardinia, Italy). *Geomorphology*, 211, pp.77-88.
- Sauro, F., 2014. Structural and lithological guidance on speleogenesis in quartz-sandstone: Evidence of the arenisation process. *Geomorphology*, 226, pp.106-123.
- Seeman, U. (1988). Amposta oil field (Spanish Mediterranean offshore). AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists); (USA), 72(CONF-8809346).
- Seemann, U., Pumpin, V. F., & Casson, N. (1990). Amposta oil field. AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas of oil and gas fields, A-017, 1-20.
- Shahid, M.A., Remila, G.O.A. and Weston, J., 2006, January. Achieving Clean Environment by Attaining Zero Disposal in Surface Pits in PNZ Wafra Fields by Disposing Produced Water through Injection/Salt Water Disposal Mega Wells Completions. In SPE International Health, Safety & Environment Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Sharp, I., Gillespie P. and Lønøy A., Horn, S. Morsalnezhad, D., 2006: Outcrop Characterisation of Fractured Cretaceous Carbonate Reservoirs, Zagros Mts, Iran. SPE paper 104006, First International Oil Conference and Exhibition in Mexico held in Cancun, Mexico, 31 August-2 September 2006.
- Sharp, I, Gillespie, P., Morsalnezhad, D., Taberner C., Karpuz, R., Verge's, Horbury, J., A., Pickard, N., Garland, J. & Hunt, D., 2010: Stratigraphic architecture and fracture-controlled dolomitization the Cretaceous Khami and Bangestan groups: An outcrop case study, Zagros Mountains, Iran. In: van Buchem, F. S. P., Gerdes, K. D. & Esteban, M. (eds): Mesozoic and Cenozoic Carbonate Systems of the Mediterranean and the Middle East: Stratigraphic and Diagenetic Reference Models. Geological Society, London, Special Publications, 329, 343-396.
- Sigmond, E.M.O., Jorde, K. and Bryhni, I., 2013. Norsk geologisk ordbok: Med engelsk-norsk ordliste. Akademika forl.
- Spalluto, L., 2012. Facies evolution and sequence chronostratigraphy of a "mid"-Cretaceous shallow-water carbonate succession of the Apulia Carbonate Platform from the northern Murge area (Apulia, southern Italy). *Facies*, 58(1), pp.17-36.
- Sweeting, M.M., 1973. Karst landforms, Macmillan, London, 362 pp.
- Sweatman, R., Wang, H., and Xenakis, H. 2004. Wellbore Stabilization Increases Fracture Gradients and Controls Losses/Flows During Drilling. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10-13 October. (SPE-88701-MS). <http://dx.doi.org/10.2118/88701-MS>
- Van Baaren, P., Rached, G.R. and Shabrawi, A., 2005, January. A comprehensive workflow for drilling-risk reduction. In International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference.
- Vavik, D. 2015. Method for Detecting Wellbore Influx. International Patent Application No. PCT/NO2015/050084; International Publication No. WO 2015/190932 A1. https://patentscope.wipo.int/search/docservicepdf_pct/id00000031659912/PAMPH/WO2015190932.pdf
- Vavik, D., Sangesland, S. and Shayegh, M., 2016, April. Loss of Circulation an Indication of Hydrocarbon Influx? In *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*. Society of Petroleum
- Wang, B. and Al-Aasm, I.S., 2002. Karst-controlled diagenesis and reservoir development: Example from the Ordovician main-reservoir carbonate rocks on the eastern margin of the Ordos basin, China. AAPG bulletin, 86(9), pp.1639-1658.

Watson HJ (1982) Casablanca field offshore, a paleogeomorphic trap. In: The Deliberate Search for the Subtle Trap, AAPG Memoir, 32, 237-50.

Wennberg, O.P., Svånå, T., Azizzadeh, M., Aqrawi, A.M.M., Brockbank, P., Lyslo, K.B. and Ogilvie, S., 2006. Fracture intensity vs. mechanical stratigraphy in platform top carbonates: the Aquitanian of the Asmari Formation, Khaviz Anticline, Zagros, SW Iran. *Petroleum Geoscience*, 12(3), pp.235-246.

Wennberg, O.P., M. Azizzadeh, A.A.M. Aqrawi, E. Blanc, P. Brockbank, K.B. Lyslo, N. Pickard, L.D. Salem and T. Svånå, 2007. The Khaviz Anticline: An outcrop analogue to giant fractured Asmari Formation reservoirs in SW Iran. In L. Lonergan, R.J.H. Jolly, K. Rawnsley and D.J. Sanderson (Eds.), *Fractured Reservoirs*. Geological Society London Special Publications, v. 270, p. 23-42.

Wibberley, C.A. ed., 2008. The internal structure of fault zones: Implications for mechanical and fluid-flow properties. Geological Society of London.

Wray, R.A.L., 1997. A global review of solutinal weathering forms on quartz sandstones. *Earth-Science Reviews*, 42(3), pp.137-160.

Yang, Y., Li, W. and Ma, L., 2005. Tectonic and stratigraphic controls of hydrocarbon systems in the Ordos basin: A multicycle cratonic basin in central China. *AAPG bulletin*, 89(2), pp.255-269.

Yang, H., Pan, W., Chen, L. and Yang, P., 2010. Seismic description of karst topography and caves of Ordovician carbonate reservoirs, Lungu area, Tarim Basin, West China. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010* (pp. 1256-1260). Society of Exploration Geophysicists.

ΛCOTΛ

