

Karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS) uygulamalarında depolama sahası seçimi ve saha izleme aşamalarında yerbilimlerinin rolü

Deniz Yağmur KAYHAN¹

Öz

Hem iklim anlaşmaları hem çevre komisyonları hem de enerji geleceği senaryolarında kendine geniş yer bulan karbon yakalama, kullanma ve depolama (carbon capture, utilization and storage, CCUS) uygulamaları, küresel sıcaklık artışının 2050 yılına kadar 1,5°C ile sınırlandırılmasına ve net-sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasına katkı sağlamaktadır. CCUS'nin son aşaması olan karbon depolama için özellikle depolama sahası seçimi ve saha izlemesi aşamalarında yerbilimlerine ilişkin bilgi ve deneyimler büyük rol oynamaktadır. Jeolojik depolama sahaları genellikle tüketilmiş hidrokarbon rezervuarlarını, tuz akiferlerini, CO₂-geliştirilmiş petrol geri kazanımını (enhanced oil recovery, EOR) ve kömür damarlarını içermektedir. Depolanan CO₂'nin derin yeraltı sahalarında tutulabilmesi için de porozite, permeabilite, basınç, kapanılma mekanizmaları gibi faktörler etkin olmaktadır. Yerbilimleri, bu aşama için potansiyel CO₂ depolama alanı haritalaması, enjekte edilen CO₂'nin sismik veri ile takibinin sağlanması ve fay sızdırmazlık analizlerini de kapsayan çeşitli uygulamalar ışığında katkı sağlamaktadır. Cezayir'deki In Salah projesi, Kuzey Denizi'ndeki Sleipner sahası gibi karbon depolama faaliyetlerinin dünyadaki başarılı örneklerine bakıldığında depolama öncesinde, depolama aşamasında ve depolama sonrasında sızıntı risklerinin takibi için yerbilimleri bazlı uygulamalara yer verildiği görülmektedir.

1. Giriş

Karbon yakalama, kullanma ve depolama (carbon capture, utilization and storage (CCUS) uygulamaları dört temel adım içermektedir. Bu adımlar, CO₂'nin yakalanması; CO₂'nin proje ölçeğine göre boru hattı, gemi, demiryolu veya kamyon ile taşınması; CO₂'nin geri dönüşüm yolu ile fayda sağlayacak ürün olarak kullanılması ve CO₂'nin derin yeraltı jeolojik depolama sahalarında depolanmasıdır. CO₂, fosil veya biyokütle yakıtlı elektrik santrallerinden, endüstriyel tesislerden ve doğrudan havadan yakalanabilmekte ve kimyasal absorpsiyon, fiziksel ayırıştırma, membran ayırıştırma, doğrudan ayırıştırma, oksijen-yakıt ayırıştırma, kimyasal döngü, kalsiyum döngüsü gibi yöntemler bu adımda gerçekleştirilmektedir (IEA, 2020). Günümüzdeki karbon yakalama tesislerinin

toplamda yıllık 45 milyon ton (Mt)'dan fazla CO₂ yakalama kapasitesi vardır (IEA, t.y.). Biyoenerji ile karbon yakalama ve depolama (bioenergy with carbon capture and storage, BECCS) ve doğrudan havadan karbon yakalama ve depolama (direct air capture with carbon capture and storage, DACCS) gibi çeşitleri bulunan CCUS'nin petrol, inşaat, elektrik, demir-çelik, kimya, kağıt, hidrojen gibi birçok sektörde de uygulanabilme imkanları mevcuttur (IEA, 2011, 2019, 2020, 2022a,b,c,d; ICRLP, 2018; Patrizio vd., 2021).

Karbon nötr ya da net-sıfır karbon emisyonu terimi, bir yıl içerisinde meydana gelen CO₂ emisyonlarının CO₂ giderme teknolojileri ile dengelenebilmesini ifade etmektedir (IPCC, 2018). Birleşmiş Milletler'in Paris Anlaşması, Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'nin 1,5°C Küresel Isınma Özel Raporu, Avrupa Komisyonu'nun Yeşil Mutabakat'ı gibi çeşitli anlaşmalar ve komisyonlar eşliğinde sera gazı emisyonlarında net-sıfıra ulaşılması ve küresel sıcaklık artışının 2050 yılına kadar 2°C'nin altında tutulması, hatta 1,5°C ile sınırlandırılması hedeflenmiştir (Birleşmiş Milletler, 2015; IPCC, 2018; Avrupa Komisyonu, t.y.). 21. yüzyılın enerji kaynakları ve teknolojileri arasında gösterilebilecek olan CCUS, 1970'li yıllardan itibaren gelişmiş petrol geri kazanımı (enhanced oil recovery, EOR) uygulamaları ile petrol sektöründe yer alsa da ilk kez 1996 yılında Norveç'teki Sleipner gaz sahasında sera gazı emisyonlarını azaltma gibi çevre dostu bir amaçla kullanılmaya başlanmıştır (IEA, 2022b). Şekil 1'de verilen 2021-2050 yılları arasındaki kümülatif emisyon azaltımlarında CCUS, solar fotovoltaikleri (photovoltaics, PV) ve rüzgar enerjisi, elektrifikasyon, enerji etkinliğinin ardından %10'luk emisyon azaltımı ile biyoenerji ile birlikte bu hususta atılabilecek adımlar arasında dördüncü sırada yer almaktadır (IEA, 2023). Ayrıca, çeşitli enerji ajansları ve şirketler tarafında duyurulan ve iklim değişikliğinin etkilerini minimuma indirebilmek için uygulanması hedeflenen enerji geleceği senaryolarında CCUS uygulamaları yaygın olarak bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2050'ye kadar Net-Sıfır Emisyonlar senaryosu, Shell'in Gökyüzü (Sky), Barclays'in Dinamizm (Dynamism), Dünya Enerji Konseyi (World Energy Council, WEC)'nin Bitmemiş Senfoni (Unfinished Symphony), TotalEnergies'in Kırılma+ (Rupture+), BP'nin Net Sıfır (Net Zero) ve Equinor'un Köprüler (Bridges) senaryoları,

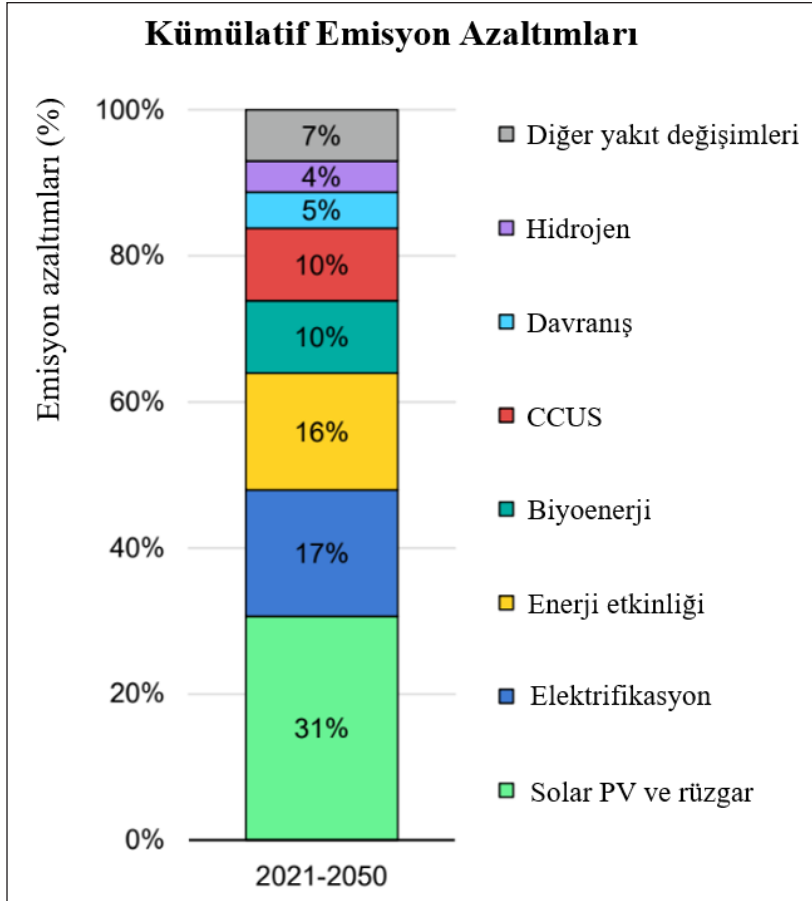
¹Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Deniz Araştırmaları Dairesi Başkanlığı, Ankara, Türkiye.

CCUS uygulamalarının hedefleri arasında yer aldığı enerji geleceği senaryolarındandır (Shell, 2018; Barclays, 2019; World Energy Council, 2019; IEA, 2022e; TotalEnergies, 2022; BP, 2023; Equinor, 2023). CCUS projelerinin hayata geçirilmesi ayrıca Birleşmiş Milletler'in tanımladığı sürdürülebilir kalkınma amaçları (küresel amaçlar veya sustainable development goals – SDG) ile bağlantılıdır. Bu amaçlardan özellikle SDG13 (İklim eylemi), SDG7 (Erişilebilir ve temiz enerji), SDG12 (Sorumlu üretim ve tüketim) ve SDG9'u (Sanayi, yenilikçilik ve altyapı) desteklemektedir (Kayhan, 2022, 2023).

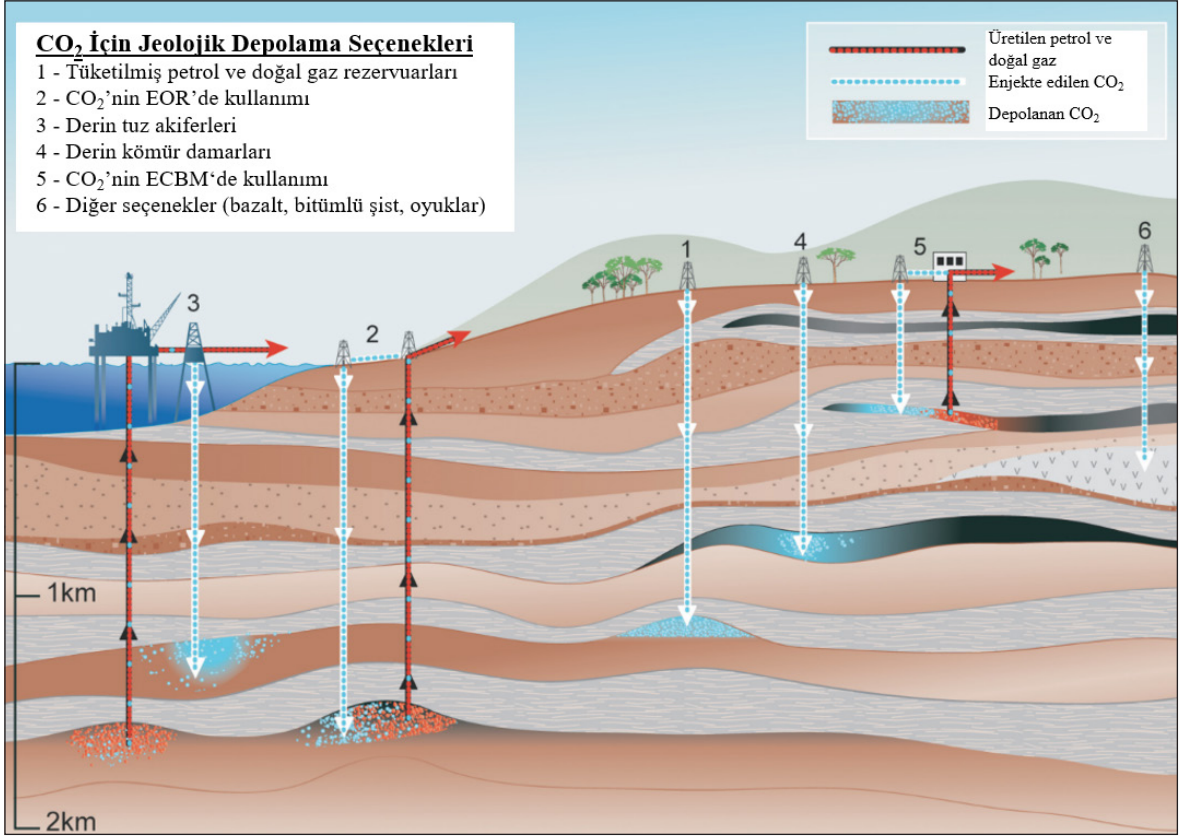
2. Jeolojik Karbon Depolama Sahaları ve Kapanlanma Çeşitleri

CO₂ depolanması, genel olarak 800 m'den derin ve yüksek basınçlı (100 bar'dan büyük) derin yeraltı jeolojik sahalarına, yüksek sıcaklık ve basınçtaki süperkritik akışkanların (supercritical fluids) depolanması olarak gerçekleştirilir. Bu sayede depolama alanının efektif olarak kullanılabilmesi sağlanmaktadır (IEA, 2022b). Potansiyel CO₂

depolama alanları kısaca denizde ve karada düşük permeabiliteli örtü kaya ile kaplanmış yüksek porozite ve permeabiliteli tüketilmiş hidrokarbon rezervuarları ile EOR uygulamalarını, tuz akiferlerini ve kömür damarları ile diğer seçenekler olarak bahsedilebilecek olan bazalt, bitümlü şist ve oyukları içermektedir (Baines ve Worden, 2004; IPCC, 2005; Global CCS Institute, 2015; Tarkowski vd., 2021) (Şekil 2). Hidrokarbonların artık çıkarılmasının mümkün olmadığı petrol ve doğal gaz rezervuarlarına, "tüketilmiş hidrokarbon rezervuarları" adı verilmektedir. Bu rezervuarlardaki hidrokarbonun tutulmasını sağlayan petrol sistemi elemanları aynı zamanda CO₂ depolanmasını da sağlayabilmektedirler. Ancak bu durum her tüketilmiş rezervuar için de geçerli olmamaktadır (IEA, 2022b). Tüketilmiş hidrokarbon rezervuarları sayı olarak bakıldığında fazla olmasına rağmen kapasite bazında tuz akiferlerinin gerisinde kalmaktadır. Ancak, bu yapılarda önceki yıllarda yapılan çalışmalarla milyonlarca yıldır petrol ve/veya doğal gaz kapanlandığı ispat edildiği için karbon depolama sahası olarak seçilmeleri avantaj



Şekil 1- 2021-2050 yılları arası kümülatif emisyon azaltımları (IEA, 2023'ten değiştirilmiştir).



Şekil 2- CO₂ için jeolojik depolama seçenekleri (IPCC, 2005'ten değiştirilmiştir).

sağlamaktadır (Davies ve Simmons, 2021). Tüketilmiş rezervuarların uzun jeolojik periyotlar boyunca hidrokarbonları muhafaza etmesi, enjekte edilen CO₂'yi güvenli şekilde depolayabilme imkanlarını da beraberinde getirmektedir (Global CCS Institute, 2015). Aynı zamanda bu eski petrol sahaları ile ilgili petrol sistemi odaklı jeolojik çalışmalar genellikle tuz akiferlerinden çok daha yaygındır (Baines ve Worden, 2004). Bu sebeplerden dolayı da tüketilmiş rezervuarlar CO₂ depolama için tuz akiferlerine kıyasla daha masrafsız ve düşük risk potansiyeline sahip yapılarıdır (Hannis vd., 2017). Cezayir'deki In Salah projesinde Karbonifer yaşlı Krechba Formasyonu'na CO₂ depolanması, tüketilmiş petrol ve doğal gaz sahalarındaki depolama uygulamasına ideal bir örnektir (IPCC, 2005). Tuz akiferleri, içme suyu kaynağı olarak kullanım potansiyelleri bulunmayan birimlerdir. CO₂ depolama için hacimsel olarak yüksek potansiyele sahip depolama alanlarıdır (Davidson vd., 2001). Küresel çapta potansiyel CCUS depolamalarının %90'dan fazlası bu jeolojik yapılarda gerçekleştirilebilme imkanına sahiptir (Michael vd., 2010). Kuzey Denizi'nin Norveç karasularında yer alan Sleipner gaz sahasındaki Tersiyer yaşlı Utsira Formasyonu'na ve Avustralya'daki Gorgon sahasında

yer alan Geç Jura yaşlı Dupuy Formasyonu'na CO₂ depolanması, tuz akiferlerinde depolama uygulamalarına güzel birer örnektir (Baines ve Worden, 2004; IPCC, 2005; Chevron, t.y.; Equinor, t.y.a,b). 1972'den bu yana petrol ve doğal gazın geri kazanımını sağlayan EOR tekniğinde de kuyuya basınçla CO₂ enjekte edilmektedir. Bu sayede 700 m'den daha derinde süperkritik akışkan hale gelen CO₂, kayadaki hidrokarbonun serbest kalmasını ve kuyu boyunca ilerlemesini sağlamaktadır (UNECE, 2021). EOR tekniğinde, üretilen her varil petrol için CO₂-EOR emisyonları, geleneksel petrol üretim yöntemleri neticesinde elde edilenden %37 daha az oranda gerçekleşmiştir (Mavar vd., 2021). Ayrıca, enjekte edilen CO₂'nin yaklaşık %60'ının rezervuar gözenek alanında sıkışıp kaldığı, %40'ının ise petrol üretimiyle yeniden üretildiği tespit edilmiştir. Türkiye'deki Batı Raman petrol sahasındaki ve ABD'de Salt Creek petrol sahasındaki Kretase yaşlı Frontier Formasyonu'ndaki CO₂ depolanması, CO₂-EOR uygulamalarına iyi birer örnektir (IPCC, 2005; Özgür, 2019; Ness vd., 2022). Geliştirilmiş kömür yatağından metan (CH₄) elde edilmesi (enhanced coal bed methane, ECBM) de CO₂ depolama ve CCUS adımlarından yerinde karbon dönüşümü ile

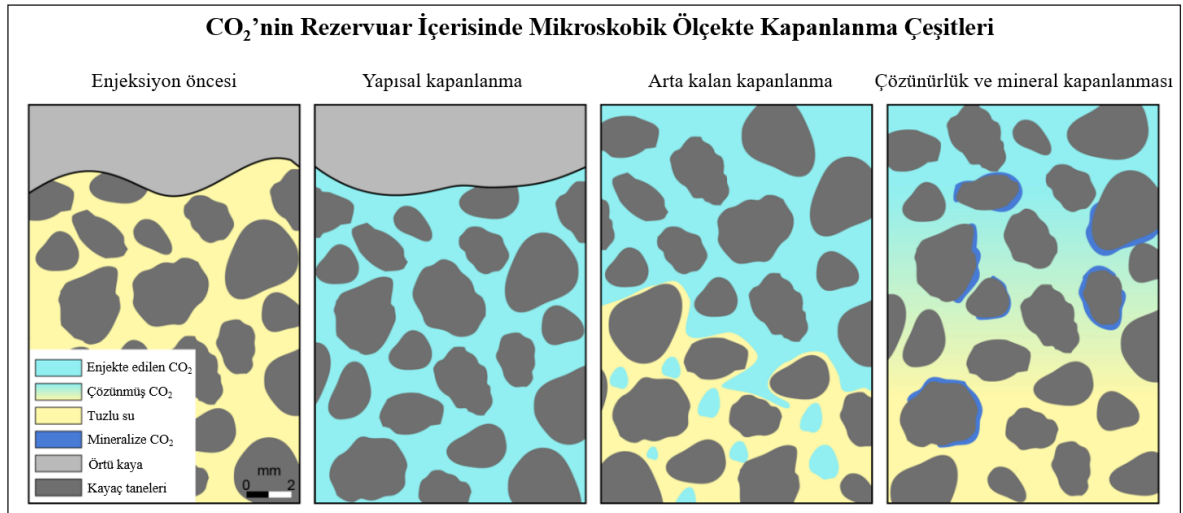
karbon kullanımının gerçekleştirildiği bir yöntemdir. Kömür damarları kömürün yüzeyine adsorbe edilen, ekonomik açıdan yüksek miktarda ve metan açısından zengin gazlar içermektedir. Bu işlemde enjekte edilen CO₂ metanın yerini almakta ve kömür damarında tutulma potansiyeline sahip olmaktadır (Reeves, 2003; Baines ve Worden, 2004; Godec vd., 2014). Enjekte edilen CO₂ rezervuar basıncını korumaktadır ancak metanın kısmi basıncını azalttığı için kömürün iç gözenekli yüzeylerinden metan çıkışına neden olmaktadır. Kömürde CH₄'ün yerini enjekte edilen CO₂'nin alması, atmosferik CO₂'yi azaltarak iklim değişikliğini azaltıcı yönde bir önlem sağlarken metanın geri kazanımını artırmaktadır (Mukherjee ve Misra, 2018). Kanada'da Fenn Big Valley'deki Kretase yaşlı Mannville Grubunda yürütülen ECBM uygulaması bahsi geçen yöntemle bir örnektir (Gunter vd., 2005; IPCC, 2005).

Yeraltındaki jeolojik depolama sahalarına ne kadar CO₂'nin hangi miktarda, hangi hızda ve ne kadar süreyle enjekte edileceğini belirleyen üç fiziksel özellik vardır; bunlar kayaç gözenekliliğini ifade eden porozite, kayaçtaki sıvı/gaz geçirgenliğini gösteren permeabilite ve basınçtır (IEA, 2022b). Bahsi geçen özellikler doğrultusunda enjekte edilen CO₂'nin yeraltındaki jeolojik sahalarda depolanmasına olanak tanıyan jeofiziksel ve jeokimyasal kapanlanma çeşitleri bulunmaktadır (IPCC, 2005) (Şekil 3). Yapısal ve stratigrafik kapanlanma, CO₂'nin geçirimsiz bir örtü kaya ve kapan ile rezervuarda hapsedilmesini ifade etmektedir. CO₂ genellikle rezervuar sıvılarından daha az yoğunluğa sahip olduğundan enjeksiyondan sonra rezervuar boyunca yükselmektedir. Geçirimsiz bir sınıra ulaşması bu yükselmeyi durdurmakta ve

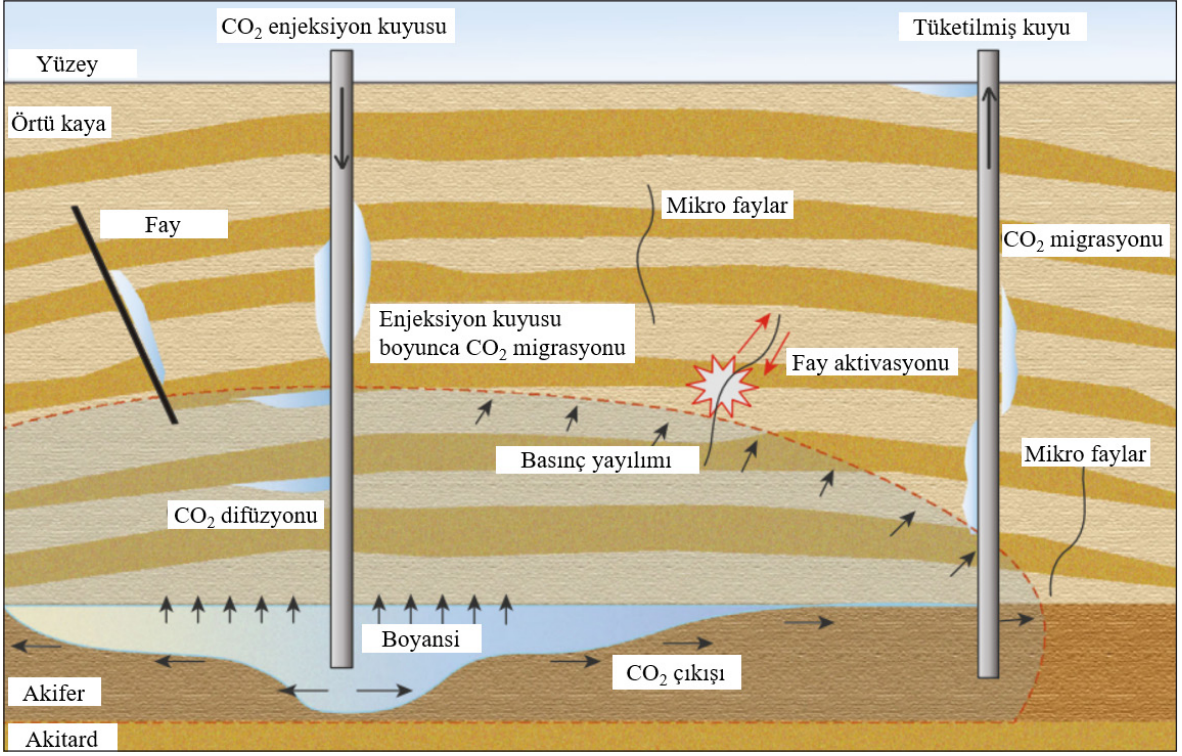
sonrasında yanal olarak yayılmasına neden olmaktadır. Arta kalan kapanlanma ise CO₂'nin kılcal etki gibi fiziksel kuvvetler tarafından küçük gözeneklerde tutulmasıdır. Bu mekanizma, enjekte edilen CO₂'nin uzun vadede güvenli bir şekilde kapanlanmasına olanak sağlamaktadır. Çözünürlük kapanlanması, CO₂'nin formasyon sıvıları içinde çözünerek jeokimyasal yollarla hapsedilmesiyle oluşmaktadır. Mineral kapanlanma ise CO₂'nin rezervuardaki minerallerle reaksiyona girerek katı karbonat mineralleri oluşturmasıyla meydana gelmektedir. Bu mekanizma, CO₂'yi kimyasal olarak minerallere dahil ederek depolamaktadır (IEA, 2022b).

3. Karbon Depolama Sahası Seçiminde ve Sahaya İzlemede Yerbilimlerinin Rolü

CCUS uygulamalarının son aşaması olan depolama safhası, özellikle yerbilimlerini yakından ilgilendirmektedir. CO₂ depolama sahası seçimi ve bu depolama sahasından oluşabilecek potansiyel sızıntı risklerine karşı gerçekleştirilen depolama saha izlemesi aşamalarında yerbilimlerine ilişkin bilgi ve deneyimler büyük önem arz etmektedir. Şekil 4'te temsili bir örneği verilen karbon depolama alanının ve fay gibi sızıntıya sebep olabilecek yapıların hem depolama sahası belirlenirken hem depolamanın operasyonel aşamalarında hem de depolama sahasına CO₂ enjeksiyonu sonrasındaki saha izleme aşamasında belirlenmesi ve analiz edilmesi yerbilimlerinin alanına girmektedir. 2B-3B-4B sismik, petrofizik, elektromanyetik, gravite gibi temel jeolojik ve jeofiziksel verilerin değerlendirilmesi, CO₂ depolama aşamasında bahsi geçen basamaklarda önemli rol oynamaktadır. Sismik görüntüleme, CO₂ varlığından



Şekil 3- CO₂'nin bir rezervuar içerisinde mikroskobik ölçekte kapanlanma çeşitleri (IEA, 2022b'den değiştirilmiştir).



Şekil 4- Depolama sahasında CO₂ migrasyonu ve sızıntı prosesleri (Han vd., 2020'den değiştirilmiştir).

kaynaklanan P-dalgası (basınç dalgası) hızındaki değişiklikleri ve zayıflamayı tespit edebilmektedir. Elektromanyetik görüntüleme, CO₂'nin kayaç gözeneklerinde ayrı bir fazda bulunması durumunda elektriksel iletkenliğinde meydana gelen azalmaları göstermektedir. Gravite ölçümleri, CO₂'nin varlığında kütle/kayaç yoğunluğunda meydana gelen azalmaya duyarlıdır. Enjekte edilen CO₂'nin gözlem kuyularındaki ilerlemesinin izlenmesine yardımcı olacak jeokimyasal yöntemler arasında pH, alkalinite ve gaz bileşimi bulunmaktadır (Benson ve Cole, 2008). Kuyu logları ile porozite ve permeabilite hesaplamaları, litoloji ve hidrokarbon-su kontağı tayinleri gibi CO₂ depolamada yardımcı olabilecek parametrelerin belirlenmesinin yanı sıra aynı bölgede sismik veriler de mevcut ise sismik-kuyu korelasyonu ile verilerin birlikte değerlendirilmesi de sağlanabilmektedir. Çizelge 1'de verilen Benson vd. (2005)'ne göre CO₂ depolamada izleme aşamasında uygulanabilecek adımlar operasyon öncesinde, operasyon aşamasında ve operasyon sonrasında olmak üzere üçe ayrılmış olup, bu basamaklar hem temel hem de geliştirilmiş izleme programı kapsamında ayrı ayrı ele alınmıştır.

Bahsi geçen yöntemler ile elde edilen verilerin yerbilimlerine ilişkin bilgi ve deneyimler ışığında değerlendirilmesi ile CO₂ depolamanın gerçekleştirileceği alanın seçilmesine ve depolama

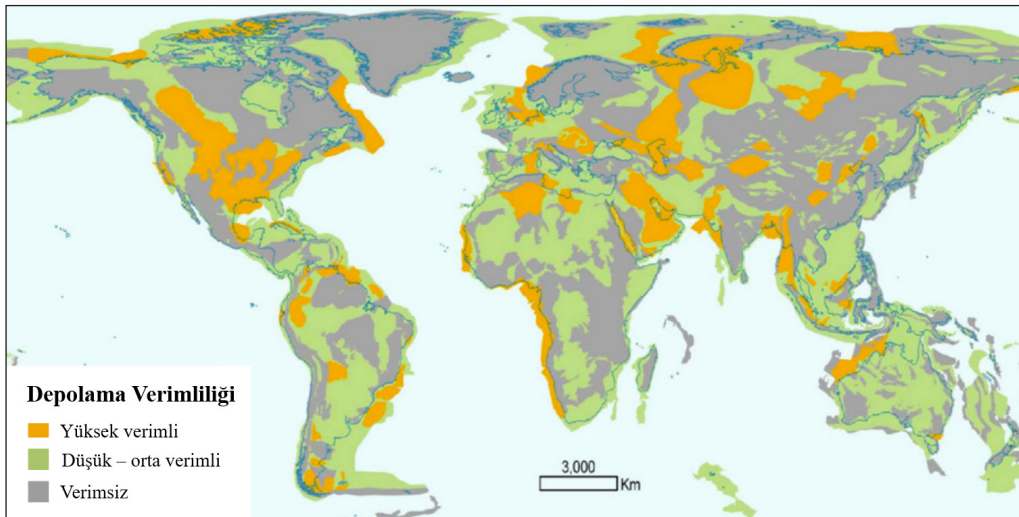
sırasında ve sonrasında saha güvenliğinin sağlanmasına yardımcı olabilecek uygulamalar bulunmaktadır. Bu uygulamalardan bazıları potansiyel CO₂ depolama alanı haritalarının oluşturulması, fasiyes analizleri, rezervuar karakterizasyonları, depolama kapasitesinin belirlenmesi, enjekte edilen CO₂'nin sismik veri üzerinde takibinin yapılması ve fay sızdırmazlık analizleridir; bu uygulamalar arasından seçilen üçüne bu makalede değinilmiştir.

3.1. Potansiyel CO₂ Depolama Alanı Haritaları

CO₂ depolama için uygun ve verimli olan jeolojik alanların haritalanması, potansiyel CCUS projelerinin depolama safhası için saha belirlenmesi açısından avantaj sağlamaktadır. Şekil 5'te verilen haritada dünyada karbon depolama verimliliği yüksek, düşük-orta ve depolama alanı olarak verimsiz olan sahalara işaretlenmiştir. Temel ve sadece depolama potansiyellerini gösteren bu harita örneğinin yanı sıra CO₂ depolamasına etki eden, hem jeolojik hem de operasyonel koşulların ayrıntılı olarak yansıtıldığı haritaların çizilmesi, saha seçimi aşamasında yardımcı olacaktır. Diğer bir alternatif de en yaygın potansiyel depolama sahaları olan tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarları ile tuz akiferlerinin yanı sıra CO₂ emisyonlarının yıllık ölçümler bazında yüksek olduğu sahalara da haritaya eklenmesidir. CO₂ emisyonlarının yüksek olduğu yerlerin

Çizelge 1- Karbon depolama için operasyon öncesinde, operasyon aşamasında ve operasyon sonrasında temel ve geliştirilmiş saha izleme programları (Benson vd., 2005'ten değiştirilmiştir).

| Temel Saha İzleme Programı | Geliştirilmiş Saha İzleme Programı |
|---|--|
| Operasyon öncesinde izleme | Operasyon öncesinde izleme |
| Kuyu logları Kuyu başı basıncı Formasyon basıncı Enjeksiyon ve üretim hızı testleri Sismik araştırma Atmosferik CO ₂ izlemesi | Kuyu logları Kuyu başı basıncı Formasyon basıncı Enjeksiyon ve üretim hızı testleri Sismik araştırma Gravite araştırması Elektromanyetik araştırma Atmosferik CO ₂ izlemesi CO ₂ akışı izleme Depolama formasyonu üzerindeki basınç ve su kalitesi |
| Operasyon aşamasında izleme | Operasyon aşamasında izleme |
| Kuyu başı basıncı Enjeksiyon ve üretim oranları Kuyu başı atmosferik CO ₂ izlemesi Mikrosismisite Sismik araştırma | Kuyu logları Kuyu başı basıncı Enjeksiyon ve üretim hızı testleri Kuyu başı atmosferik CO ₂ izlemesi Mikrosismisite Sismik araştırma Gravite araştırması Elektromanyetik araştırma CO ₂ akışı izleme Depolama formasyonu üzerindeki basınç ve su kalitesi |
| Operasyon sonrasında izleme | Operasyon sonrasında izleme |
| Sismik araştırma | Sismik araştırma Gravite araştırması Elektromanyetik araştırma CO ₂ akışı izleme Depolama formasyonu üzerindeki basınç ve su kalitesi Kuyu başı basıncı izleme |



Şekil 5- Dünya karbon depolama potansiyeli haritası (Bradshaw ve Dance, 2004; UNECE, 2021'den değiştirilmiştir).

işaretlenmesi ile potansiyel depolama sahalarının belirlenmesi aşamasında karbon yakalama alanlarının yakınlığı da göz önünde bulundurularak CO₂ taşıma safhasının minimum mesafe ve maliyette olması sağlanabilmektedir. Benzer uygulamalara IEA (2020), Sun vd. (2020) ve Wei vd. (2021) de çalışmalarında yer vermiştir. Hem depolama aşamasında hem de depolama sonrasında sızıntı riski oluşturabilecek faylara da potansiyel CO₂ depolama sahaları haritalarında yer verilmesi önemlidir. Benzer bir çalışma Szulczewski vd. (2012) tarafından ABD için yapılmıştır. Bu haritada, ABD'deki CO₂ depolama kapasiteleri ortaya konurken, sedimanter havzalarda derinlikleri 800 m'den az ve fazla olanlar ayrı ayrı gösterilmiş ve aynı zamanda CO₂ enjeksiyonu için depolama alanlarının kapasite tahminleri ile depolama sahalarındaki en büyük sızıntı riskini oluşturan faylar da harita üzerine işaretlenmiştir. Depolama potansiyeli ile sızıntı risklerinin birlikte değerlendirilmesi depolama güvenliğine ilave katkı sağlayacaktır. Ayrıca ABD Jeoloji Araştırmaları Kurumu (United States Geological Survey, USGS)'nun ABD için hazırladığı interaktif CO₂ depolama potansiyeli haritasının (USGS, t.y.) ve İngiliz Jeolojik Araştırmalar Kurumu (British Geological Survey, BGS)'nun Birleşik Krallık'taki karasal ve denizel alanlar için hazırlamış olduğu CO₂ depolama sahaları veri tabanının (BGS, 2024) küresel çapta uygulanmasıyla güncel durumun harita üzerinde takip edilmesi neticesinde saha değerlendirmeleri kolaylaşacaktır.

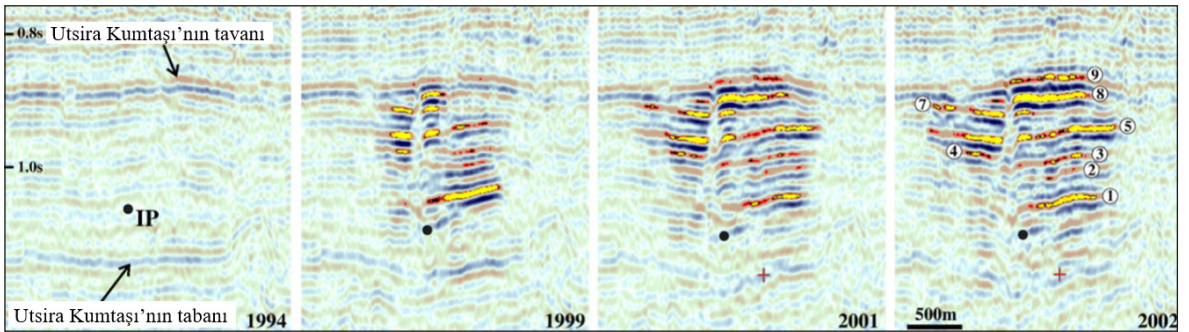
3.2. Enjekte Edilen CO₂'nin Sismik Veri ile Takibi

Sismik verilerin değerlendirilmesi, hem depolama öncesindeki saha değerlendirmesinde hem operasyonel aşamada hem de CO₂ enjeksiyonu sonrasındaki saha izleme aşamasında kolaylık sağlamaktadır. Bu aşamalardan sonuncusu olan enjekte edilen CO₂'nin takibinin yapıldığı aşama potansiyel sızıntı risklerine karşı gerekli bir önlem niteliğindedir. Aşırı CO₂ birikiminden kaynaklı olarak yüksek permeabilite

depolama alanında CO₂'nin dikey olarak göçü ya da yanal olarak yayılımı görülebilmektedir. CO₂ bu göç ve yayılma durumlarını sismik reflektör görevi görerek, sismik veri üzerine yansıtılmaktadır (Chadwick vd., 2014). Furre vd. (2017), depolanan CO₂'nin üç amaç altında izlendiğini belirtmiştir. Bunlar; CO₂'nin rezervuar içerisindeki hareketlerinin anlaşılması amacıyla "uygunluk izleme", CO₂'nin depolama ünitesi içerisinde kalmasını sağlayan "muhafaza izleme" ve sızıntı durumunda acil durum önlemlerinin etkisinin değerlendirilmesi amacıyla "acil durum izleme"dir". Kuzey Denizi'nde Sleipner sahasındaki CO₂ depolama takibi yıllardır sismik veriler ışığında gerçekleştirilmektedir ve bununla ilgili çalışmalar literatürde geniş yer bulmaktadır (Arts vd., 2004; Chadwick vd., 2004a,b, 2014; Bickle vd., 2007; Boait vd., 2012; Cowton vd., 2016; Furre vd., 2017). Şekil 6'da Sleipner sahasındaki Utsira Formasyonu'na enjekte edilen CO₂'nin yıllar içerisindeki değişimi görülmektedir. Sismik veriler ışığında her bir CO₂ katmanının çapındaki ve kalınlığındaki değişim haritalanabilmiş olup böylece depolama güvenliği sağlanabilmiştir (Bickle vd., 2007).

3.3. Fay Sızdırmazlık Analizleri

Fay sızdırmazlık analizi (fault-seal analysis), fay boyunca litolojilerin sıvı ve gaz sızdırma ihtimallerini değerlendirmeyi amaçlayan, sismik ve petrofizik log verileri aracılığıyla gerçekleştirilen bir analiz çeşididir. Temelde Allan diyagramları (Allan, 1989) ve Yielding vd. (1997)'nin tanımladığı fay sızdırmazlık algoritması üzerinden ilerleyen bu analiz, CO₂ depolama sahaları için önemli bir sızıntı riski veya kapanma mekanizması oluşturabilen fayların bu hususta değerlendirildiği yöntemler arasında yer almaktadır. Yielding vd. (1997) tarafından değinilen algoritmalarından "Shale Gouge Ratio (SGR)"da, ilk olarak gamma ray loglarından şeyl hacmi hesaplanmaktadır. Bu hesaplamada belli bir derinlikte gamma ray logunda ölçülen



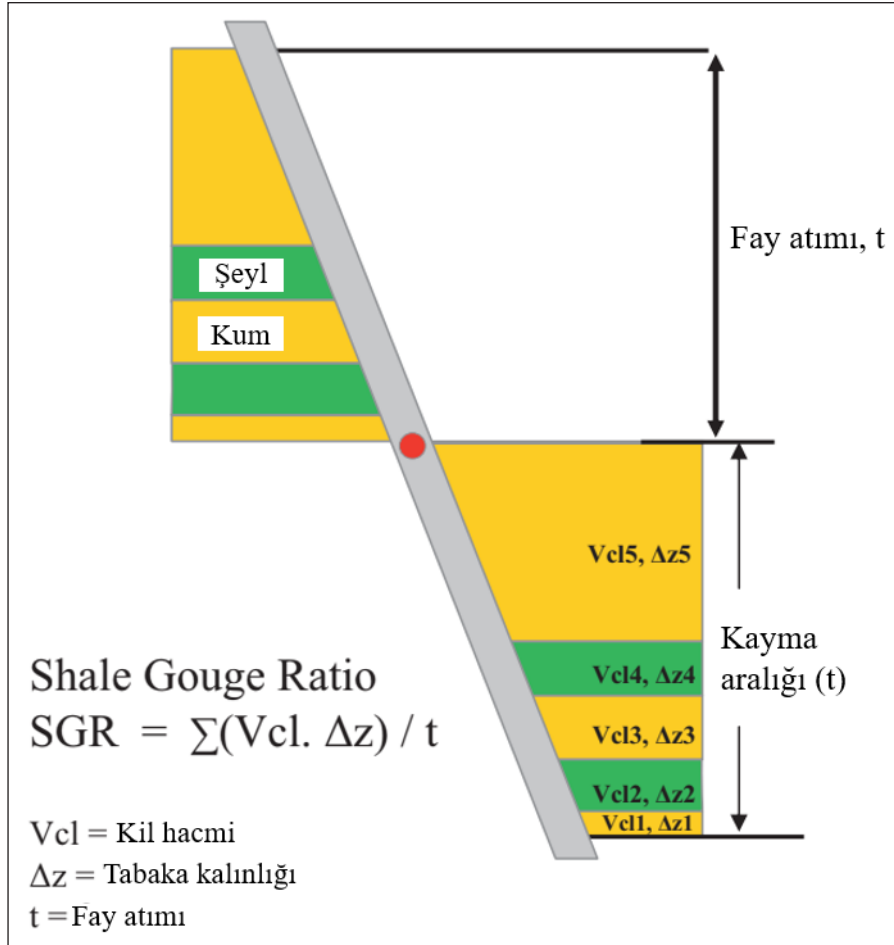
Şekil 6- Utsira Kumtaşı için farklı yıllardaki sismik yansıma profilleri (IP: Enjeksiyon noktası) (Bickle vd., 2007'den değiştirilmiştir).

değer ile kumtaşı seviyelerinde gamma ray logunda ölçülen minimum ortalama değer farkının, şeyl seviyelerinde gamma ray logunda ölçülen maksimum ortalama değer ile kumtaşı için gamma ray logunda ölçülen minimum ortalama değer farkına oranı şeyl hacmini vermektedir. SGR hesaplamasında ise şeyl hacminden elde edilen kil hacimlerinin ve ait oldukları tabaka kalınlıklarının çarpımlarının, fay atımı miktarına oranı hesaplanmaktadır (Şekil 7). Bu noktada Cerveny vd. (2004)'nin de değindiği üçgen grafik modellemesinin kullanılabilirdiği bu analizde SGR değerinin, bir diğer deyişle şeyl oranının yüksek olduğu alanlar sızdırmazlık durumunu, SGR değerinin düşük olduğu alanlar ise sızdırma riskini işaret etmektedir. Çeşitli CO₂ depolama sahalarındaki fay sızdırmazlık analizlerine literatürde yer verilmiştir. Bunlara Bretan vd. (2011)'nin Norveç kıtasal şelfindeki, Yielding vd. (2011)'nin Kuzey Denizi'ndeki, Yielding vd. (2015)'nin ve Karolyte vd. (2020)'nin Avustralya'daki CO₂ depolama sahalarında gerçekleştirdiği analizler örnek olarak verilebilir.

4. Dünya Sahalarından Örnekler

4.1. In Salah (Cezayir)

In Salah projesi, Cezayir'de yer alan karada CO₂ yakalama ve tüketilmiş hidrokarbon rezervuarına CO₂ depolama projesidir (IPCC, 2005; Ringrose vd., 2013). Doğal gaz üretimi yapılan Krechba sahasında 2004 yılından itibaren hayata geçirilen bu proje kapsamında 2004-2011 yılları arasında yaklaşık 4 Mt CO₂, üç kuyudan 1,9 km derinlikteki rezervuara enjekte edilmiştir (Mathieson vd., 2010; Ringrose vd., 2013). Rezervuar üzerinde 950 m kalınlığında Karbonifer yaşlı çamurtaşları, silttaşları ve kireçtaşları bulunmaktadır ve kalın bir örtü kaya görevi görmekte olan (Ringrose vd., 2009). In Salah'taki CO₂ depolama saha izlemesinde Yapay Açıklıklı Radar İnterferometrisi (Interferometric Synthetic Aperture Radar, InSAR), 3B-4B sismik veri, mikrosismik veri, kuyu başı örnekleme, karot analizi, CO₂ akışı izlemesi gibi yöntemlerden faydalanılmıştır (Oldenburg vd., 2011; Ringrose vd., 2011, 2013; Rucci vd., 2013; Stork vd., 2015). Ringrose vd. (2011), In Salah projesi



Şekil 7- Fay sızdırmazlık analizleri için SGR hesaplaması ve diyagramı (Yielding vd., 1997; Bretan vd., 2011'den değiştirilmiştir).

ile ilgili çalışmasında depolama güvenliği için fay ve kırık ağı ile gözenekli alanların karakterizasyonuna dikkat çekmiştir. Ayrıca, bu depolama sahası için 3B sismik veri üzerinden Şekil 8’de verilen örnek fay yorumlaması gerçekleştirilmiştir.

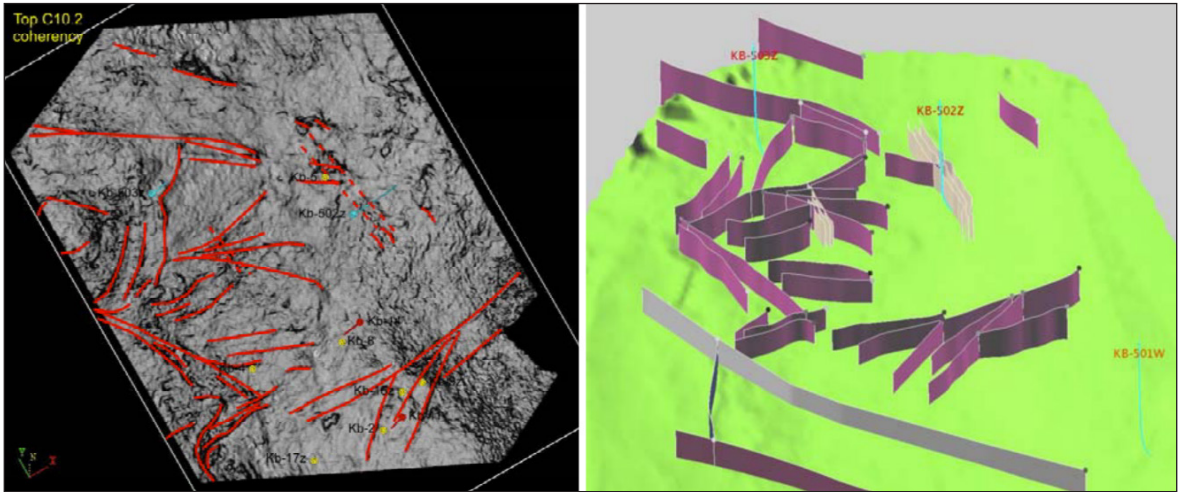
4.2. Sleipner (Norveç)

Kuzey Denizi’nin Norveç karasularındaki Sleipner sahası dünyanın ilk büyük CO₂ depolama tesislerinden biridir ve tuz akiferi içerisinde yer almaktadır (Ringrose, 2018, 2020). Aynı zamanda da 1996 yılından itibaren sera gazı emisyonlarını azaltma hedefi ile karbon depolamanın çevresel amaçlar doğrultusunda gerçekleştirildiği ilk depolama sahası olma özelliğini taşımaktadır (IEA, 2022b). Bu sahada üretim kuyularından ve üretim platformundan 2,4 km uzaklıkta, 800-1000 m derinlikte Utsira Formasyonu’na CO₂ enjeksiyonu gerçekleştirilmektedir (Davies ve Simmons, 2021). Miyosen-Pliyosen yaşlı 25.000 km²’lik alandaki Utsira Formasyonu, Kuzey Denizi’ndeki en büyük sığ akiferdir ve bu formasyonun derinliği 550-1500 m arasında değişmektedir (Lindeberg vd., 2009). Formasyonun üst kısmı daha killi ve siltli aralıklardan oluşurken, depolamanın gerçekleştirildiği aralık kalın denizel kum çökellerini içermektedir (Gregersen vd., 1997). Buradaki kumtaşının porozite değerleri %31-42 aralığındadır (Fidje vd., 2010). Sleipner sahasında 2011 yılı sonuna kadar 13 Mt’den fazla, 2020 yılı sonuna kadar ise 19 Mt’den fazla CO₂ depolanmıştır. Sahadaki CO₂ enjeksiyonu hızı yıllık 0,85-1,00 Mt aralığındadır (Chadwick ve Eiken, 2013; IEEFA, 2023). Temmuz 2002’ye kadar gerçekleştirilen 5 Mt’lik CO₂ depolamanın Sleipner sahasında oluşturduğu profil Şekil 9’da verilmiştir.

Sleipner sahasında CO₂ depolamanın saha izlemesi ile takibi sismik, gravite gibi çeşitli veriler eşliğinde gerçekleştirilmektedir (Arts vd., 2004; Chadwick vd., 2004a,b, 2014; Bickle vd., 2007; Boait vd., 2012; Cowton vd., 2016; Furre vd., 2017) (Şekil 6).

4.3. Snøhvit (Norveç)

Sleipner sahasındaki CO₂ depolama uygulamasından sonra hayata geçirilen Snøhvit sahası projesinde, Norveç karasularındaki tuz formasyonu içerisinde 2008 yılından itibaren CO₂ enjeksiyonu gerçekleştirilmektedir. Sahadaki şeyl, bir örtü kaya görevi görerek ve CO₂’nin yüzeye sızmasını engelleyerek yeraltında depolanmasını sağlamaktadır (Equinor, 2008). Bahsi geçen sahada ilk olarak akarsu kumtaşlarının hakim olduğu Tubåen Formasyonu’na CO₂ depolanmıştır. Ancak enjeksiyon kuyusunun basınç seviyesi beklenenden fazla olmaya başlayınca 2011 yılında bahsi geçen formasyona CO₂ enjeksiyonu durdurulmuştur. Bu sürece kadar ise sahada 1,1 Mt CO₂ depolanabilmiş olup, daha sığdaki depolama seçeneklerine yönelinmiştir (Shi vd., 2013; Norwegian Offshore Directorate, t.y.). Mevcut depolamanın gerçekleştirildiği Erken ve Orta Jura yaşlı sığ denizel ortamdaki Stø Formasyonu ve kıyı ortamındaki Nordmela Formasyonu, yaklaşık 2300 m derinlikte bulunmaktadır. Özellikle Stø Formasyonu’ndaki depolama verimliliği en yüksek olan bölgelerde porozite değerleri %20’ye, permeabilite değerleri ise 700 mili Darcy (mD)’ye kadar çıkmaktadır (Norwegian Offshore Directorate, t.y.). Snøhvit sahasında fay segmentinde yer alan enjeksiyon kuyusunun basıncının 4D sismik veri yardımı ile takibi, 4D sismik ve log petrofizik verileri ile depolama sonrası saha izlemesi, depolama



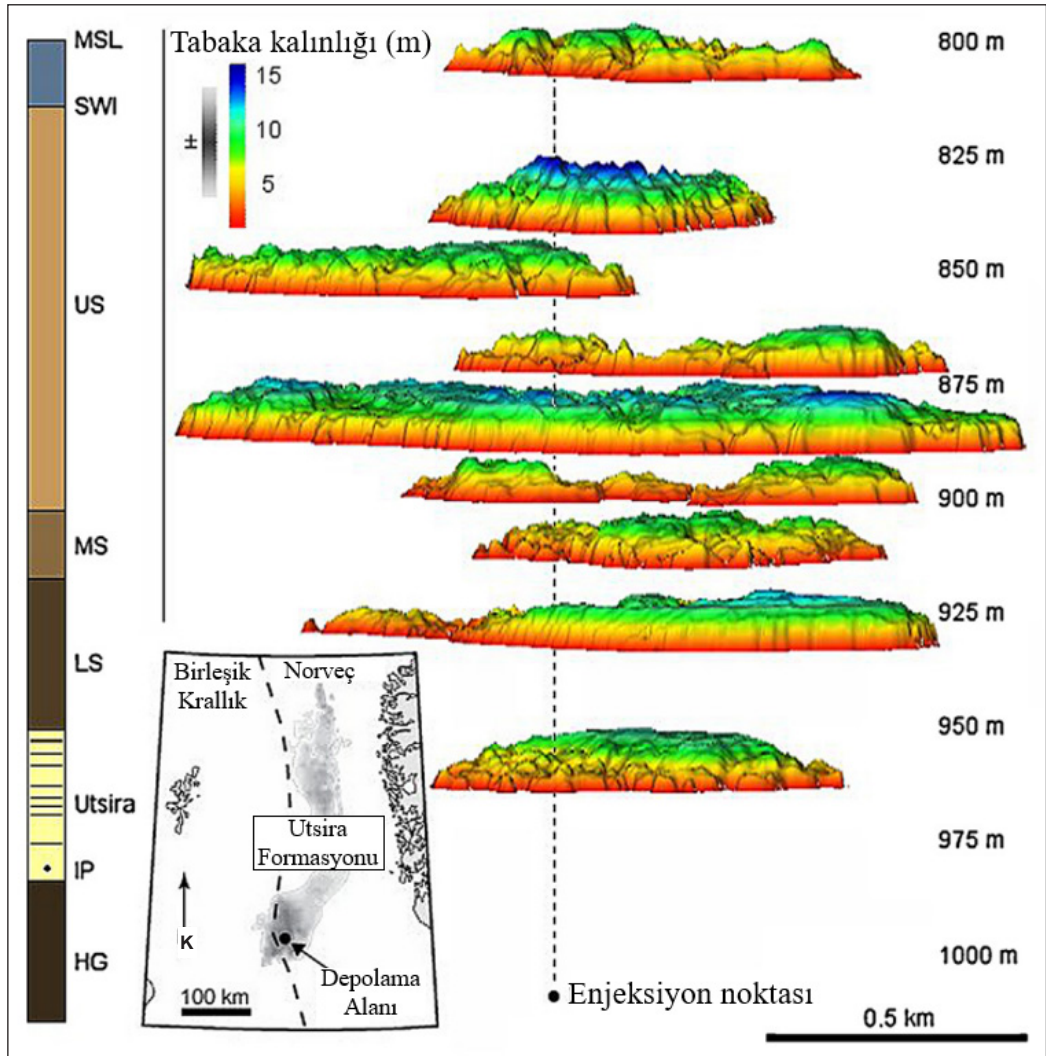
Şekil 8- In Salah projesinde depolama güvenliği için oluşturulan fay yorumlaması ve fay modellemesi (güneyden oblik görünüm) (Ringrose vd., 2011).

kapasitesinin belirlenmesi, rezervuar simülasyonları gibi yerbilimleri bazlı çalışmalar yürütülmüştür (Estublier ve Lackner, 2009; Hansen vd., 2013; Shi vd., 2013; Chiaramonte vd., 2015).

4.4. Fenn Big Valley (Kanada)

Alberta, Kanada'da 1998 yılında hayata geçirilen Fenn Big Valley'deki Kretase yaşlı Mannville Grubuna mikro pilot bir ECBM uygulaması gerçekleştirilmiştir (IPCC, 2005). Alberta Araştırma Konseyi (Alberta Research Council), ECBM'nin teknik ve ticari uygulanabilirliğini incelemek amacıyla "Kömür Yataklı Metanın Sürdürülebilir Gelişimi - Fosil Enerji Üretimine Yaşam Döngüsü Yaklaşımı" başlıklı bir çalışma programı başlatmıştır. Bu program dahilinde Alberta'daki uygulamalar dört aşamada toplanmıştır. 1. aşama, gazların Mannville kömürlerine enjekte edilmesinin ilk değerlendirmesi ve fizibilitesidir. 2.

aşama, bir CO₂ mikro pilot testinin tasarlanması ve uygulanmasıdır. 3. aşama, gaz mikro pilot testlerinin tamamlanması ve uygulanmasıdır. 4. aşama, CO₂ açısından zengin kaynakların ECBM ile eşleştirilmesi ve mikro pilotlar ve çok kuyulu pilotlar dahil olmak üzere daha ileri saha testlerinin tasarlanmasıdır (Gunter vd., 2005). Mikro pilot saha testleri, Fenn Big Valley, Alberta, Kanada'da dört metre kalınlığındaki Mannville Formasyonu kömür damarına %100 CO₂, %100 N₂, %47 CO₂ - %53 N₂, %13 CO₂ - %87 N₂ olmak üzere dört farklı gaz karışımı enjekte edilerek gerçekleştirilmiştir (Gunter vd., 2005; Shi ve Durucan, 2005; Ranathunga vd., 2014). Bu mikro pilot proje dahilinde 200 metrik ton CO₂ enjeksiyonu yapılmış olup proje ticarileştirilmeden tamamlanmıştır (Chou, 2021).



Şekil 9- Temmuz 2002'de Sleipner sahasında 5 Mt CO₂ enjeksiyonundan sonraki profil (Cavanagh ve Haszeldine, 2014'ten değiştirilmiştir).

5. Tartışma ve Sonuçlar

CCUS adımları, enerji geleceği senaryolarında küresel sıcaklık ve emisyon artışı ile mücadele konusunda geniş yer bulmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu'na göre 2020-2070 yılları arasında kümülatif etkisinin %92 oranında olduğu ve %8'lik CO₂ kullanımından uygulama olarak büyük bir farkla önde olacağı tahmin edilen CO₂ depolamanın (IEA, 2020), gelecek için büyük önem arz ettiği görülmektedir. CCUS'nin son adımı olan ve derin jeolojik yeraltı sahalarında gerçekleştirilebilen CO₂ depolama, doğası gereği yerbilimlerini yakından ilgilendirmektedir. Aynı zamanda yerbilimleri alanında çalışanların bilgi ve yeteneklerinin bu sektörde değerlendirilmesi ile mevcut enerji dönüşümü dahilinde iş imkanı kaybını önleyebilme olanağı sunmaktadır (Greig ve Uden, 2021; Roming Jr., 2021; Kayhan, 2022).

Türkiye'deki EOR uygulamaları ve jeotermal sahalarda CO₂'nin yakalanıp yeraltına basılması için çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Bu alandaki örneklerden biri olarak, 1986'dan itibaren Batı Raman sahasındaki EOR faaliyetleri için Dodan sahasından sağlanan CO₂ kullanılmaktadır (Sayman vd., 2024). Ege Bölgesi'ndeki Kızıldere jeotermal sahası da jeotermal sahalardaki yeraltına CO₂ basılması çalışmaları arasında yer almaktadır (Janssen vd., 2023; Tokel vd., 2023). Sınayuç ve Gümrah (2009)'ın da Zonguldak Baseni'ndeki Amasra kömür yataklarında ECBM uygulaması için potansiyel modelleme çalışması bulunmaktadır. Sayman vd. (2024)'ne göre ülkedeki potansiyel CO₂ depolama alanları olarak hidrokarbon sahaları değerlendirildiğinde toplamda 108 Mt'lik depolama kapasitesi elde edilmiştir. Türkiye'nin yıllık CO₂ salımı ile karşılaştırıldığında yetersiz kalan bu potansiyel depolama sahalarına ek olarak akiferlerdeki kapasitelerin belirlenmesi de önem taşımaktadır (Okandan vd., 2011; Sayman vd., 2024). Aynı zamanda, yüksek deprem riski bulunan Türkiye'de CO₂ depolama için potansiyel depolama sahalarındaki yapısal risklerin belirlenmesi ve depolama sonrası sızıntı risklerine karşı saha izlemesinin titizlikle gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Bu makalede değinilen CCUS uygulamalarında depolama sahası seçimi ve saha izleme aşamalarında yerbilimlerinin rolüne bakıldığında;

1. CO₂ depolama karada ve denizdeki derin jeolojik sahalardaki tüketilmiş hidrokarbon rezervuarları, tuz akiferleri, CO₂-EOR ve kömür damarlarındaki ECBM ile gerçekleştirilebilmektedir.

2. Porozite, permeabilite ve basınç, CO₂ depolama için önem arz eden parametrelerdir.
3. Depolanan CO₂'nin sahada tutulmasını sağlayan bir kapanlanma sistemi bulunması gerekmektedir. Bu kapanlanma çeşitleri yapısal, stratigrafik, arta kalan, çözelti ve mineral kapanlanması olabilmektedir.
4. Sismik, petrofizik, elektromanyetik, gravite gibi jeofiziksel veriler ile jeokimyasal verilerin incelenmesi depolama sahası seçiminde, depolama sırasında ve depolama sonrasında saha güvenliğini sağlamak için saha izleme aşamalarında önem arz etmektedir. Yerbilimlerinin bilgi ve deneyimleri ışığında potansiyel depolama alanı haritası oluşturulması, enjekte edilen CO₂'nin sismik veri ile takibi ve fay sızdırmazlık analizleri gibi adımlar CCUS uygulamaları için gerçekleştirilebilmektedir.
5. Çeşitli ülkelerde uygulama örnekleri ve pilot projeleri mevcut olan CCUS'de, Cezayir'deki In Salah projesi, Norveç'teki Sleipner ve Snøhvit sahalarda CO₂ depolama alanı seçimi ve saha izlemelerinde gerçekleştirilmiş olan yerbilimleri bazlı uygulamalar, örnekler arasında yer almaktadır.

Değinilen Belgeler

- Allan, U.S. 1989. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 73, 803-811.
- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, A., Zweigel, P., Van der Meer, L., Zinsner, B. 2004. Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data. Energy 29, 1383-1392.
- Avrupa Komisyonu (European Commission), t.y. A European Green Deal. 3 Ocak 2022'de https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/europeangreen-deal_en bağlantısından ulaşılmıştır.
- Baines, S.J., Worden, R.H. 2004. Geological storage of carbon dioxide. Geological Society London Special Publications 233, 1-6.
- Barclays, 2019. Oil in 3D: The demand outlook to 2050. In Impact Series, 6th ed. Barclays, 39 s.
- Benson, S. M., Cole, D. R. 2008. CO₂ Sequestration in Deep Sedimentary Formations. Elements 4, 325-331.

- Benson, S.M., Hoversten, M., Gasperikova, E., Haines, M. 2005. Monitoring protocols and life-cycle costs for geologic storage of carbon dioxide. In Wilson, M., Rubin, E. S., Keith, D. W., Gilboy, C. F., Morris, T., Thambimuthu, K., Gale, J. (Eds.), *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Elsevier v. 2, 1259-1265.
- BGS (British Geological Survey), 2024. BGS adds more than 60 new carbon dioxide storage units to its national carbon dioxide storage database. 29 Şubat 2024'te <https://www.bgs.ac.uk/news/more-than-60-new-co2-storage-units-added-to-bgs-national-co2-storage-database/> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Bickle, M., Chadwick, A., Huppert, H.E., Hallworth, M., Lyle, S. 2007. Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: Implications for underground carbon storage. *Earth and Planetary Science Letters* 255, 164–176.
- Birleşmiş Milletler (The United Nations), 2015. Paris Agreement. 25 s.
- Boait, F.C., White, N.J., Bickle, M.J., Chadwick, R. A., Neufeld, J. A., Huppert, H. E. 2012. Spatial and temporal evolution of injected CO₂ at the Sleipner Field, North Sea. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 117, B03309.
- BP, 2023. *Energy Outlook: 2023 edition*. BP p.l.c., 127 s.
- Bradshaw, J., Dance, T. 2004. Mapping geological storage perspective of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching. In Rubin, E.S., Keith D.W., Gilboy, C.F. (Eds.), *GHGT-7, Proc. Seventh International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Vancouver, B.C., Canada, 5-9 September.
- Bretan, P., Yielding, G., Mathiassen, O. M., Thorsnes, T. 2011. Fault-seal analysis for CO₂ storage: an example from the Troll area, Norwegian Continental Shelf. *Petroleum Geoscience* 17, 181-192.
- Cavanagh, A. J., Haszeldine, R. S. 2014. The Sleipner storage site: Capillary flow modeling of a layered CO₂ plume requires fractured shale barriers within the Utsira Formation. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 21, 101–112.
- Cervený, K., Davies, R., Dudley, G., Fox, R., Kaufman, P., Knipe, R., Krantz, B. 2004. Reducing uncertainty with fault-seal analysis. *Oilfield Review*, Winter 2004/2005.
- Chadwick, R. A., Arts, R., Eiken, O., Kirby, G. A., Lindeberg, E., Zweigel, P. 2004b. 4D seismic imaging of an injected CO₂ plume at the Sleipner Field, central North Sea. *Geological Society London Memoirs* 29, 311-320.
- Chadwick, R. A., Marchant, B. P., Williams, G. A. 2014. CO₂ storage monitoring: leakage detection and measurement in subsurface volumes from 3D seismic data at Sleipner. *Energy Procedia* 63, 4224 – 4239.
- Chadwick, R. A., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G. A., Holloway, S., Johannessen, P. N. 2004a. Geological reservoir characterization of a CO₂ storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea. *Energy* 29, 1371–1381.
- Chadwick, R. S., Eiken, O. 2013. 10. Offshore CO₂ storage: Sleipner natural gas field beneath the North Sea. In Gluyas, J., Mathias, S. (Eds.), *Geological Storage of Carbon Dioxide (CO₂): Geoscience, Technologies, Environmental Aspects and Legal Frameworks*. Woodhead Publishing, 227-250.
- Chevron, t.y. Gorgon carbon capture and storage: Reducing greenhouse gas emissions for a lower carbon future. 2 Mart 2024'te <https://australia.chevron.com/our-businesses/gorgon-project/carbon-capture-and-storage> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Chiaromonte, L., White, J. A., Trainor-Guitton, W. 2015. Probabilistic geomechanical analysis of compartmentalization at the Snøhvit CO₂ sequestration Project. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 120, 1195-1209.
- Chou, Q. 2021. CO₂ Enhanced Coalbed Methane Recovery Potential in Western Canada. *Geoconvention Virtual Event*, 13-15 September.
- Cowton, L. R., Neufeld, J. A., White, N. J., Bickle, M. J., White, J. C., Chadwick, R. A. 2016. An inverse method for estimating thickness and volume with time of a thin CO₂-filled layer at the Sleipner Field, North Sea. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 121, 5068-5085.
- Davidson, J., Freund, P., Smith, A. 2001. Putting Carbon Back in the Ground. IEA Greenhouse Gas R and D Programme, February.
- Davies, A., Simmons, M. D. 2021. Demand for 'advantaged' hydrocarbons during the 21st century energy transition. *Energy Reports* 7, 4483-4497.
- Equinor, 2008. Carbon storage started on Snøhvit. 5 Nisan 2024'te <https://www.equinor.com/news/archive/2008/04/23/CarbonStorageStartedOnSnhvit> bağlantısından ulaşılmıştır.

- Equinor, 2023. Energy Perspectives 2023: Global macroeconomic and energy market outlook. Equinor ASA, 15 s.
- Equinor, t.y.a. Sleipner area. 12 Eylül 2023'te <https://www.equinor.com/energy/sleipner> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Equinor, t.y.b. CCS: Carbon capture and storage – making net zero possible. 2 Mart 2024'te <https://www.equinor.com/energy/carbon-capture-utilisation-and-storage> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Estublier, A., Lackner, A. S. 2009. Long-term simulation of the Snøhvit CO₂ storage. Energy Procedia 1, 3221-3228.
- Fidje, A., Espegren, K., Wangen, M., Seljom, P., Ramirez, A., Hoefnagels, R., Wu, Z., Van den Broek, M., Strachan, N., Blesl, M., Køber, T., Grohnheit, P.E., Lüthje, M. 2010. Analysis of potentials and costs of CO₂ storage in the Utsira aquifer in the North Sea. Final Report for the FENCO ERA-NET project, 51 s.
- Furre, A-K., Eiken, O., Alnes, H., Vevatne, J. N., Kiaer, A. F. 2017. 20 years of monitoring CO₂-injection at Sleipner. Energy Procedia 114, 3916 – 3926.
- Global CCS Institute, 2015. Global storage portfolio: A global assessment of the geological CO₂ storage resource potential. Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd., 93 s.
- Godec, M., Koperna, G., Gale, J. 2014. CO₂-ECBM: A Review of its Status and Global Potential. Energy Procedia 63, 5858-5869.
- Gregersen, U., Michelsen, O., Sorensen, J. C. 1997. Stratigraphy and facies distribution of the Utsira Formation and the Pliocene sequences in the northern North Sea. Marine and Petroleum Geology 14 (7/8), 893-914.
- Greig, C., Uden, S. 2021. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. The Electricity Journal 34, 107004.
- Gunter, W. D., Mavor, M. J., Robinson, J. R. 2005. CO₂ Storage and Enhanced Methane Production: Field Testing at Fenn-Big Valley, Alberta, Canada, with Application. In Rubin, E.S., Keith, D.W., Gilboy, C.F. (Eds.), Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Elsevier v. 1, 413-421.
- Han, X., Feng, F., Cong, Z. 2020. Dynamic Evaluation Method of Caprock Microscopic Sealing in CO₂ Sequestration Project. Geofluids 2020, 2648692.
- Hannis, S., Lu, J., Chadwick, A., Hovorka, S., Kirk, K., Romanak, K., Pearce, J. 2017. CO₂ storage in depleted or depleting oil and gas fields: What can we learn from existing projects? Energy Procedia 114, 5680 – 5690.
- Hansen, O., Gilding, D., Nazarian, B., Osdal, B., Ringrose, P., Kristoffersen, J-B., Eiken, O., Hansen, H. 2013. Snøhvit: The history of injecting and storing 1 Mt CO₂ in the fluvial Tubåen Fm. Energy Procedia 37, 3565 – 3573.
- ICRLP (The Institute for Carbon Removal Law and Policy), 2018. DACCS. Carbon Removal Fact Sheet.
- IEA (International Energy Agency), 2011. Combining Bioenergy with CCS: Reporting and Accounting for Negative Emissions under UNFCCC and the Kyoto Protocol. IEA Publications, 28 s.
- IEA (International Energy Agency), 2019. Transforming Industry through CCUS. IEA Publications, 58 s.
- IEA (International Energy Agency), 2020. Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage: CCUS in clean energy transitions. IEA Publications, 171 s.
- IEA (International Energy Agency), 2022a. Bioenergy with Carbon Capture and Storage. 7 Temmuz 2023'te <https://www.iea.org/reports/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage> bağlantısından ulaşılmıştır.
- IEA (International Energy Agency), 2022b. CO₂ Storage Resources and their Development: An IEA CCUS Handbook. IEA Publications, 125 s.
- IEA (International Energy Agency), 2022c. Carbon Capture, Utilisation and Storage. 2 Temmuz 2023'te <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2> bağlantısından ulaşılmıştır.
- IEA (International Energy Agency), 2022d. Global Hydrogen Review 2022. IEA Publications, 282 s.
- IEA (International Energy Agency), 2022e. World Energy Outlook 2022. IEA Publications, 522 s.
- IEA (International Energy Agency), 2023. Energy Technology Perspectives 2023. IEA Publications, 463 s.
- IEA (International Energy Agency), t.y. Carbon Capture, Utilisation and Storage. 10 Nisan 2024'te <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage> bağlantısından ulaşılmıştır.

- IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis), 2023. Norway's carbon capture and storage projects augur geological risks in global aspirations to bury carbon dioxide. 12 Eylül 2023'te <https://ieefa.org/articles/norways-carbon-capture-and-storage-projects-augur-geological-risks-global-aspirations-bury> bağlantısından ulaşılmıştır.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, 431 s.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2018. Special report: Global warming of 1.5°C. Cambridge University Press, 562 s.
- Janssen, M. T. G., Draganov, D., Barnhoorn, A., Wolf, K-H. A. A. 2023. Storing CO₂ in geothermal reservoir rocks from the Kızıldere field, Turkey: Combined stress, temperature, and pore fluid dependence of seismic properties. *Geothermics* 108, 102615.
- Karolyte, R., Johnson, G., Yielding, G., Gilfillan, S. M. V. 2020. Fault seal modelling – the influence of fluid properties on fault sealing capacity in hydrocarbon and CO₂ systems. *Petroleum Geoscience* 26, 481-497.
- Kayhan, D. Y. 2022. Net-sıfır emisyonu ulaşılabilmek adına karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS) faaliyetlerinin endüstride sürdürülebilir kalkınma açısından önemi. *MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni* 34, 16-26.
- Kayhan, D. Y. 2023. 21. yüzyılın enerji kaynaklarının enerji dönüşümü çerçevesinde değerlendirilmesi. *MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni* 36, 51-65.
- Lindeberg, E., Vuillaume, J-F., Ghaderi, A. 2009. Determination of the CO₂ storage capacity of the Utsira formation. *Energy Procedia* 1, 2777-2784.
- Mathieson, A., Midgley, J., Dodds, K., Wright, I., Ringrose, P., Saoula, N. 2010. CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. *The Leading Edge* 29, 216-222.
- Mavar, K. N., Gaurina-Medimurec, N., Hrnčević, L. 2021. Significance of Enhanced Oil Recovery in Carbon Dioxide Emission Reduction. *Sustainability* 13, 1800.
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S., Aiken, T. 2010. Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4, 659-667.
- Mukherjee, M., Misra, S. 2018. A review of experimental research on Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) recovery via CO₂ sequestration. *Earth-Science Reviews* 179, 392-410.
- Ness, R. G., Riestenberg, D. E., Koperna, G. J., Carpenter, S. M. 2022. CO₂-EOR and CO₂ storage potential in the Frontier Formation at the Salt Creek Oil Field. AAPG CCUS Conference, 29-31 March.
- Norwegian Offshore Directorate, t.y. Storage capacity Snøhvit area. 5 Nisan 2024'te <https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/6-the-barents-sea/6.2-storage-options-of-the-barents-sea/6.2.1-saline-aquifers/storage-capacity-snohvit-area/> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Okandan, E., Karakeçe, Y., Çetin, H., Topkaya, İ., Parlaktuna, M., Akın, S., Bülbül, S., Dalha, C., Anbar, S., Çetinkaya, C., Ermiş, I., Yılmaz, M., Üstün, V., Yapan, K., Erten, A. T., Demiralın, Y., Akalan, E. 2011. Assessment of CO₂ Storage Potential in Turkey, Modeling and a Prefeasibility Study for Injection into an Oil Field. *Energy Procedia* 4, 4849-4856.
- Oldenburg, C. M., Jordan, P. D., Nicot, J-P., Mazzoldi, A., Gupta, A. K., Bryant, S.L. 2011. Leakage risk assessment of the In Salah CO₂ storage project: Applying the Certification Framework in a dynamic context. *Energy Procedia* 4, 4154-4161.
- Özgür, E. 2019. Arama ve üretim petrol sektöründe geliştirilmiş petrol üretiminin rolü, Türkiye örneği. *MTA Dergisi* 158, 295-301.
- Patrizio, P., Fajardy, M., Bui, M., Dowell, N. M. 2021. CO₂ mitigation or removal: The optimal uses of biomass in energy system decarbonisation. *iScience* 24, 102765.
- Ranathunga, A. S., Perera, M. S. A., Ranjith, P.G. 2014. Deep coal seams as a greener energy source: a review. *Journal of Geophysics and Engineering* 11, 063001.
- Reeves, S. 2003. Enhanced CBM recovery: Coal-bed CO₂ sequestration assessed. *Oil and Gas Journal*, 14 July.
- Ringrose, P. 2020. How To Store CO₂ Underground: Insights from Early-Mover CCS Projects. Springer, 1-129.
- Ringrose, P. S. 2018. The CCS hub in Norway: Some insights from 22 years of saline aquifer storage. *Energy Procedia* 146, 166-172.

- Ringrose, P., Atbi, M., Mason, D., Espinassous, M., Myhrer, Ø., Iding, M., Mathieson, A., Wright, I. 2009. Plume development around well KB-502 at the In Salah CO₂ storage site. *First Break* 27, 85–89.
- Ringrose, P. S., Mathieson, A. S., Wright, I. W., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., Saoula, N., Midgley, J. 2013. The In Salah CO₂ storage project: Lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia* 37, 6226-6236.
- Ringrose, P. S., Roberts, D. M., Gibson-Poole, C. M., Bond, C., Wightman, R., Taylor, M., Raikes, S., Iding, M., Ostmo, S. 2011. Characterisation of the Krechba CO₂ storage site: critical elements controlling injection performance. *Energy Procedia* 4, 4672-4679.
- Roming Jr., K. D. 2021. Workers have a stake in CCUS. *The Electricity Journal* 34, 107001.
- Rucci, A., Vasco, D. W., Novali, F. 2013. Monitoring the geologic storage of carbon dioxide using multicomponent SAR interferometry. *Geophysical Journal International* 193, 197-208.
- Sayman, R. Ü., Sinayuç, Ç., Korkmaz, E. 2024. Türkiye'nin Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama Potansiyeli. *Kaynak, Çevre ve İklim Derneği (REC)*, 86 s.
- Shell, 2018. Shell Scenarios: Sky. Meeting the Goals of the Paris Agreement. Shell International B.V., 69 s.
- Shi, J. Q., Durucan. S. 2005. CO₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. *Oil and Gas Science and Technology* 60 (3), 547-558.
- Shi, J. Q., Imrie, C., Sinayuc, C., Durucan, S., Korre, A., Eiken, O. 2013. Snøhvit CO₂ storage project: Assessment of CO₂ injection performance through history matching of the injection well pressure over a 32-months period. *Energy Procedia* 37, 3267 – 3274.
- Sınayuç, Ç., Gümrah, F. 2009. Modeling of ECBM recovery from Amasra coalbed in Zonguldak Basin, Turkey. *International Journal of Coal Geology* 77, 162–174.
- Stork, A. L., Verdon, J. P., Kendall, J. M. 2015. The microseismic response at the In Salah Carbon Capture and Storage (CCS) site. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 32, 159–171.
- Sun, X., Alcalde, J., Gomez-Rivas, E., Struth, L., Johnson, G. 2020. Appraisal of CO₂ storage potential in compressional hydrocarbon-bearing basins: Global assessment and case study in the Sichuan Basin (China). *Geoscience Frontiers* 11, 2309–2321.
- Szulczewski, M. L., MacMinn, C. W., Herzog, H. J., Juanes, R. 2012. Lifetime of carbon capture and storage as a climate-change mitigation technology. *PNAS* 109 (14), 5185-5189.
- Tarkowski, R., Uliasz-Misiak, B., Tarkowski, P. 2021. Storage of hydrogen, natural gas, and carbon dioxide – Geological and legal conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 20010-20022.
- Tokel, A. B., Akın, S., Akın, T., Erol, S., Sevindik, D. B. 2023. Recent Soil Carbon Dioxide Flux Measurements at Kızıldere Geothermal Field. 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 6-8 February.
- TotalEnergies, 2022. Energy Outlook 2022. TotalEnergies SE, 42 s.
- UNECE (United Nations Economic Commission for Europe), 2021. Technology Brief: Carbon Capture, Use and Storage (CCUS). United Nations Publications, 27 s.
- USGS (United States Geological Survey), t.y. Geologic CO₂ sequestration. 29 Şubat 2024'te <https://co2public.er.usgs.gov/viewer/> bağlantısından ulaşılmıştır.
- Wei, Y. M., Kang, J. N., Liu, L. C., Li, Q., Wang, P. T., Hou, J. J., Liang, Q. M., Liao, H., Huang, S. F., Yu, B. 2021. A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2°C climate target. *Nature Climate Change* 11, 112-118.
- World Energy Council (WEC), 2019. World Energy Scenarios 2019: Exploring Innovation Pathways to 2040. World Energy Council, 148 s.
- Yielding, G., Consoli, C., Boulton, P. 2015. Fault-seal Risk Analysis for CO₂ Storage in the Petrel Sub-basin, NW Australia. Fourth International Conference on Fault and Top Seals, Almería, Spain, 20-24 September.
- Yielding, G., Freeman, B., Needham, D. T. 1997. Quantitative Fault Seal Prediction. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 81 (6), 897-917.
- Yielding, G., Lykakis, N., Underhill, J. R. 2011. The role of stratigraphic juxtaposition for seal integrity in proven CO₂ fault-bound traps of the Southern North Sea. *Petroleum Geoscience* 17, 193-203.

