

文章编号:1009-9603(2023)02-0162-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202201028

咸水层CO₂地质封存典型案例分析及对比

周银邦,王锐,何应付,赵淑霞,周元龙,张尧

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:咸水层封存是CO₂地质封存方式中潜力最大的。目前全球比较成功的典型咸水层CO₂地质封存示范工程有挪威的Sleipner和Snøhvit、阿尔及利亚的In Salah、中国鄂尔多斯盆地神华,这些工程提供了长期CCS的经验,对于未来CO₂地质封存项目实施具有借鉴意义。从构造、储层、盖层等地质特征出发,结合各示范工程的注入方案和监测方案将各案例进行了剖析,提取了地质及工程参数,分析了各地质特征对CO₂地质封存的影响,明确了背斜、断块、裂缝等不同构造特征CO₂地质封存的可行性,对比了咸水层CO₂地质封存注入方案和监测方案。Sleipner CO₂地质封存项目成功的原因在于构造简单、面积大、储层物性好,盖层厚度大且稳定;Snøhvit发育的断层和In Salah的裂缝也验证了不同构造特征CO₂地质封存的可能性,CO₂羽流分布受地质特征的控制。咸水层CO₂地质封存注入井相对比较少,但是注入量比较大,多以水平井为主。高质量的监测数据可有效降低潜在泄漏风险,多种监测组合有助于CO₂长期安全地质封存。

关键词:CCUS;CO₂地质封存;地质建模;咸水层;地震监测

中图分类号:X701

文献标识码:A

Analysis and comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer

ZHOU Yinbang, WANG Rui, HE Yingfu, ZHAO Shuxia, ZHOU Yuanlong, ZHANG Yao

(SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing City, 100083, China)

Abstract: The storage of saline aquifers has the greatest potential in the CO₂ geological storage. At present, the successful demonstration projects of typical CO₂ geological storage in the saline aquifer in the world include Sleipner and Snøhvit in Norway, In Salah in Algeria, and Shenhua in Ordos Basin, China. These projects provide long-term Carbon Capture and Storage (CCS) experience and are of reference significance for the implementation of future CO₂ geological storage projects. Given the geological characteristics of the structure, reservoir, and caprock, this paper analyzed each case in combination with the injection and monitoring plans of each demonstration project and extracted geological and engineering parameters. Then, the influence of geological characteristics on CO₂ geological storage was analyzed to clarify the feasibility of CO₂ geological storage with structural features such as anticlines, fault blocks, and fractures. The injection and monitoring plans for CO₂ geological storage in the saline aquifers were also compared. The following conclusions are drawn: ①The success of the Sleipner CO₂ geological storage project is attributed to the simple structure, large area, good physical properties of the reservoir as well as the large and stable caprock thickness. The faults developed in Snøhvit and fractures in In Salah also verify the possibility of CO₂ geological storage with different structural characteristics, and the distribution of CO₂ plume is controlled by geological characteristics. ②There are relatively few injection wells for CO₂ geological storage in saline aquifers, but the injection volume is relatively large, and horizontal wells dominate. ③High-quality monitoring data can effectively reduce potential leakage risk, and a variety of monitoring combinations can contribute to the long-term safe CO₂ geological storage.

Key words: carbon capture; utilization and storage (CCUS); CO₂ geological storage; geological modeling; saline aquifer; seismic monitoring

收稿日期:2022-01-20。

作者简介:周银邦(1983—),女,青海互助人,高级工程师,博士,从事开发地质研究工作。E-mail:zhouyb.syky@sinopec.com。

CO₂捕集与封存技术是应对全球气候变化的关键技术之一,咸水层封存是CO₂地质封存方式中潜力最大的。截至2020年,全球范围内已开展了多个大型的咸水层封存项目,其中以挪威的Sleipner和Snøhvit以及阿尔及利亚的In Salah最为著名,这3个项目运行时间长、规模大、封存能力强,是商业运营经济可行的案例,中国咸水层封存的示范工程主要是鄂尔多斯盆地神华咸水层封存项目,对比和分析这些案例不仅有助于中国咸水层CO₂地质封存的筛选,而且对于开展咸水层CO₂地质封存项目具有重要的借鉴意义。

1 工程概况

Sleipner, In Salah 和 Snøhvit 是目前咸水层封存时间长、相对比较成功的案例,尤其是挪威北海 Sleipner CCS 项目是世界上首个 CO₂ 咸水层封存工程,运行时间最长、封存量大。Sleipner CCS 项目在 1996 年开始向深海咸水层注入 CO₂, 是了解 CO₂ 封存最重要的研究案例。阿尔及利亚的 In Salah CCS 项目是多油田天然气开发项目,属于 In Salah 合资企业的一部分,其中包括一个 CO₂ 捕集和封存示范项目。In Salah 油田的产量和钻井能力都较低,位于撒哈拉沙漠,海拔约为 470 m, 该项目涉及将捕集的 CO₂ 注入到深度为 1 900 m 的咸水层地层单元中,该地层单元为 Krechba 地区石炭系砂岩储层。该项目在 2004 年至 2011 年期间 CO₂ 注入量为 3.8×10⁴ t。Snøhvit 油田是海上 CO₂ 注入场地,水深约为 330 m, 处于完全水下开发阶段,在 80 m 水深的生产和钻井平台上,CO₂ 在与 Snøhvit, Albatross 和 Askeladd 油田产生的甲烷分离后被重新注入,这些甲烷中含有 5%~8% 的 CO₂。注入始于 2008 年,计划在该项目的 30 a 生命周期内 CO₂ 注入量约为 23×10⁶ t。神华 CCS 项目是中国唯一的深部咸水层 CO₂ 地质封存项目,为陆相沉积地层,发育古生界和中生界等多套可注入的砂岩及碳酸盐岩咸水层,面积为 11 200 m²,由 1 口注入井和 2 口监测井组成,于 2011 年开始注入,目前根据持续的监测表明未发生泄漏^[1-7]。

2 地质特征

2.1 构造特征

Sleipner 位于挪威近海,构造简单,为大型穹隆构造,断层不发育。封存地层 Utsira 砂岩储层位于海平面以下 800~1 000 m, Utsira 顶部地层构造平滑,

向南倾斜,局部有轻微起伏^[1]。Sleipner 有 2 个主要沉积中心:一个在 Sleipner 附近的南部,厚度达到 300 m;另一个在北部约 200 km,厚度接近 200 m。Utsira 砂体底部在 Sleipner 地区构成了一个深度为 900~1 100 m 的不整合面,是由下伏 Hordaland 页岩的局部活动引起的泥质构造。

In Salah 储层为 Krechba 小层,呈平缓背斜,形成于晚石炭世挤压构造阶段时期(距今约 3 亿年)。构造挤压作用使之变形,古生代形成一系列褶皱,持续的挤压导致其中一些褶皱被走滑断层破坏。Krechba 地层厚度为 20 m,所有的断层都是隐蔽的并且接近地震分辨率的极限,以海西期不整合为代表的隆升导致裂缝的形成。构造的复杂性给建模过程中断层和裂缝的性质描述及其对 CO₂ 注入性能的影响带来了一定困难。

Snøhvit 位于挪威巴伦支海西南边缘 Hammerfest 盆地中部的东西断块系统中, Hammerfest 盆地长度为 150 km,宽度为 70 km,北部、东南部和西部分别与洛帕高地、芬马克台地和特罗姆瑟盆地相连。盆地的裂谷开始于晚石炭世—早二叠世,并推动了 NE—SE 向边界断层的形成。晚侏罗世—早白垩世的第 2 阶段裂谷使边界断层重新活动并使盆地在南北边缘发生大规模沉降。这一沉降使得 Hammerfest 盆地向西变宽并加深,在西部堆积大量沉积物。构造裂谷发育是形成整个伸展断层系统的原因,部分发育走滑断层,断距为 200 m,随着古近纪—新近纪大西洋边缘的开放, Hammerfest 盆地经历了几个抬升阶段,其中一个主要的抬升阶段是在上新世/更新世。盆地晚期隆升估计在 700~1 100 m,因此最大埋藏深度和温度比现今大得多。该地区现在的应力场主要是南北向的,CO₂ 已注入区块位于断块中心,南、北均有大的封闭断层,在地震上也可观察到较小的张开断层。

神华 CCS 示范工程位于鄂尔多斯盆地,是典型的克拉通盆地,封存区域构造平缓,地层倾角为 1°~2°,单斜构造,局部发育的小幅度隆起是差异压实作用形成的,断层不发育,构造挤压影响相对较弱^[6-7]。

对 4 种咸水层 CO₂ 地质封存典型案例的地质特征进行了总结归纳(表 1)。从构造特征来看,整体上对 CO₂ 地质封存来说背斜、单斜构造最好,封存点最好不发育断层,但是 In Salah 和 Snøhvit 的案例说明了断块和裂缝存在于 CO₂ 地质封存的可能性,如果断层的封闭性好,地应力可控,盖层稳定而厚度大,断块构造也是可以作为 CO₂ 地质储存的场地。

表1 咸水层CO₂地质封存典型案例地质特征对比Table1 Geological characteristic comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer

封存项目	构造类型	断层	面积/km ²	沉积相	埋深/m	砂体厚度/m	夹层厚度/m	夹层岩性	盖层厚度/m	盖层岩性
Sleipner	背斜构造	不发育	2.6×10 ⁴	海相浊积岩	800	300	1	粉砂质泥岩	500	泥岩、泥质粉砂岩
In Salah	断块构造	发育	2.53	潮汐三角洲	1 880	20	1~5	粉砂质泥岩	900	泥岩
Snøhvit	断块构造	发育	109	三角洲平原分流河道	2 600	110	1~3	粉砂质泥岩	60~100	海相页岩
神华	单斜构造	不发育	0.011 2	三角洲、滨浅海	1 600~2 500	85	1	泥岩、粉砂质泥岩	700	泥岩、粉砂质泥岩

2.2 储层特征

在 Sleipner, Utsira 砂岩层位于海平面以下 800~1 000 m。Utsira 砂岩储层的沉积范围从中新世晚期到上新世晚期,沉积环境有多种解释,包括:潮汐沙脊复合体^[8]、海滨平原及浅滩沉积物^[9]、海底扇^[10]。通过岩心分析,Utsira 砂岩储层石英和长石发育,富含生物碎屑和海绿石,这些都是海洋沉积的标志。测井显示具有低伽马射线响应,并呈现出分隔厚砂层单元的互层黏土。目前主要解释为海相浊积岩沉积,砂体稳定,规模大。Utsira 砂岩储层由 2 个单元组成:下部 Utsira Sand 单元和上部 Sand Wedge 单元,它们被厚度为 6.5 m 的页岩单元隔开。Sand Wedge 单元向东变厚,向西变尖。Utsira Sand 单元内存在许多具有较高伽马射线、速度和密度测井值的细尖峰,与上覆的 Nordland 页岩相似,对应于地层内的薄页岩层^[11](通常厚度约为 1 m)。这些薄页岩层构成了储层内重要的渗流屏障,并已证明对 CO₂羽流向上运移具有显著影响。对 Utsira 砂岩储层岩心和岩屑样品的宏观和微观分析发现,它主要由未胶结的细粒砂组成,含中粒和部分粗粒。根据显微镜对 Utsira 砂岩储层岩心的孔隙度进行估计,通常为 27%~31%,局部可达 42%。岩心实验给出的孔隙度为 35%~42.5%。地层厚度为 200~300 m,南北长度超过 400 km,东西宽度为 50~100 km,优质储层的平均孔隙度为 36%,渗透率为 1~8 D。

In Salah 注入点的 Tournaisian 砂岩为潮汐三角洲沉积,主要由石英组成(含量为 69.9%~88.5%)。其他碎屑成分有云母和伊利石(含量为 5%),主要的自生矿物有富铁绿泥石(含量为 5%~10%)和菱铁矿(含量为 1.2%~11.7%)。In Salah 储层还含有少量的黄铁矿、白云石和高岭石(含量小于 1%)^[12-14]。成岩作用首先包括绿泥石、菱铁矿、铁白云石和黄铁矿的胶结,然后是主要影响碎屑黏土、绿泥石和黄铁矿的溶解作用,最后观察到的成岩作用是少量高岭石沉淀。In Salah 埋深为 1 880 m,地层相对致密,主要有压实作用和胶结作用,孔隙度为 17%,渗透

率为 10~100 mD,虽然基质渗透率低,但裂缝相对发育,对注入性有一定影响。

Snøhvit 储层为上三叠统一中侏罗统,包括 Fruholmen, Tubåen, Nordmela 和 Støhvit 组,主要由砂岩夹薄页岩层组成,被侏罗系页岩和白垩系页岩盖层覆盖。Tubåen 组包括一个三角洲至河流砂岩层序,沉积于侏罗纪早期。受河流分流河道和一些海潮影响,三角洲平原沉积环境砂岩相变化很大,夹有粉砂岩和泥岩。其上是在低海岸平原环境中的 Nordmela 组的富含泥浆的沉积物,其下是 Fruholmen 组。Nordmela 组之上为 Støhvit 组,Støhvit 组被中侏罗世晚期的 Fuglen 组所覆盖^[15]。Tubåen 组中分流河道沉积使得储层分隔性较好。此外,石英胶结和许多断层导致形成纵横向的渗流屏障。自 2011 年以来,在 Tubåen 组地层压力意外增加后,从 Støhvit 组储层提取天然气,并将 CO₂重新注入 Tubåen 组咸水层和 Støhvit 组。Tubåen 组咸水层的厚度约为 45~75 m,深度为 2 600 m,以砂岩为主,孔隙度和渗透率分别为 10%~15% 和 185~883 mD,储层压力和温度分别为 28.5 MPa 和 98 °C,在 Tubåen 组咸水层中测量到盐度约高达 160 g/L。Snøhvit 组中观察到的裂缝可能是由晚新生代地层隆起形成的,渗透率大于 500 mD。

考虑储盖组合及安全性问题,神华选择了深度为 1 690~2 450 m 之间的多个含水层,包括三叠系刘家沟组底部、二叠系石千峰组、二叠系石盒子组以及二叠系山西组和奥陶系马家沟组。孔隙度为 5%~12.9%,渗透率为 0.1~6.58 mD。各层水型为 Ca-Cl₂型,地层水 pH 值为 6~7,属于弱碱性水。

通过对比明确了 Sleipner 储层相对较好,从埋深来说,Sleipner 最浅,为 800 m,其他埋存区埋深为 2000 m 左右;In Salah 和 Snøhvit 埋藏越深、地层越致密,孔隙度和渗透率就越低,由压实作用和成岩作用共同作用(表 1)。Sleipner 面积大,砂体厚度较大,其他区块砂体厚度为 20~100 m,Sleipner 为海相浊积岩,孔渗性非常好,Snøhvit, In Salah 和神华物性

相对较差(图1),但Snøhvit和In Salah储层中裂缝的发育为注入提供了良好通道。

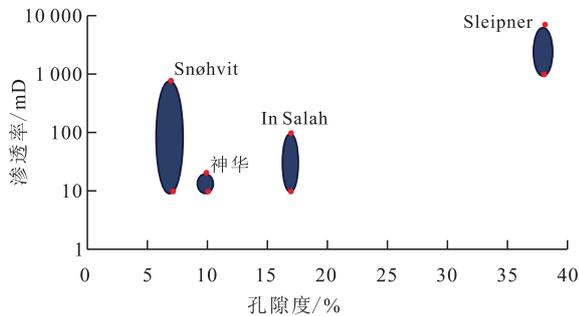


图1 咸水层CO₂地质封存典型案例储层物性对比
Fig.1 Physical property comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer

2.3 盖层特征

Sleipner的Utsira Sand单元顶部盖层可分为3个主要单元:下封层,厚度约为50~100 m的页岩盆地限制单元;中封层,盆地中心富含上新统页岩的沉积楔进积,但向上和朝向盆地边缘变粗;上封层,第四系沉积物主要是冰川-海相黏土。其中下封层Nordland Group Lower Seal的富黏土沉积物在Sleipner厚度约为250 m,向西延伸超过50 km,向东延伸超过注入区40 km,对应于主要盖层^[16-17]。Sleipner盖层样品表明岩性为灰色黏土粉砂或粉砂黏土,未胶结,层理不发育,通常以伊利石为主,含少量高岭石以及绿泥石和蒙脱石。In Salah和Snøhvit盖层比Sleipner盖层更厚,更坚固。巴伦支海的大部分构造都被上侏罗统页岩和白垩系厚层页岩所覆盖,这些页岩作为该地区构造的密封/盖层,主要由夹有薄页岩层的砂岩组成。神华示范工程的各套储层实行CO₂统一注入,刘家沟组中上部和和尚沟组整体以泥岩和砂质泥岩为主,可作为很好的封盖层。本溪组底部发育的残积成因的铝土质页岩以及上石盒子组和石千峰组中部也发育厚度较大的泥岩和粉砂质泥岩。

总体来说,盖层厚度越大对于CO₂地质封存越好,4个典型案例的盖层厚度基本大于100 m(图2),有利于CO₂地质封存的岩性以泥岩、粉砂质泥岩和海相页岩为主,盖层的渗透率多为0.000 1 mD。

3 注入方案及监测方案

3.1 注入方案

Sleipner的注入是很有规律的,仅在每两年一次的平台检修中出现中断,井口CO₂刚好处于气体和流体之间的状态,呈两相流。井口温度被稳定控制



图2 咸水层CO₂地质封存典型案例盖层厚度对比
Fig.2 Caprock thickness comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer

在25℃,压力一直稳定在6.2~6.5 MPa。没有测量井底压力,但持续稳定的注入和4D地震图像表明储层压力仅略高于静水压力,注入CO₂的井底温度约为48℃,比原始储层温度高约13℃。In Salah的3口注入井水平段长达1.8 km,注入始于2004年,注入压力明显高于Sleipner,大部分为14~18 MPa,注入温度在25~55℃波动(受季节影响),井底流压约为29 MPa,远高于最初的18~19 MPa。水平井的设计方向是跨越主要的天然裂缝方向(NW—SE),并且可能已经对储层内的裂缝进行水力增产。在Snøhvit,CO₂在陆上通过长度为153 km的8 in管道运输到海上。目前3个射孔井段覆盖了厚度为110 m的Tubåen组约30 m。注入层位于气藏水层之下,靠近油田边缘。Snøhvit从2008年4月开始注入CO₂,到2010年9月已注入80×10⁴ t。由于陆上液化天然气工厂的启动,注入一直断断续续。神华的注入方案采用了1口注入井和2口监测井,整个层系统一注入并实行分层监测,2011年5月开始连续注入,累积CO₂注入量约为122.9 t,通过分层监测和地质评价,石千峰组的注入能力最好。

CO₂-EOR项目中大多采用多井注入的方式,但从目前CO₂地质封存示范工程注入方案来看,多采用少井多注方式。CO₂注入井的注入量主要与井设计本身、井斜角和完井长度、储层特征有关。注入过程需要考虑温度和压力、储层深度、储层非均质性、井设计、盖层以及区域含水层的影响。

3.2 地震监测方案

地震监测对于CO₂地质封存的意義很大,项目早期基于成本考虑没有钻专门的监测井,而是采用大量的地球物理监测方法,对Utsira砂岩内CO₂羽流的监测包括1次3D地震监测、8次4D地震监测、4次海底4D重力监测、1次电磁学监测(CSEM)和2次海底成像监测(表2)。通过监测,描述了CO₂羽流分

表2 咸水层CO₂地质封存典型案例监测方法对比
Table2 Monitoring method comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer

封存项目	3D/4D地震监测	4D重力监测	CSEM	微地震	井下测量	示踪剂	InSAR	地下/地表气体监测	地下水监测
Sleipner	√	√	√		√			√	
In Salah	√			√	√	√	√	√	√
Snøhvit	√	√			√				
神华	√				√			√	√

布和动力学的详细图像(图3),CO₂羽流从注入点垂直上升超过200 m,突破了封存场地内一系列薄页岩夹层,形成了9个垂直堆积的CO₂堆积体,每个堆积体厚度约为7~20 m,横向延伸数百米。地震监测能够很好的描述CO₂羽流并且监测 Utisira 砂岩上面是否有泄漏,但是目前的地震监测还不能估计水中溶解的CO₂量。In Salah 同样部署了广泛的监测技术。使用独特且多样化的地球物理和地球化学方法组合监测封存场地,包括延时地震、微地震、使用CO₂气体示踪剂的井口采样、井下测井和岩心分析、地表气体监测、地下水含水层监测和卫星InSAR数据等。监测包括1997年的3D地震和2009年的延时地震,除此之外还包括合成孔径雷达和卫星监测,调查间隔为30 d到8 d,注水井上方抬升1~2 cm都能被观察到。延时地震具有局限性,但振幅的变化与压力有关。钻探了5口浅水监测井,KB-5评价井中发现了CO₂突破,示踪剂也证实了在注水井KB-502中存在CO₂,这些观测可以反映一些裂缝的存在,可以防止未来可能的泄漏,目前KB-5井已经被封堵并废弃。Snøhvit的监测也同样包括多次4D地震监测^[19],为了更好地了解储层中CO₂的分布和压力变化,2009年和2011年的4D地震是在分别注入

500和1 000 kt CO₂后获得的,对于明确储层的非均质性和指导地质模型具有重要意义。井下压力和温度的测量在Snøhvit也非常重要,在油藏上方800 m处测量,并且可以远程操作,在停注4个月的时间内压力不稳定,结合4D地震显示才明确Tubåen组中的小部分CO₂与其他层之间有一个泥质隔层,CO₂存在于NW—SE走向的通道中,振幅的差异是非均质性而非压力引起的。神华CO₂地质封存除了使用2口监测井之外,还包括大气CO₂浓度监测、地表土壤和雷达变形监测,地下的监测主要为VSP地震监测、地下水水质监测、温度和压力监测以及土壤原位CO₂通量监测等(表2)。目前通过持续监测未发现CO₂泄漏现象,未引发环境影响问题。

油气生产经验表明,有效的储层表征和监测技术能够显著提高油气采收率。在现有的CO₂地质封存示范工程中也可通过详细的CO₂储层监测方案,准确描述储层特征及CO₂羽流分布,以提高注入相的波及效率,从而提高CO₂储存能力。通过获得重力和地震监测,可以明确CO₂质量变化及在地层水中的溶蚀,重复的地震调查对于确保密封和一致性监测至关重要,现场获得井下压力和温度对注入能进行很好的控制,对长期预测非常重要。

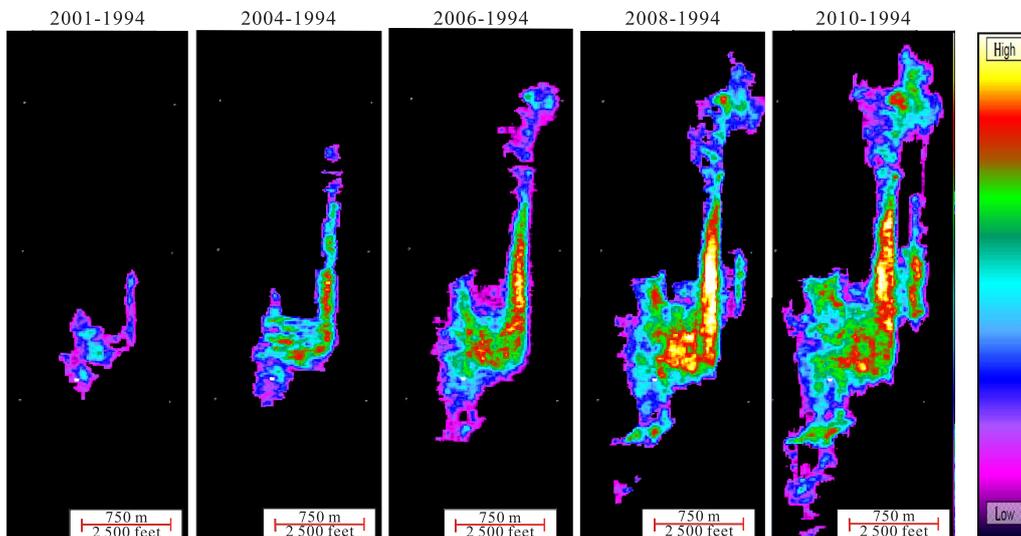


图3 Sleipner 4D地震监测结果(据SKALMERAAS Olav^[18])
Fig.3 Sleipner 4D seismic monitoring map(SKALMERAAS Olav^[18])

4 结论

Sleipner CO₂地质封存项目非常成功,单井每年注入数十万吨CO₂,其原因在于:面积大、构造简单、无断层、夹层发育,具有很好的封闭性;砂体稳定、厚度大,物性好,渗透率为1~8 D,注入性和容量性好;盖层稳定,厚度大,各种监测方案及现场对井下压力和温度能持续进行很好的控制,安全性有保证。

通过对Sleipner, In Salah, Snøhvit和神华重点咸水层封存项目地质特征(构造、沉积、储层、盖层)对比,Sleipner项目中大型背斜构造是CO₂地质封存成功的基础,Snøhvit发育的断层和In Salah的裂缝也明确了不同构造类型CO₂地质封存的可能性,实际的CO₂羽流分布受到地质特征的控制。

目前CO₂地质封存示范工程注入方案不同于CO₂驱油注入方案,注入井大多较少,但是注入量较大。注入过程需要考虑温度和压力、储层深度、储层非均质性、井设计、盖层以及区域含水层的影响。

3D/4D地震监测提供了很好的CO₂羽流分布及储层特征信息,井下温度和压力的持续测量也消除了井口计算的不确定性,高质量的监测数据还降低了任何潜在泄漏风险,在Sleipner和Snøhvit,4D地震监测的质量足以明确没有泄漏到盖层。在In Salah, InSAR数据在监测油藏压力分布方面很有价值。多种监测组合对于CO₂长期安全地质封存是有效的。

参考文献

- [1] FALCON-SUAREZ I, PAPAGEORGIOU G, CHADWICK A, et al.CO₂-brine flow-through on an Utsira Sand core sample: Experimental and modelling. Implications for the Sleipner storage field [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 68: 236-246.
- [2] CHADWICK R A, ZWEIGEL P, GREGERSEN U, et al. Geological reservoir characterization of a CO₂ storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea [J]. *Energy*, 2004, 29(9/10): 1 371-1 381.
- [3] DEFLANDRE J P, ESTUBLIER A, BARONI A, et al. Assessing field pressure and plume migration in CO₂ storages: Application of case-specific workflows at In Salah and Sleipner [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 3 554-3 564.
- [4] GAUS I, AZAROUAL M, CZERNICHOWSKI-LAURIOL I. Reactive transport modelling of the impact of CO₂ injection on the clayey cap rock at Sleipner (North Sea) [J]. *Chemical Geology*, 2005, 217(3/4): 319-337.
- [5] CAVANAGH A J, HASZELDINE R S. The Sleipner storage site: Capillary flow modeling of a layered CO₂ plume requires fractured shale barriers within the Utsira Formation [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 21: 101-112.
- [6] 李阳. 碳中和与碳捕集利用封存技术进展 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2021: 9.
- [7] LI Yang. Carbon neutralization and advances in Carbon Capture, Utilization and Storage Technology [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2021: 9.
- [7] 刁玉杰. 神华CCS示范工程场地储层表征与CO₂运移规律研究 [D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2017: 3.
- [7] DIAO Yujie. Study on the reservoir characterization and CO₂ migration underground in the Shenhua CCS Demonstration Project Site [D]. Beijing: China University of Mining and Technology (Beijing), 2017: 3.
- [8] RUNDBERG Y. Tertiary sedimentary history and basin evolution of the Norwegian North Sea between 60° N-62° N—an integrated approach [R]. Trondheim, Norway: University of Trondheim, 1989.
- [9] GALLOWAY W E. Paleogeographic setting and depositional architecture of a sand-dominated shelf depositional system, Miocene Utsira Formation, North Sea Basin [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2002, 72(4): 476-490.
- [10] GREGERSEN U, MICHELSEN O, SØRENSEN J C. Stratigraphy and facies distribution of the Utsira Formation and the Pliocene sequences in the northern North Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, 14(7/8): 893-914.
- [11] FORNEL A, ESTUBLIER A. To a dynamic update of the Sleipner CO₂ storage geological model using 4D Seismic data [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 4 902-4 909.
- [12] PAMUKCU Y, HURTER S, JAMMES L, et al. Characterizing and predicting short term performance for the In Salah Krechba field CCS joint industry project [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3 371-3 378.
- [13] JONES D G, LISTER T R, SMITH D J, et al. In Salah gas CO₂ storage JIP: Surface gas and biological monitoring [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3 566-3 573.
- [14] IDING M, RINGROSE P. Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO₂ storage site [J]. *Energy Procedia*, 2009, 25(1): 2 021-2 028.
- [15] ESTUBLIER A, LACKNER A S. Long-term simulation of the Snøhvit CO₂ storage [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 3 221-3 228.
- [16] PHAM V T H, HALLAND E K, TAPPEL I M, et al. Long-term behavior of CO₂ stored on a large scale in the Utsira Formation, the North Sea, Norwegian continental shelf [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 5 240-5 247.
- [17] MICHAEL K, GOLAB A, SHULAKOVA V, et al. Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(4): 659-667.
- [18] SKALMERAAS Olav. The Sleipner CCS experience [R]. Statoil ASA, Norway, 2014.10.
- [19] MALDAL T, TAPPEL I M. CO₂ underground storage for Snøhvit gas field development [J]. *Energy*, 2004, 29(9/10): 1 403-1 411.