



wintershall dea

NORWEGEN

WINTERSHALL DEA

LANGFRISTIGES ENGAGEMENT UND ENGE PARTNERSCHAFT

Gas- und Ölförderung für die europäische Energieversorgung

Norwegen ist neben Russland der wichtigste Erdgas- und Erdöllieferant Europas. Jährlich importiert Deutschland fast jeden dritten Kubikmeter seines Erdgasbedarfes aus Norwegen. Seit über 45 Jahren ist Wintershall Dea, Deutschlands führender international tätiger Erdgas- und Erdölproduzent, in Norwegen aktiv.

Wintershall Dea ist einer der größten Gasproduzenten auf dem norwegischen Kontinentalschelf. Bereits heute hält Wintershall Dea über 100 Lizenzen – davon rund ein Drittel als Betriebsführer – und produzierte 2020 täglich 154.000 Barrel Öläquivalent (boe). Gleichzeitig arbeitet Wintershall Dea weiterhin daran, neue Funde auf dem Schelf in die Entwicklungs- und Produktionsphase zu überführen.

Wintershall Dea ist Betriebsführer der bemannten Produktionsplattform Brage und der Unterwasserfelder Vega und Maria, die an bestehende, bemannte Plattformen auf dem Schelf angebunden sind. Außerdem entwickelt das Unternehmen das eigenoperierte Feld Nova und im ebenfalls eigenoperierten Feld Dvalin konnte Ende 2020 das erste Gas gefördert werden. Das Unternehmen ist darüber hinaus an produzierenden Feldern und Entwicklungen als Lizenzpartner beteiligt, darunter Skarv, Njord, Aasta Hansteen, Snorre, Gjøa und Snøhvit.



Norwegen ist eines der wichtigsten Produktionsländer von Wintershall Dea. Das Unternehmen exploriert und produziert in der Nordsee, in der Norwegischen See und in der Barentssee.

EXPLORATION

Die Suche nach Gas und Öl

Wintershall Dea besitzt über 50 vielversprechende Explorationslizenzen auf dem gesamten Norwegischen Kontinentalschelf. Die meisten davon befinden sich in der Norwegischen See und der Nordsee. In der letzten APA-Lizenzrunde 2020 (Awards in Predefined Areas) erhielt Wintershall Dea Norge 16 Lizenzen, davon vier als Betriebsführer. Der Großteil der Lizenzen befindet sich in Kerngebieten von Wintershall Dea. Kurze Entfernungen zu bestehender Infrastruktur ermöglichen eine schnelle Anbindung der meisten Lizenzen. Dies kann eine schnelle Wertschöpfung bei möglichen Funden gewährleisten. Andere Lizenzen befinden sich in weniger erschlossenen Gebieten, in denen bedeutende Funde zur Entwicklung neuer Anlagen führen könnten.

Ein Template für die Unterwasserproduktion wird verladen.



DEVELOPMENT

Dvalin: Unterwasserförderung von Erdgas

Das Schwerlastschiff Saipem 7000 hebt das Dvalin-Gasaufbereitungsmodul auf die Heidrun-Plattform.

Das von Wintershall Dea operierte Dvalin-Gasfeld in der Norwegischen See, liegt ca. 15 Kilometer nordwestlich vom Heidrun-Feld entfernt. Wie geplant, konnte Ende 2020 das erste Gas gefördert werden. Während der Inbetriebnahme zeigten die Messungen jedoch, dass der Gasstrom einen Quecksilbergehalt enthielt, der die maximale Menge im System überstieg. Eine technische Lösung wird derzeit untersucht. Bis zur Umsetzung einer geeigneten Lösung wird der Gasfluss aus dem Feld gedrosselt. Die förderbaren Ressourcen, die sich auf 113 Millionen boe belaufen, bleiben von der Quecksilberproblematik unberührt. Dvalin wurde mithilfe eines Unterwasser-Fördersystems auf dem Meeresboden mit vier Förderbohrungen entwickelt und mit der Heidrun-Plattform verbunden. Über die Plattform wird das Gas in die Polarled-Pipeline eingespeist und dann zum Gasterminal Nyhamna transportiert. Von dort geht es an die Kunden in Europa.



Nova: Unterwasserinstallation made in Norway

Das im nördlichen Teil der Nordsee nahe Gjøa gelegene Feld Nova wird derzeit von Wintershall Dea entwickelt. Gemeinsam mit seinen Lizenzpartnern bindet Wintershall Dea die Lagerstätte über eine Unterwasserinstallation an die benachbarte Plattform Gjøa an. Damit kann die vorhandene Infrastruktur genutzt und das Potenzial des Feldes in vollem Umfang ausgeschöpft werden. Die Bohrungen im Nova-Feld begannen im Oktober 2020 mit einer geschätzten Dauer von mehr als einem Jahr. Der Start der Produktion ist für das zweite Hälfte des Jahres 2022 geplant. Das Fördervolumen wird auf rund 80 Millionen Barrel Öläquivalent geschätzt.

Njord: Neustart für gesteigerte Produktion

Die Förderung aus dem Feld Njord, bei dem Equinor Betriebsführer und Wintershall Dea mit 50% beteiligt ist, begann 1997 und wurde 2016 unterbrochen, um Modernisierungsarbeiten an der eingesetzten schwimmenden Plattform vorzunehmen. Dies soll eine zusätzliche 20-jährige Produktion aus dem Feld ermöglichen. So sind im Rahmen des Projekts Njord Future zum Beispiel zehn neue Produktionsbohrungen vorgesehen. Der Produktionsstart von Njord wird in der ersten Hälfte des Jahres 2022 erwartet.

PRODUKTION

Maria: Unterwasserinstallation in der Norwegischen See

Maria ist das erste Feld, das Wintershall Dea in Norwegen als Betriebsführer über die gesamte Entwicklungstrecke geführt hat – vom Fund bis zur Produktion. Das Feld wurde 2010 von Wintershall Dea entdeckt und nach der Genehmigung des Entwicklungs- und Betriebsplans (PDO) 2015 im Dezember 2017 in die Produktion überführt. Im Jahr 2020 wurden zwei Infill-Bohrungen als Maßnahme zur Verbesserung der Druckunterstützung und der Förderung durchgeführt.

Einer der Höhepunkte bei der Offshore-Produktion: das Abteufen der Produktionsbohrungen.



Das Feld liegt im Haltenbanken-Gebiet in der südlichen Norwegischen See, etwa 200 Kilometer vor der Küste von Kristiansund. Für die Entwicklung des Feldes wurden zwei Unterwasserinstallationen in einer Wassertiefe von 300 Metern an die nahegelegenen Plattformen Kristin, Heidrun und Åsgard B angeschlossen. Durch dieses Entwicklungskonzept nutzt Wintershall Dea die bereits bestehende Infrastruktur für die eigene Förderung und verlängert gleichzeitig die Lebensdauer der angrenzenden Felder.

Brage: Wintershall Deas erste eigene Förderplattform

Seit 1993 produziert die Plattform Brage im gleichnamigen Feld Erdöl. Wintershall Dea wurde 2013 im Rahmen eines Asset-Tausches mit Equinor Betriebsführer von Brage. Wintershall Dea hat seitdem umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen auf der Plattform durchgeführt. Neu abgeteufte Bohrungen verlängern weiterhin die Produktionsdauer von Brage. Wintershall Dea Norge führt derzeit eine zweijährige Machbarkeitsstudie durch, um die Nutzung von injiziertem CO₂ für die verbesserte Ölgewinnung auf dem Feld zu untersuchen. Es wird geprüft, ob ein älteres Feld wie Brage nach dem Ende seiner Produktionszeit für die dauerhafte CO₂-Speicherung genutzt werden kann. In der Studie wird zu Grunde gelegt, dass das CO₂ per Schiff zur direkten Einlagerung in das Reservoir transportiert wird.

