



ภาคผนวกที่ 4.2-1

ผลจากการเก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะก่อนที่จะปล่อยลงสู่ทะเล
จากการเจาะหลุมสำรวจ PK-18
ในรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2566
ของโครงการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

3.1.2 การติดตามตรวจสอบที่แหล่งกำเนิด โครงการฯ เจาะสำรวจ

3.1.2.1 การติดตามตรวจสอบระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ

การติดตามตรวจสอบที่แหล่งกำเนิดในระหว่างระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ ในปี พ.ศ. 2566 ตามที่ระบุใน มาตรการฯ คือ การติดตามตรวจสอบลักษณะเศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจ ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมต่อ ปีตลอดอายุของโครงการฯ คือ หลุมสำรวจ PK18 โดยโครงการฯ ดำเนินการเก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจในช่วงเดือนตุลาคม พ.ศ. 2566 และมอบหมายให้บริษัท เอส ที เอส กรีน จำกัด วิเคราะห์ค่าความเข้มข้นของ สารหนู โปรทรวม แคดเมียม โครเมียมรวม ทองแดง นิกเกิล ตะกั่ว สังกะสี แบเรียม เหล็ก แมงกานีส และปิโตรเลียม ไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด สำหรับเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมสำรวจนำผลมาเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ *ประกาศ กระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลและวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548* และสรุปผลได้ดังนี้

3.1.2.1(1) ผลการตรวจวัดลักษณะเศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจ

โครงการฯ ได้มอบหมายให้บริษัท เอส ที เอส กรีน จำกัด ดำเนินการเก็บตัวอย่าง การเจาะที่หลุมสำรวจ PK18 โดยดำเนินการเก็บตัวอย่างระหว่าง วันที่ 8 – 14 ตุลาคม พ.ศ. 2566 เพื่อวิเคราะห์ค่าความเข้มข้นของโปรทรวม สารหนู แคดเมียม แบเรียม ตะกั่ว ทองแดง โครเมียมรวม สังกะสี เหล็ก แมงกานีส และ นิกเกิล และปิโตรเลียม ไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด สำหรับเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมสำรวจนำผลมาเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ *ประกาศ กระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลและวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548* ดังนี้

1) หลุมสำรวจ PK18

ผลการวิเคราะห์โลหะ และโลหะหนัก ได้แก่ โปรทรวม (Total Hg) สารหนู (As) แคดเมียม (Cd) แบเรียม (Ba) ตะกั่ว (Pb) ทองแดง (Cu) โครเมียมรวม (Total Cr) สังกะสี (Zn) เหล็ก (Fe) แมงกานีส (Mn) และ นิกเกิล (Ni) โดยวิธีหาความเข้มข้นทั้งหมดของสิ่งเจือปน (Total Threshold Limit Concentration: TTLC) และวิธีหาปริมาณ ความเข้มข้นของสารอันตรายในน้ำสกัด (Soluble Threshold Limit Concentration: STLC) พบว่า มีค่าไม่เกิน มาตรฐานที่กำหนดไว้ สำหรับผลการวิเคราะห์ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (TPH) มีค่าอยู่ในช่วง 138 – 25,771 มิลลิกรัม/กิโลกรัม ซึ่งประเทศไทยยังไม่ได้กำหนดค่ามาตรฐาน

รายละเอียดของผลการวิเคราะห์ลักษณะเศษหินจากหลุมสำรวจ PK18 แสดงในตารางที่ 3-4 ถึง ตารางที่ 3-5

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปี พ.ศ. 2566

โครงการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ตอนบน (แหล่งปลาทองเดิม)

โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ตอนล่าง (แหล่งเอราวัณ จักรวาล สตูล และพูนานเดิม)

ตารางที่ 3-4 ผลการวิเคราะห์ตัวอย่างเศษหินจากหลุมสำรวจ PK18 เทียบกับค่ามาตรฐาน TTLC

ดัชนี	ผลการวิเคราะห์เศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจ PK18 (mg/kg)		มาตรฐาน ^{1/} (mg/kg)
	PK18 Cutting from Shaker WBM จากหลุมช่วงที่ 2 (ขนาด 8 ½ นิ้ว)	PK18 Cutting from Dryer SBM จากหลุมช่วงที่ 3 (ขนาด 6 ½ นิ้ว)	
โลหะ			
สารหนู	8.56	11.94	500
ปรอทรวม	<0.10	<0.10	20
แคดเมียม	<1.00	<1.00	100
โครเมียมรวม	4.92	10.38	2,500
ทองแดง	12.18	22.35	2,500
นิกเกิล	17.46	19.52	2,000
ตะกั่ว	13.01	17.70	1,000
สังกะสี	53.83	53.30	5,000
แบเรียม	1,317	1,172	10,000
เหล็ก	22,150	25,629	N/A
แมงกานีส	474.16	361.49	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด			
TPH	138	25,771	N/A

หมายเหตุ: ^{1/} มาตรฐานค่า Total Threshold Limit Concentration (TTLC) ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2566

N/A ไม่ได้กำหนดค่ามาตรฐาน

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปี พ.ศ. 2566

โครงการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ตอนบน (แหล่งปลาทองเดิม)

โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ตอนล่าง (แหล่งเอราวัณ จักรวาล สตูล และพูนานเดิม)

ตารางที่ 3-5 ผลการวิเคราะห์ตัวอย่างเศษหินจากหลุมสำรวจ PK18 เทียบกับค่ามาตรฐาน STLC

ดัชนี	ผลการวิเคราะห์เศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจ PK18 (mg/L)		มาตรฐาน ^{1/} (mg/L)
	PK18 Cutting from Shaker WBM จากหลุมช่วงที่ 2	PK18 Cutting from Dryer SBM จากหลุมช่วงที่ 3	
โลหะ			
สารหนู	0.0768	0.0244	5
ปรอทรวม	<0.0003	<0.0003	0.2
แคดเมียม	<0.02	<0.02	1
โครเมียมรวม	<0.05	<0.05	5
ทองแดง	0.03	0.05	25
นิกเกิล	0.52	0.11	20
ตะกั่ว	<0.10	<0.10	5
สังกะสี	0.29	0.07	250
แบเรียม	0.83	2.49	100
เหล็ก	80.61	90.18	N/A
แมงกานีส	2.13	2.93	N/A

หมายเหตุ: ^{1/} มาตรฐานค่า Soluble Threshold Limit Concentration (STLC) ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2566

N/A ไม่ได้กำหนดค่ามาตรฐาน



ภาคผนวกที่ 4.2-2

ผลการศึกษาการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ
โครงการการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61
ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด
ที่ได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2563

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะดินตะกอนพื้นท้องทะเล สามารถทำนายได้โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ 3 มิติ ที่ประเมินผลจากคอมพิวเตอร์เพื่อทำนายลักษณะการกระจายตัวของอนุภาคหรือสารละลายที่ปล่อยออกสู่ทะเล (Spaulding, 1994) แบบจำลองนี้ได้รับการพัฒนาจากแบบจำลองของ Offshore Operators Committee (OOC) ซึ่งคำนวณการกระจายตัวของอนุภาคในน้ำทะเลใน 3 ระยะ ได้แก่ ระยะที่ 1: ระยะการลอยตัว/การปล่อย (Initial buoyancy/jet stage) ระยะที่ 2: ระยะจมตัว (Dynamic collapse stage) และระยะที่ 3: ระยะกระจายตัว (Dispersion stage) ดังแสดงในรูปที่ 4.2-1

วัตถุประสงค์ของการใช้แบบจำลอง คือ เพื่อจำลองการเคลื่อนที่และการตกจมของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ปล่อยออกจากการเจาะที่ระดับพื้นท้องทะเล และระดับใกล้ผิวน้ำทะเล และนำผลที่ได้มาคาดการณ์ความหนาของตะกอน ขอบเขตพื้นที่การตกจม (พื้นที่ปกคลุม) ที่พื้นท้องทะเล และระยะทางไกลสุดที่เศษหินที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะจะสามารถแพร่กระจายออกจากจุดปล่อย และพิจารณาระยะห่างของการแพร่กระจายกับตำแหน่งของพื้นที่อ่อนไหวต่อการได้รับผลกระทบมากที่สุด เพื่อให้ทราบถึงกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case scenario) ที่อาจเกิดขึ้น โดยกำหนดให้มีขอบเขตของการศึกษา ดังนี้

- จำลองการเคลื่อนที่และการตกจมของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ปล่อยออกจากการเจาะที่ระดับพื้นท้องทะเล (การเจาะหลุมช่วงที่ 1) และระดับใกล้ผิวน้ำทะเล (การเจาะหลุมช่วงที่ 2-5) ที่ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 ซึ่งเป็นตำแหน่งศึกษาเดียวกันกับการศึกษาผลกระทบจากกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ (หัวข้อที่ 4.5.3.6) โดยเป็นตำแหน่งที่มีระดับความลึกของน้ำทะเลประมาณ 65 เมตร และมีระยะห่างจากเกาะพะงันและเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี ประมาณ 114 และ 115 กิโลเมตร ตามลำดับ
- จากกรณีศึกษารวมทั้งสิ้น 12 กรณี คือ การเริ่มระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหินทุกวันที่ 1 ของแต่ละเดือนในรอบ 1 ปี (รวม 12 เดือน)

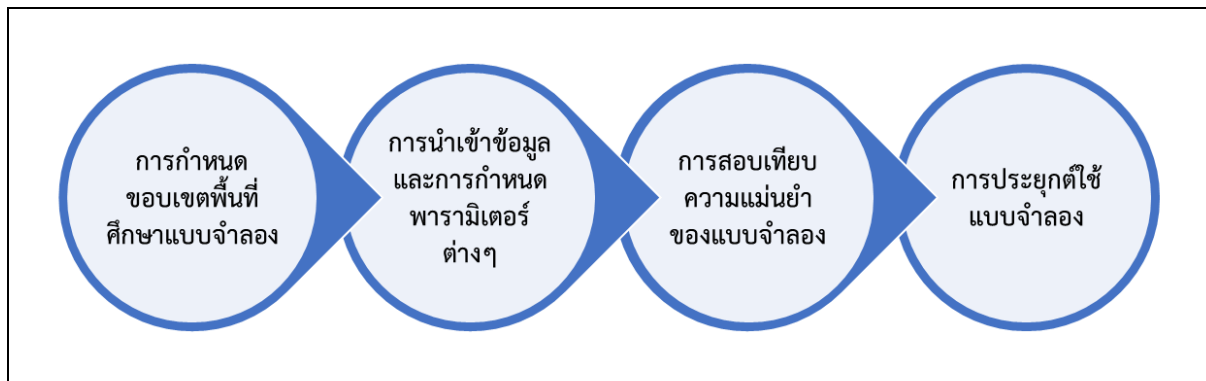
ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ 3 มิติ สำหรับคาดการณ์การแพร่กระจายและการตกจมของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน ประกอบด้วย 2 ขั้นตอนที่สำคัญ คือ (1) การสร้างแบบจำลองการไหลเวียนของน้ำทะเล “HYDROMAP” และ (2) การสร้างแบบจำลองการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน “MUDMAP” โดยมีรายละเอียดของแบบจำลองและการนำเข้าสู่ข้อมูลดังแสดงในภาคผนวกที่ 4.2-2 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1: การสร้างแบบจำลองการไหลเวียนของน้ำทะเล “HYDROMAP”

มีวัตถุประสงค์เพื่อจำลองข้อมูลอุทกพลศาสตร์ของน้ำทะเล ณ บริเวณตำแหน่งหลุมสำรวจของโครงการฯ โดยใช้แบบจำลองชื่อ “HYDROMAP” ซึ่งสามารถจำลองการไหลเวียนของน้ำทะเลทั้งในมหาสมุทรและชายฝั่งทะเลทั่วโลกได้อย่างมีประสิทธิภาพ และผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลองได้รับการตรวจสอบความถูกต้องกับข้อมูลการตรวจวัดจริงในพื้นที่ต่างๆ ทั่วโลกตลอดระยะเวลา 30 ปีที่ผ่านมา (Isaji and Spaulding, 1984, Isaji et al., 2001 และ Zigic et al., 2003 อ้างถึงใน RPS, 2020) โดยในประเทศไทยมีการใช้แบบจำลอง HYDROMAP เป็นข้อมูลนำเข้าในการคาดการณ์การแพร่กระจายของน้ำมันด้วยแบบจำลองการรั่วไหลของน้ำมันในอ่าวไทย ร่วมกับกรมควบคุมมลพิษ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546

การสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์จะสามารถให้ข้อมูลผลลัพธ์ได้อย่างถูกต้องขึ้นอยู่กับ การเริ่มต้นสร้างแบบจำลองที่ถูกต้องและการใช้ข้อมูล Input ที่เหมาะสม โดยมีขั้นตอนการดำเนินงาน 4 ขั้นตอน สรุปได้ดังแสดงในรูปที่ 4.2-3

รูปที่ 4.2-3: ขั้นตอนการศึกษาด้านอุทกพลศาสตร์โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

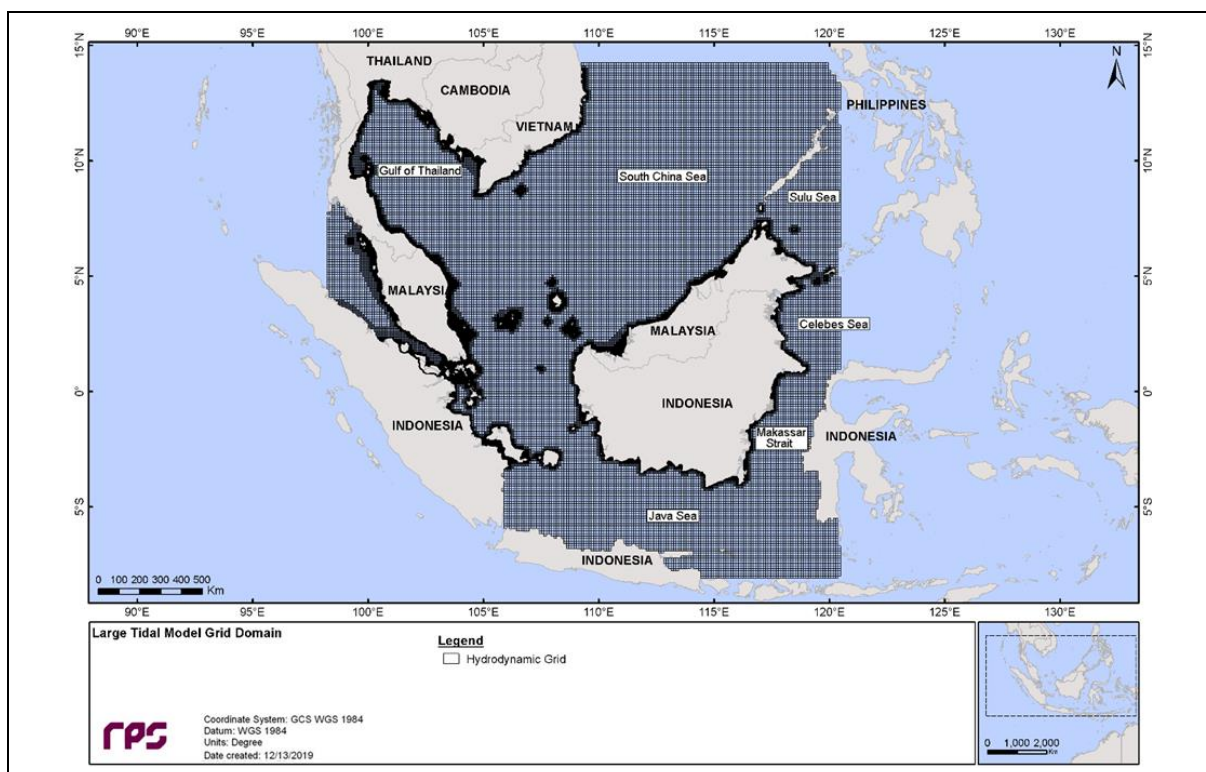


1. การกำหนดขอบเขตพื้นที่ศึกษาแบบจำลอง

เพื่อให้แบบจำลองได้ผลลัพธ์ที่มีความถูกต้องแม่นยำ จึงกำหนดขนาดของกริด (Grid cell) ที่ใช้ในการคำนวณออกเป็น 2 ระบบ คือ

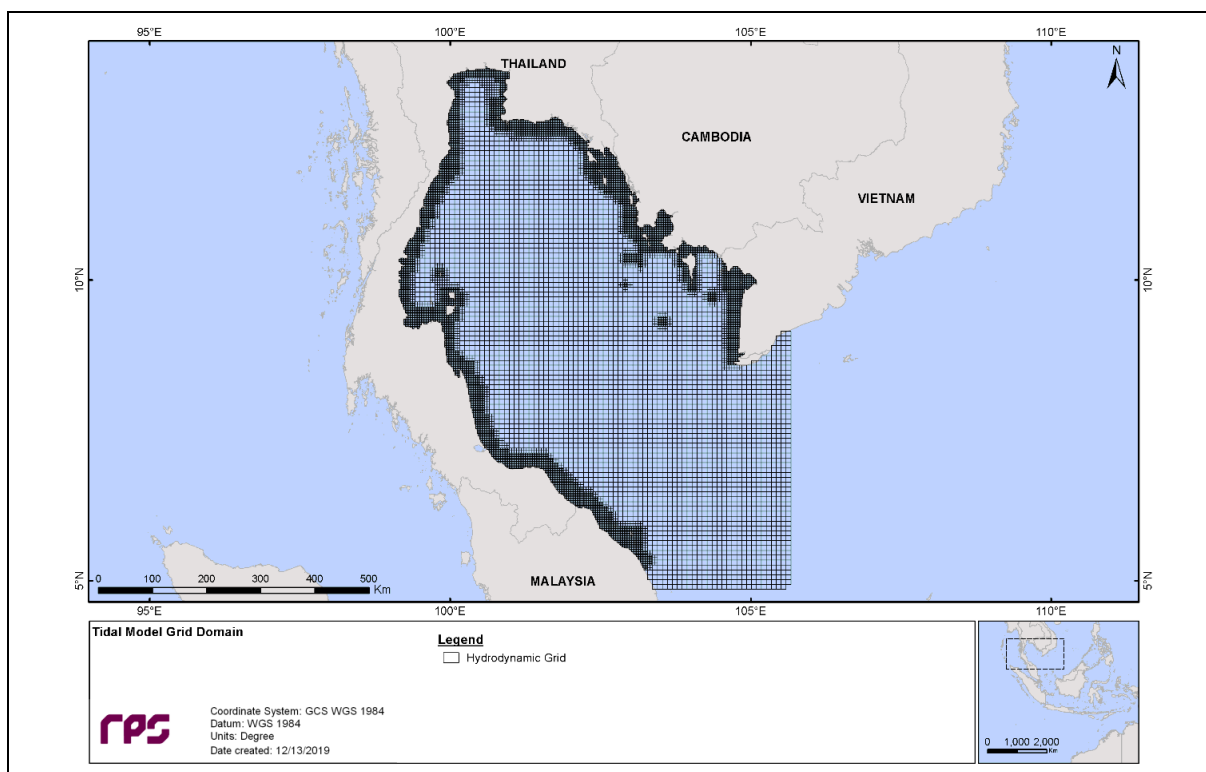
- **กริดเซลล์หยาบ** ใช้สำหรับขอบเขตพื้นที่ศึกษาในวงกว้าง ซึ่งกำหนดให้ครอบคลุมพื้นที่บริเวณอ่าวไทย และออกไปถึงทะเลอันดามัน ช่องแคบมะละกา ทะเลจีนใต้ ทะเลชวา และช่องแคบมาเก๊าซาร์ จะใช้กริดเซลล์ขนาด 25x25 กิโลเมตร และในบริเวณแนวชายฝั่งทะเลรอบอ่าวจะใช้กริดเซลล์ขนาดเล็กลง คือ 1.5x1.5 กิโลเมตร (รูปที่ 4.2-4)
- **กริดเซลล์ละเอียด** ใช้สำหรับพื้นที่อ่าวไทยโดยเฉพาะเพื่อให้ได้ข้อมูลด้านการไหลเวียนของกระแสน้ำ และสภาพพื้นที่ชายฝั่งหรือเกาะที่มีความถูกต้องแม่นยำมากยิ่งขึ้น โดยมีการแบ่งกริดเซลล์ย่อยลงไปอีก 3 ระดับ ตั้งแต่ขนาด 9x9 กิโลเมตร 4.5x4.5 กิโลเมตร และลดลงจนถึง 2.25x2.25 กิโลเมตร ซึ่งจะทำให้มีจำนวนกริดเซลล์ทั้งหมด 17,599 ช่อง ในบริเวณอ่าวไทย (รูปที่ 4.2-5)

รูปที่ 4.2-4: การแบ่งกริดเซลล์หยาบ บริเวณอ่าวไทยและนอกอ่าวไทยที่ใช้ในการคำนวณของแบบจำลอง



ที่มา: RPS (2020)

รูปที่ 4.2-5: การแบ่งกริดเซลล์ละเอียด บริเวณอ่าวไทยใกล้ชายฝั่งและรอบเกาะที่ใช้ในการคำนวณของแบบจำลอง



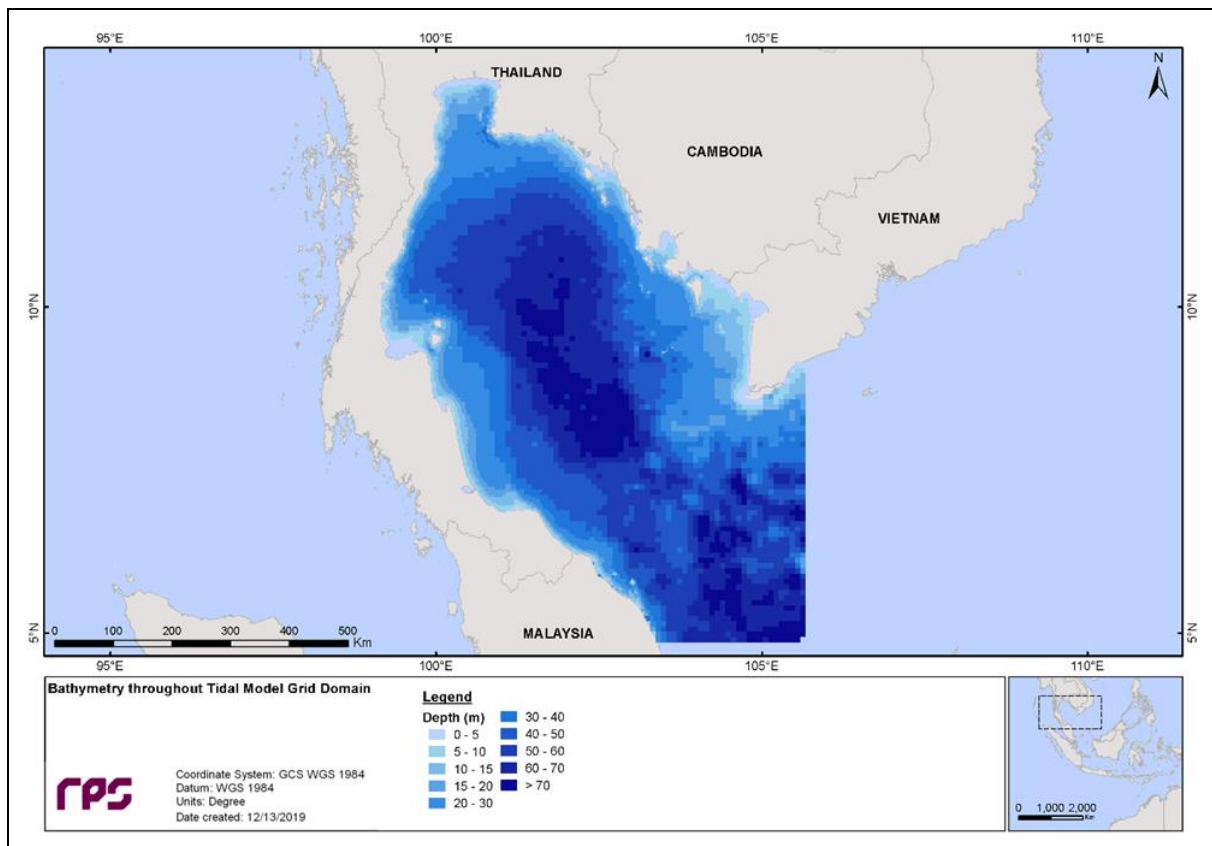
ที่มา: RPS (2020)

2. การนำเข้าข้อมูลและการกำหนดพารามิเตอร์ต่างๆ

ข้อมูล Input ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลอง HYDROMAP ได้แก่ ข้อมูลระดับความลึกท้องน้ำทะเล ข้อมูลระดับน้ำขึ้น-น้ำลง และข้อมูลลมในบริเวณพื้นที่ศึกษา โดยมีรายละเอียดดังนี้

ข้อมูลระดับความลึกน้ำทะเลบริเวณพื้นที่ศึกษา เป็นชุดข้อมูลแผนที่เดินเรือของกรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ (กรมภาพันธุ์, 2552) ซึ่งเป็นข้อมูลชุดล่าสุด ส่วนความลึกของน้ำทะเลในทะเลจีนใต้จะใช้ชุดข้อมูล Shuttle Radar Topographic Mission หรือ SRTM (<http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>) ซึ่งมีความละเอียดระดับ 1 กิโลเมตร โดยจะนำข้อมูลทั้งสองมาใช้ร่วมกันเพื่อใช้เป็นข้อมูลความลึกในแบบจำลอง (รูปที่ 4.2-6)

รูปที่ 4.2-6: ข้อมูลระดับความลึกน้ำทะเลบริเวณอ่าวไทย



ที่มา: RPS (2020)

ข้อมูลลม กระแสลมเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดการไหลเวียนของกระแสน้ำโดยเฉพาะในฤดูมรสุม ข้อมูลลมในพื้นที่จะเป็นข้อมูลนำเข้าเพื่อแสดงแรงเฉือน (Shear force) บนผิวน้ำทะเลที่เกิดขึ้นในพื้นที่ศึกษา โดยข้อมูลลมที่ใช้ในพื้นที่ศึกษาเป็นผลจากการคาดการณ์ของแบบจำลอง NCEP's Global Forecast System (GFS) ของ National Centers for Environmental Prediction (NCEP) Environmental Modelling Centre ซึ่งเป็นการรวบรวมข้อมูลสภาพอากาศทั่วโลก ทั้งข้อมูลที่มีในอดีตและที่ตรวจวัด มาเป็นข้อมูลนำเข้าแบบจำลองสภาพบรรยากาศ (State-of-the-art atmospheric model) ซึ่งจะทำให้ได้ข้อมูลความเร็วและทิศทางลมในพื้นที่ที่ศึกษา แบบจำลอง GFS จะสามารถให้ข้อมูลลมราย 3 ชั่วโมง จากตำแหน่งต่างๆ ซึ่งตั้งอยู่ห่างกันทุกๆ ระยะ 55 กิโลเมตร โดยเป็นที่ยอมรับว่าเป็นหนึ่งในชุดของข้อมูลพยากรณ์สภาพบรรยากาศที่สามารถนำมาใช้งานได้เป็นอย่างดี ในปัจจุบัน ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลอง ได้แสดงให้เห็นว่าชุดของข้อมูลดังกล่าวมีความสามารถในการพยากรณ์ สภาพบรรยากาศได้เป็นอย่างดี โดยเฉพาะในพื้นที่นอกชายฝั่ง (Zigic et al., 2009)

ข้อมูลระดับน้ำขึ้น-น้ำลง เป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงระดับน้ำในทะเล ดังนั้นเพื่อจำลองระดับน้ำทะเลในแบบจำลองอุทกพลศาสตร์ จึงจำเป็นที่จะต้องใช้อัตราข้อมูลระดับน้ำที่ขอบเขตเปิดของแบบจำลอง (Open boundary) โดยได้เลือกใช้ข้อมูลระดับน้ำจากฐานข้อมูลระดับน้ำของโลก Topex-Poseidon ชื่อชุดข้อมูล TPX07.1 ของ NOAA ข้อมูลชุดนี้เป็นข้อมูลจากการตรวจวัดในระยะยาว ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2535-2548 (13 ปี) ด้วยดาวเทียมชื่อ Topex/Poseidon⁽¹⁾ ที่ความละเอียดการวัดทุกๆ 0.25 องศา ของวงโคจรรอบโลก (465 เมตร) รวม 62,000 รอบ โดยใช้เครื่องวัดความสูง (Altimeter) ที่มีความแม่นยำสูงจำนวน 2 ชุด⁽²⁾ ในการตรวจวัด จึงทำให้สามารถตรวจวัดระดับน้ำทะเลโดยมีความผิดพลาดที่น้อยกว่า ± 1 เซนติเมตรได้ ข้อมูลระดับน้ำ Topex-Poseidon จึงเป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในการศึกษาทางสมุทรศาสตร์ด้วยการสร้างแบบจำลอง (Vikebo et al., 2005) จากนั้นจึงคำนวณระดับน้ำขึ้น-น้ำลงที่ขอบเขตเปิดจากองค์ประกอบฮาร์โมนิกของน้ำขึ้น-น้ำลง (Tidal constituent) ที่สำคัญถึง 8 ตัว คือ K2, S2, M2, N2, K1, P1, O1 และ Q1⁽³⁾ ตามระยะเวลา ทำให้แบบจำลองสามารถคำนวณข้อมูลระดับน้ำขึ้น-น้ำลงในแต่ละกริดเซลล์ได้

จากนั้นแบบจำลองจะนำองค์ประกอบต่างๆ ข้างต้นมาคำนวณระดับน้ำทะเลและลักษณะการไหลเวียนของกระแสน้ำขึ้น-น้ำลงในพื้นที่ต่างๆ โดยการจำลองการกระจายของมวลน้ำครอบคลุมพื้นที่ศึกษาทั้งสามมิติ

3. การสอบเทียบความแม่นยำของแบบจำลอง

แบบจำลอง HYDROMAP ที่สร้างขึ้นสำหรับพื้นที่ศึกษาจากข้อมูลนำเข้าต่างๆ และสมการที่ใช้ในการคำนวณและผลการคาดการณ์ของแบบจำลองจะได้รับการสอบเทียบความแม่นยำด้วยการทดสอบความแปรปรวนของแบบจำลองเอง และการสอบเทียบกับข้อมูลตรวจวัดภาคสนาม ซึ่งเรียกว่า Model validation โดยทำการเปรียบเทียบกับทั้งข้อมูลระดับน้ำที่ตรวจวัดจริงจากสถานีวัดระดับน้ำของกรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และกรมเจ้าท่า และเปรียบเทียบกับข้อมูลกระแสน้ำที่ตรวจวัดจริงจากทุ่นตรวจวัดกระแสน้ำสตูล หรือ Satun Mooring โดยมีรายละเอียดดังแสดงในภาคผนวกที่ 4.2-2 ซึ่งพบว่าค่าทางกลศาสตร์ของน้ำทะเลที่ได้มาจากแบบจำลอง HYDROMAP นี้มีความน่าเชื่อถือและแม่นยำเพียงพอที่จะนำมาใช้เป็นข้อมูล Input สำหรับแบบจำลองการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน

4. การประยุกต์ใช้แบบจำลอง (Model Application)

ผลจากแบบจำลอง HYDROMAP ที่ได้รับการสอบเทียบแล้ว แสดงให้เห็นถึงลักษณะการไหลเวียนของน้ำทะเลบริเวณพื้นที่ศึกษาและบริเวณชายฝั่งตลอดทั้งปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการคำนวณเรื่องการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน

(1) <http://en.wikipedia.org/wiki/TOPEX/Poseidon>

(2) <http://topex-www.jpl.nasa.gov/mission/topex.html>

(3) K2 หมายถึง Lunisolar semidiurnal	S2 หมายถึง Principal solar	M2 หมายถึง Principal lunar
N2 หมายถึง Larger lunar elliptic	K1 หมายถึง Lunisolar diurnal	P1 หมายถึง Principal solar diurnal
O1 หมายถึง Principal lunar diurnal	Q1 หมายถึง Larger lunar elliptic.	

ขั้นตอนที่ 2: การใช้แบบจำลอง “MUDMAP” เพื่อประเมินการแพร่กระจายของโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ปล่อยลงสู่ทะเล

ขั้นตอนนี้เป็นการนำข้อมูลกลศาสตร์ของน้ำทะเลที่ได้จากแบบจำลอง “HYDROMAP” ในขั้นตอนแรกมาใช้เป็นส่วนหนึ่งของข้อมูลนำเข้าในแบบจำลองการแพร่กระจายของโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะ “MUDMAP” ร่วมกับข้อมูลนำเข้าที่เกี่ยวข้องกับการเจาะ เพื่อศึกษาการเคลื่อนที่ การแพร่กระจาย และตำแหน่งสุดท้ายในการตกตะกอนของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน

สมมติฐานที่สำคัญของการทำแบบจำลอง มีดังต่อไปนี้

- คาดการณ์ผลกระทบระยะสั้นของการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะที่ติดไปกับเศษหินที่ปกคลุมพื้นท้องทะเลโดยไม่มีการฟุ้งกระจายขึ้นใหม่ (Re-suspension)
- ขอบเขตช่วงความหนาของตะกอนที่ศึกษา
 - ค่าความหนาที่น้อยที่สุด พิจารณาจากค่าประมาณการตกตะกอนของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเล เป็นข้อมูลที่นำมาจากข้อมูลอัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติโดยเฉพาะของอ่าวไทย (Srisuksawad et al., 1997) จากแม่น้ำหลายสายที่ไหลลงสู่อ่าวไทย จึงมีอัตราการตกตะกอนค่อนข้างสูง คือ ประมาณ 0.56-1.96 มิลลิเมตรต่อปี (เมื่อเปรียบเทียบกับอัตราการตกตะกอนในพื้นที่อื่นๆ ทั่วโลกประมาณ 0.037-0.15 มิลลิเมตรต่อปี) การเจาะสำรวจของโครงการฯ 1 ตำแหน่ง ใช้ระยะเวลาในการปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหินรวมประมาณ 13 วัน จึงสันนิษฐานว่าในระยะเวลาดังกล่าวจะมีการตกตะกอนตามธรรมชาติคิดเป็นความหนาประมาณ 0.02 มิลลิเมตร (0.56 มิลลิเมตรต่อปี ÷ 365 วันต่อปี × ระยะเวลาการปล่อยเศษหิน 13 วันต่อการเจาะหลุมสำรวจ 1 ตำแหน่ง) ดังนั้น หากเกิดกองตะกอนเศษหินหนากว่า 0.02 มิลลิเมตร คาดการณ์ได้ว่าเกิดจากการปล่อยเศษหินที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ
 - ค่าความหนาที่อาจส่งผลกระทบต่อสัตว์หน้าดินบางชนิด ซึ่งมีค่าประมาณการ 2 ค่า ได้แก่ 1-10 มิลลิเมตร (ตัวแทนระดับที่ได้รับสัมผัสกับตะกอนน้อย) และมากกว่า 10 มิลลิเมตร (ตัวแทนระดับที่ได้รับสัมผัสกับตะกอนมาก) (RPS, 2020)

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการเจาะและข้อมูล Input อื่นๆ ที่ใช้ในแบบจำลอง มีดังนี้

(1) พื้นที่ศึกษาและช่วงเวลาการศึกษา

โครงการฯ เลือกใช้ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 เป็นตัวแทนในการศึกษาและประเมินผลกระทบจากการเจาะหลุมสำรวจ สำหรับช่วงเวลาการศึกษาในแบบจำลอง ได้กำหนดให้ครอบคลุมช่วงระยะเวลาทั้ง 12 เดือน โดยแบ่งเป็น 12 กรณีศึกษา ตามระยะเวลาที่เริ่มมีการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดอยู่กับเศษหิน คือ ในวันที่ 1 ของทุกเดือน (ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม) สำหรับการเจาะหลุมสำรวจ 1 ตำแหน่ง

(2) ข้อมูลนำเข้าที่เกี่ยวข้องกับการจัดการเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน

ปริมาณเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะหลุมสำรวจ รวมทั้งวิธีการปล่อยที่ใช้เป็นข้อมูล Input ของแบบจำลอง แสดงดังตารางที่ 4.2-8

ตารางที่ 4.2-8: สรุปตัวแปรและค่านำเข้าที่ใช้ในแบบจำลองการแพร่กระจายและการตกจมของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน (MUDMAP)

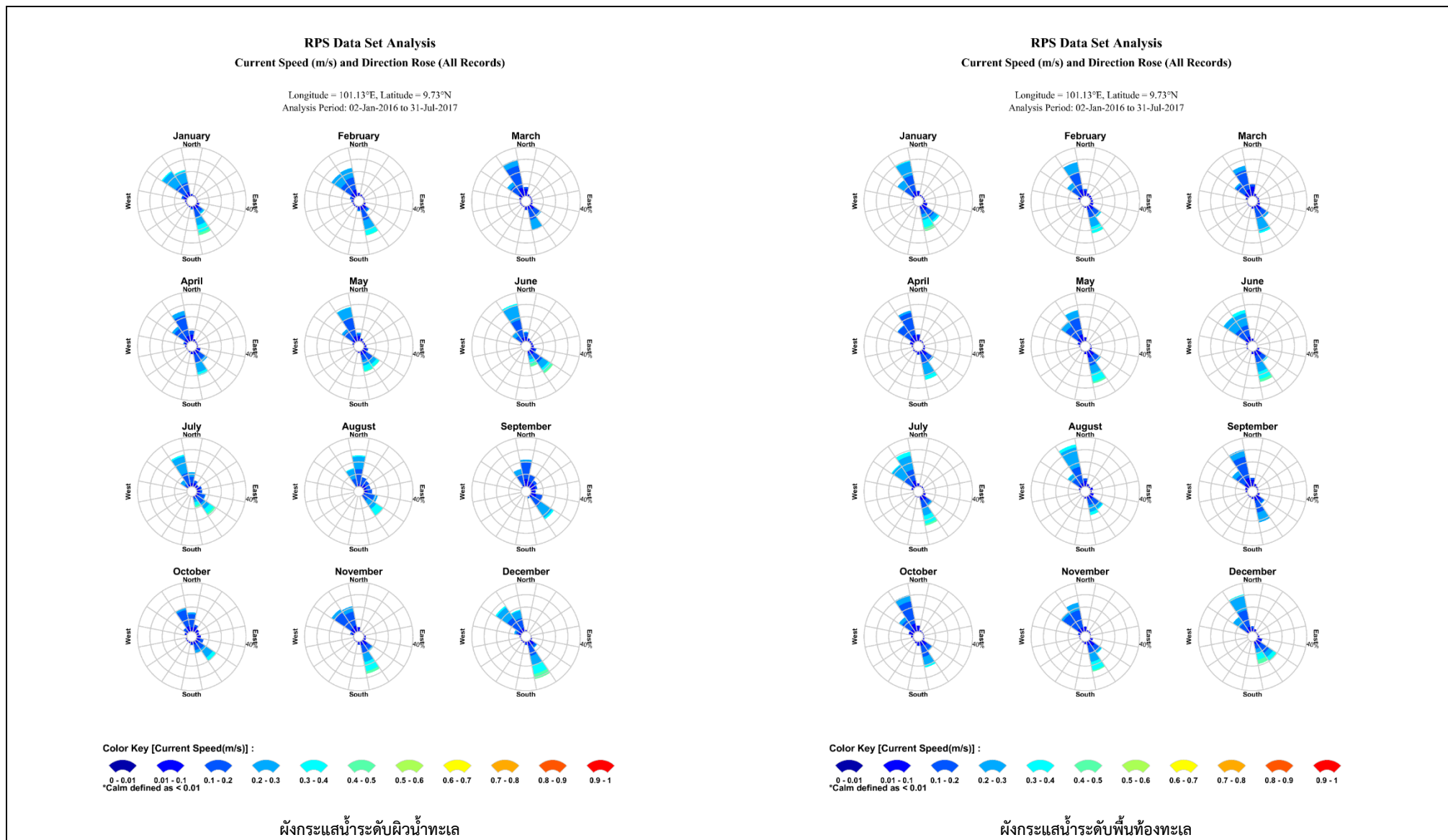
ตัวแปร	ข้อมูลนำเข้า
ปริมาณเศษหินจากการเจาะที่ระบายออกบริเวณพื้นท้องทะเล	148.19 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณเศษหินจากการเจาะที่ระบายออกบริเวณใกล้ผิวน้ำทะเล	559.01 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษหินทั้งหมดที่ระบายออกบริเวณพื้นท้องทะเล	700 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษหินทั้งหมดที่ระบายออกบริเวณใกล้ผิวน้ำทะเล	802.09 ลูกบาศก์เมตร
ความหนาแน่นของเศษหินจากการเจาะ	2,550 กิโลกรัม/ลูกบาศก์เมตร
ความหนาแน่นของโคลนที่ใช้ในการเจาะ	4,200 กิโลกรัม/ลูกบาศก์เมตร
ระยะเวลาระบายเศษหินจากการเจาะบริเวณพื้นท้องทะเล	0.25 วัน
ระยะเวลาระบายเศษหินจากการเจาะบริเวณผิวน้ำทะเล	12.75 วัน
ระดับความลึกที่ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินบริเวณพื้นท้องทะเล	2 เมตร เหนือระดับพื้นท้องทะเล
ระดับความลึกที่ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินบริเวณผิวน้ำทะเล	5 เมตร ใต้ระดับผิวน้ำทะเล
แนวการจัดวางของท่อปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน	แนวตั้ง
เส้นผ่านศูนย์กลางของท่อปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน	10 นิ้ว

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ. เอ็นเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (2562) และ RPS (2020)

(3) ข้อมูลกระแสน้ำที่ใช้ในแบบจำลอง

ลักษณะการเคลื่อนที่ของกระแสน้ำ ณ บริเวณพื้นที่โครงการฯ ในอ่าวไทย ที่ได้จากแบบจำลอง HYDROMAP ดังแสดงในรูปที่ 4.2-7 ซึ่งแสดงผังกระแสน้ำ (Current rose) หรือแผนภาพแสดงทิศทางและความเร็วของกระแสน้ำบริเวณผิวน้ำ และบริเวณพื้นท้องทะเลซึ่งใช้เป็นข้อมูล Input ของแบบจำลองการแพร่กระจายในการศึกษาครั้งนี้ โดยจากผังกระแสน้ำของตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 แสดงให้เห็นว่าบริเวณผิวน้ำทะเลและพื้นท้องทะเลมีความเร็วของกระแสน้ำใกล้เคียงกัน ซึ่งมีความเร็วของกระแสน้ำทะเลรายเดือนเฉลี่ยอยู่ในช่วง 0.13 (เดือนมีนาคม เมษายน กันยายน และตุลาคม) ถึง 0.18 (เดือนมกราคม มิถุนายน สิงหาคม และธันวาคม) เมตรต่อวินาที และความเร็วของกระแสน้ำทะเลรายเดือนสูงสุดอยู่ในช่วง 0.29 (เดือนกันยายน) ถึง 0.53 (เดือนมิถุนายน) เมตรต่อวินาที

รูปที่ 4.2-7: ผังกระแสน้ำรายเดือน ณ บริเวณตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88



ที่มา: RPS (2020)

(4) ข้อมูลการกระจายของขนาดอนุภาคเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน

การกระจายขนาดและความเร็วในการตกจมของอนุภาคเศษหินจากการเจาะในแต่ละช่วงหลุม แสดงในตารางที่ 4.2-9 ซึ่งความเร็วในการตกตะกอนของอนุภาคขนาดต่างๆ เป็นข้อมูลจากการศึกษาโดย Dryer (1986)

ตารางที่ 4.2-9: การจำแนกขนาดอนุภาคเศษหิน และความเร็วในการจมตัวของเศษหินที่เกิดจากการเจาะ และโคลนที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะ

ขนาดอนุภาค (มิลลิเมตร)	ความเร็วในการ ตกตะกอน (เซนติเมตร/วินาที)	สัดส่วนของอนุภาคเศษหินแต่ละขนาด จากช่วงหลุมระดับบน และระดับกลางที่ ใช้น้ำทะเลช่วยเจาะ (ร้อยละโดยปริมาตร)	สัดส่วนของอนุภาคเศษหินแต่ละ ขนาดจากช่วงหลุมระดับล่างที่ใช้ โคลนชนิด SBM ช่วยเจาะ (ร้อยละโดยปริมาตร)
1.41000	20.05000	0.00	0.20
1.00000	14.60000	0.00	0.74
0.70710	11.03000	0.10	4.37
0.50000	7.700000	1.20	13.06
0.35360	5.200000	2.40	19.31
0.25000	3.400000	3.80	12.84
0.17680	2.100000	5.10	6.73
0.12500	1.300000	6.60	6.92
0.08840	0.700000	8.10	11.45
0.06250	0.400000	9.10	5.70
0.04420	0.200000	9.20	3.29
0.03130	0.100000	8.60	3.29
0.02210	0.050000	7.80	1.13
0.01560	0.020000	7.00	1.13
0.01100	0.010000	6.50	0.92
0.00780	0.006000	6.10	0.92
0.00550	0.003000	5.04	1.30
0.00390	0.002000	4.80	1.30
0.00280	0.000700	3.80	0.65
0.00200	0.000400	2.50	0.65
0.00140	0.000200	0.90	0.82
0.00100	0.000100	0.59	0.82
0.00070	0.000050	0.46	0.82
0.00050	0.000025	0.28	0.82
0.00036	0.000010	0.03	0.82

ที่มา: Dryer (1986) อ้างถึงใน RPS (2020)

ผลจากแบบจำลองการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน (MUDMAP)

ผลจากแบบจำลอง MUDMAP ของการเจาะหลุมสำรวจ AE-88 ของโครงการฯ แสดงให้เห็นว่าการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน มีการแพร่กระจาย ดังนี้

การเจาะหลุมช่วงที่ 1 ผลจากแบบจำลอง แสดงให้เห็นว่าเนื่องจากมีการปล่อยเศษหินจากการเจาะที่ระดับใกล้พื้นท้องทะเล กระแสน้ำจึงมีอิทธิพลเพียงเล็กน้อยต่อการเคลื่อนที่ของอนุภาคของเศษหินที่มีขนาดใหญ่ ซึ่งเป็นผลให้อนุภาคของเศษหินส่วนใหญ่จมตัวอย่างรวดเร็วภายในระยะทางน้อยกว่า 100 เมตร จากจุดปล่อย ส่วนการเคลื่อนที่ของอนุภาคเศษหินที่มีขนาดเล็ก จะได้รับอิทธิพลจากกระแสน้ำ ทำให้อนุภาคเศษหินแขวนลอยอยู่ในน้ำเป็นเวลาหลายชั่วโมงก่อนจมลงสู่พื้นท้องทะเล ที่ระยะทางไกลจากจุดปล่อยมากกว่า 1 กิโลเมตร โดยส่วนใหญ่จะมีการแพร่กระจายตามทิศทางของกระแสน้ำหลักในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ทิศตะวันออกเฉียงใต้ของตำแหน่งหลุมเจาะ ดังแสดงในภาคผนวกที่ 4.2-2

การเจาะหลุมช่วงที่ 2-5 ผลจากแบบจำลอง แสดงให้เห็นว่า เศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินซึ่งถูกหมุนเวียนเข้าสู่ระบบควบคุมของแท่นขุดเจาะ ก่อนปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่มีความลึก 5 เมตรจากระดับผิวน้ำทะเล และความเร็วในการตกตะกอนมีค่าต่ำ จึงทำให้อนุภาคของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่มีขนาดใหญ่ถูกพัดพาไปโดยกระแสน้ำได้ไกลกว่าการปล่อยที่ระดับใกล้พื้นท้องทะเล โดยส่วนใหญ่จะตกจมอยู่ภายในระยะทางประมาณ 400 เมตร จากตำแหน่งที่ปล่อย และจะมีการแพร่กระจายไปในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ทิศตะวันออกเฉียงใต้ของตำแหน่งหลุมสำรวจ รายละเอียดผลการคาดการณ์จากแบบจำลองดังแสดงในภาคผนวกที่ 4.2-2

เมื่อพิจารณารวมผลการศึกษาการปล่อยเศษหินที่บริเวณพื้นท้องทะเล (จากการเจาะหลุมช่วงที่ 1) กับ การปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ระดับใกล้ผิวน้ำทะเล (จากการเจาะหลุมช่วงที่ 2-5) ณ ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 ของโครงการฯ โดยจำแนกเป็นรายเดือน เมื่อพิจารณาองค์ประกอบที่มีความหนาแน่นมากกว่า 0.02 มิลลิเมตร สามารถสรุปได้ดังนี้

- **พื้นที่ปกคลุม** มีพื้นที่ปกคลุมที่พบสูงสุดในแต่ละเดือน อยู่ในช่วงตั้งแต่ 4.9 ตารางกิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมสำรวจในเดือนมิถุนายน) ถึง 6.1 ตารางกิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมสำรวจในเดือนมีนาคม) ดังแสดงในตารางที่ 4.2-10
- **ระยะทางไกลสุดจากจุดปล่อย** มีระยะทางไกลสุดจากจุดปล่อยในแต่ละเดือน อยู่ในช่วงตั้งแต่ 3.6 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมสำรวจในเดือนสิงหาคม) ถึง 6.2 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมสำรวจในเดือนเมษายน) ดังแสดงในตารางที่ 4.2-11
- **ระยะห่างจากเกาะพะงัน** การแพร่กระจายและการตกจมมีระยะห่างจากเกาะพะงันน้อยที่สุดประมาณ 107.8 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมสำรวจในเดือนกรกฎาคม)

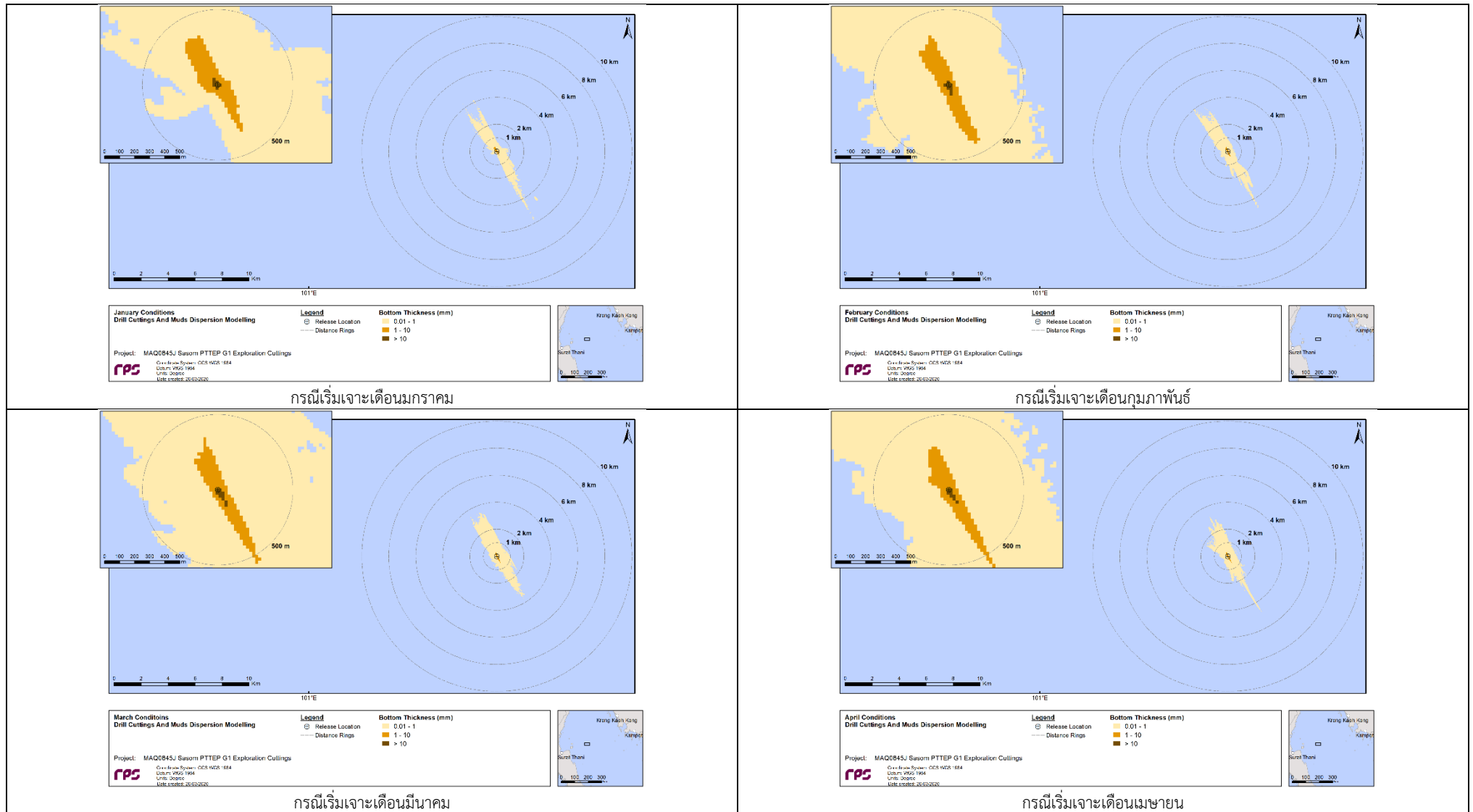
ตารางที่ 4.2-10: ผลการคาดการณ์ พื้นที่ปกคลุมทั้งหมด ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด และระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้ที่สุดของกองเศษหิน โดยจำแนกกรณีเริ่มการเจาะในแต่ละเดือน (เมื่อพิจารณาจากตะกอนที่มีความหนามากกว่า 0.02 มิลลิเมตร)

กรณีเริ่มการเจาะในเดือน	พื้นที่ปกคลุมทั้งหมด (ตารางกิโลเมตร)	ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด (กิโลเมตร)	ระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหว ที่อยู่ใกล้ที่สุด (เกาะพะงัน) (กม.)
มกราคม	5.2	5.8	108.2
กุมภาพันธ์	5.7	4.7	109.3
มีนาคม	6.1	3.9	110.1
เมษายน	5.1	4.8	109.2
พฤษภาคม	5.4	4.9	109.1
มิถุนายน	4.9	4.3	109.7
กรกฎาคม	5.1	6.2	107.8
สิงหาคม	5.2	3.6	110.4
กันยายน	5.2	4.4	109.6
ตุลาคม	5.3	4.3	109.7
พฤศจิกายน	5.1	5.7	108.3
ธันวาคม	5.5	5.8	108.2
ต่ำสุด	4.9	3.6	107.8
สูงสุด	6.1	6.2	110.4

ที่มา: RPS (2020)

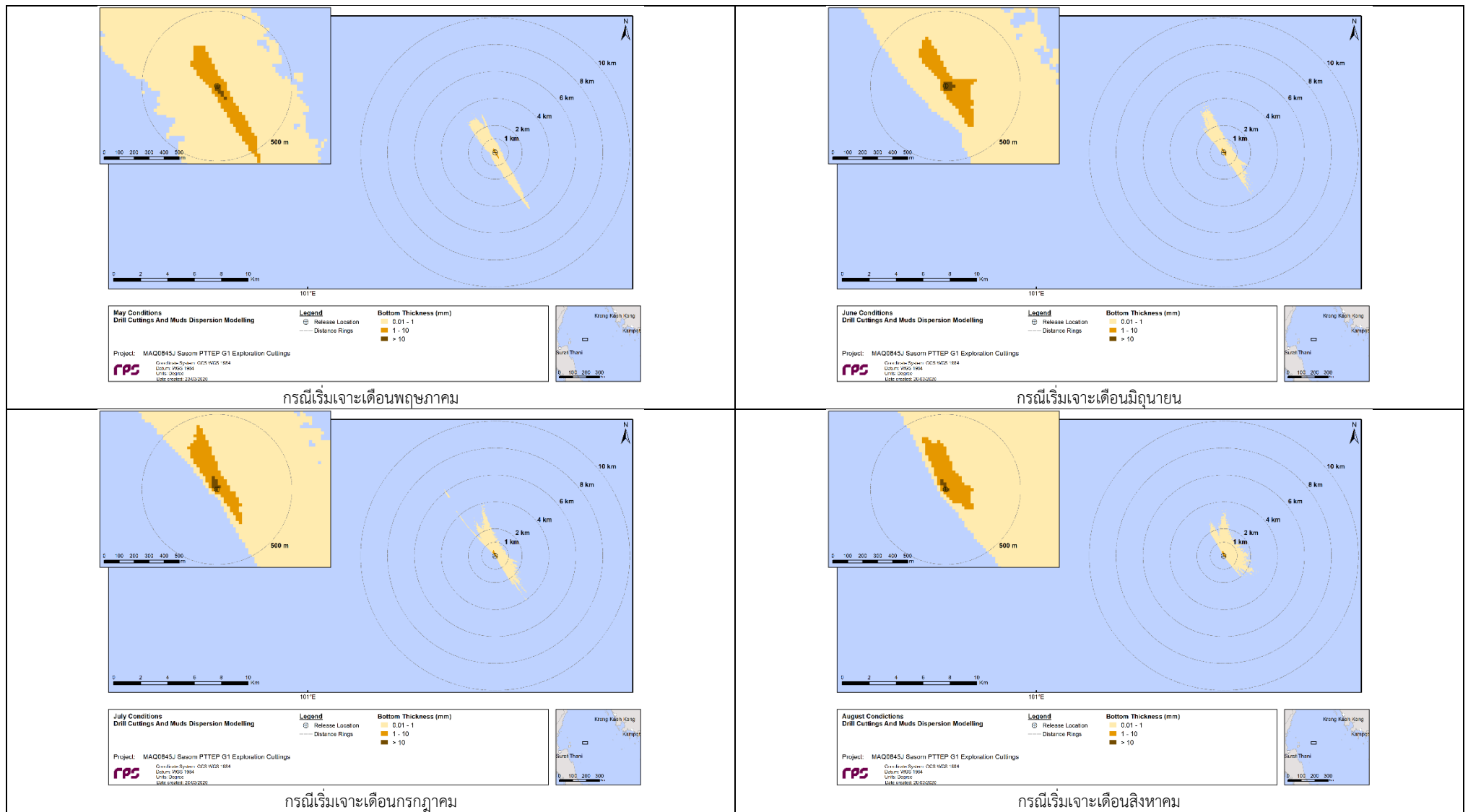
รูปแบบและขอบเขตของการแพร่กระจายและการก่อกวนของเศษหินจากการเจาะที่ได้จากการจำลองด้วยแบบจำลองทั้ง 12 กรณี แสดงในรูปที่ 4.2-8 ถึง รูปที่ 4.2-10

รูปที่ 4.2-8: พื้นที่ปกคลุมและความหนาของกองเศษหินจากการระบายเศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินที่จากการเจาะ ณ ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 (กรณีเริ่มเจาะเดือนมกราคม-เมษายน)



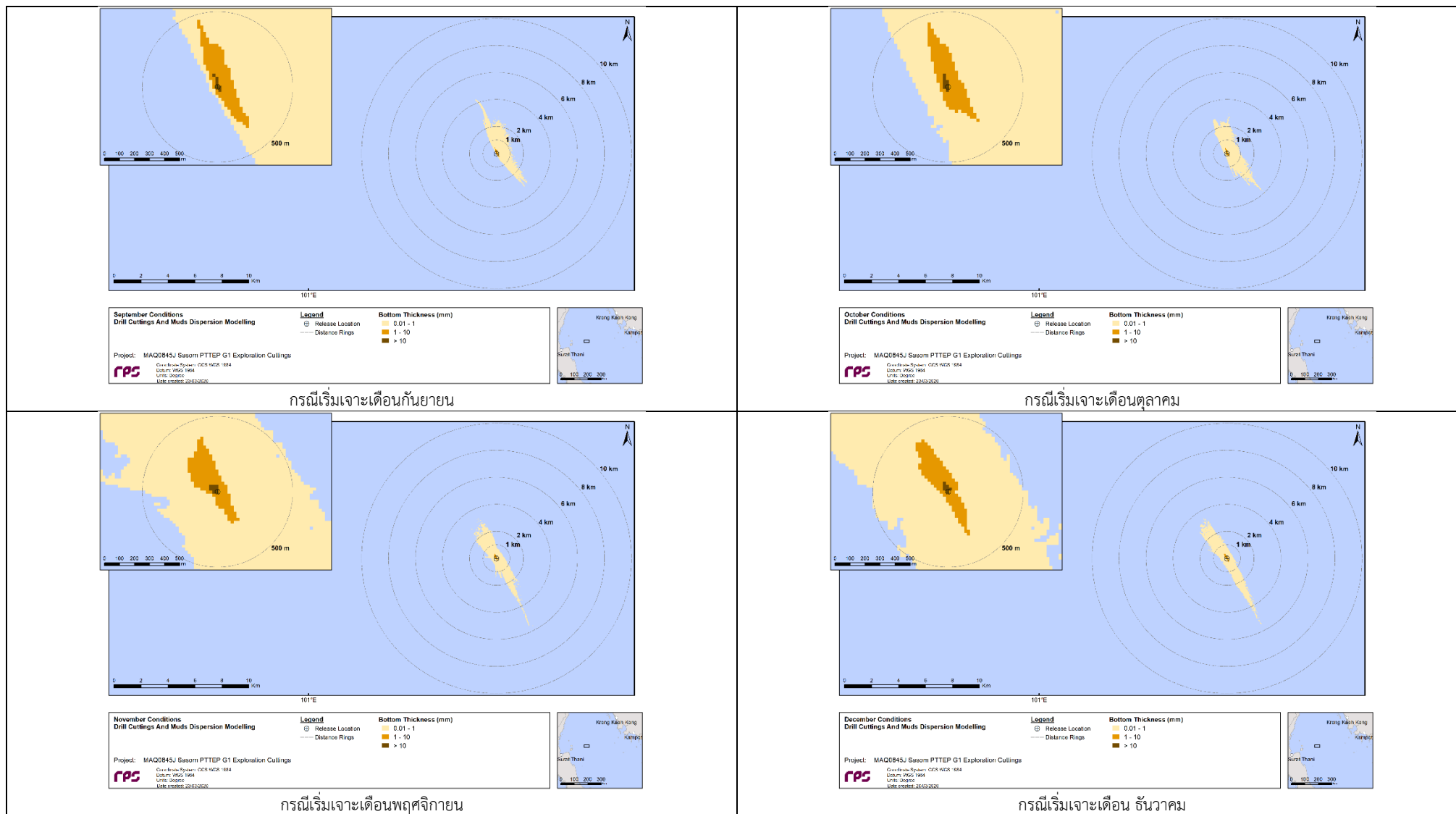
ที่มา: RPS (2020)

รูปที่ 4.2-9: พื้นที่ปกคลุมและความหนาของกองเศษหินจากการระบายเศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินที่จากการเจาะ ณ ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 (กรณีเริ่มเจาะเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม)



ที่มา: RPS (2020)

รูปที่ 4.2-10: พื้นที่ปกคลุมและความหนาของกองเศษหินจากการระบายเศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินที่จากการเจาะ ณ ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 (กรณีเริ่มเจาะเดือนกันยายน-ธันวาคม)



ที่มา: RPS (2020)

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาพื้นที่ปกคลุมของกองเศษหินทั้งหมดจากการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน ณ ตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88 พบว่า พื้นที่ส่วนใหญ่จะถูกปกคลุมด้วยกองเศษหินที่มีความหนาช่วง 0.02-1 มิลลิเมตร ดังแสดงในตารางที่ 4.2-11 ในขณะที่ระยะทางที่ปกคลุมกองเศษหินที่มีความหนามากกว่า 10 มิลลิเมตร จะมีพื้นที่ปกคลุมไม่เกิน 100 เมตร จากตำแหน่งหลุมสำรวจ

ตารางที่ 4.2-11: การคาดการณ์พื้นที่ปกคลุมของกองเศษหิน จำแนกตามช่วงความหนาของเศษหิน จากตำแหน่งหลุมสำรวจ AE-88

กรณีเริ่มการเจาะในเดือน	ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด (กิโลเมตร)		
	ความหนา ช่วงมากกว่า 0.02 มม.	ความหนา มากกว่า 1 มม.	ความหนา มากกว่า 10 มม.
มกราคม	5.8	0.4	<0.1
กุมภาพันธ์	4.7	0.4	<0.1
มีนาคม	3.9	0.6	0.1
เมษายน	4.8	0.6	0.1
พฤษภาคม	4.9	0.6	0.1
มิถุนายน	4.3	0.4	<0.1
กรกฎาคม	6.2	0.4	<0.1
สิงหาคม	3.6	0.4	<0.1
กันยายน	4.4	0.5	<0.1
ตุลาคม	4.3	0.4	<0.1
พฤศจิกายน	5.7	0.4	<0.1
ธันวาคม	5.8	0.4	<0.1
ต่ำสุด	3.6	0.4	<0.1
สูงสุด	6.2	0.6	0.1

ที่มา: RPS (2020)

3) **ระยะเวลาที่จะเกิดผลกระทบ** พิจารณาว่าความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นอยู่ในระดับปานกลางเนื่องจากผลกระทบต่อลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลที่อาจเกิดขึ้นเป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นในช่วงที่มีการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน ซึ่งจะใช้เวลาประมาณ 13 วันต่อการเจาะหลุมสำรวจแบบ 5 ช่วง 1 หลุม ซึ่งมีการปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหินแบบต่อเนื่อง โดยผลกระทบอาจคงอยู่หลังจากกิจกรรมเสร็จสิ้นไปแล้วเป็นระยะเวลาหนึ่ง

4) **ขอบเขตของผลกระทบ** พิจารณาว่าความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นอยู่ในระดับต่ำเนื่องจาก ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินต่อคุณภาพและลักษณะของดินตะกอนพื้นท้องทะเลจะจำกัดอยู่ในพื้นที่สูงสุด 6.1 ตารางกิโลเมตร และมีระยะห่างจากจุดปล่อยไกลสุด 6.2 กิโลเมตร โดยไม่ครอบคลุมถึงแหล่งรับผลกระทบที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด

ผลจากการคาดการณ์องค์ประกอบทั้ง 4 ด้านข้างต้น จึงคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเลของโครงการฯ อยู่ในระดับปานกลาง



ภาคผนวกที่ 4.5-1

ผลการประเมินอันตรายร้ายแรงด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ
โครงการการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61
ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด
ที่ได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2563

4.5.2 การประเมินอันตรายร้ายแรงจากอัคคีภัยและการระเบิด

ในหัวข้อนี้จะแสดงการประเมินอันตรายร้ายแรงที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดบนแท่นเจาะ ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งในกิจกรรมการเจาะหลุมสำรวจของโครงการฯ โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.5.2.1 แหล่งกำเนิดผลกระทบหรือแหล่งอันตรายร้ายแรง

จากการทบทวนรายละเอียดของโครงการฯ เพื่อพิจารณากิจกรรมที่มีโอกาสที่จะทำให้เกิดอันตรายร้ายแรงมากที่สุด โดยพิจารณาจากคุณสมบัติของปิโตรเลียม ทั้งในสถานะของเหลว (น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)) และก๊าซ (ก๊าซธรรมชาติ) ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นสารไวไฟ โดยอันตรายร้ายแรงที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโครงการฯ คือ การพลุ่ง (Blowout) ซึ่งหมายถึงเหตุการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียมปริมาณมากที่สามารถเกิดขึ้นในระหว่างกิจกรรมการเจาะหลุมสำรวจ ซึ่งเป็นการรั่วไหลออกมาของน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ก๊าซ น้ำ หรือของเหลวอื่นๆ จากหลุมโดยไม่สามารถควบคุมได้ เนื่องมาจากความบกพร่องของการควบคุมแรงดันภายในแหล่งกักเก็บ

จากนั้นพิจารณาข้อมูลอุปกรณ์ที่สำคัญจากเอกสารการออกแบบต่างๆ เช่น Piping and Instrument Diagram (PID) ผังบริเวณของแท่นเจาะในแต่ละชั้น (Layout) จากแนวทางการจำแนกอันตรายร้ายแรงของธนาคารโลก (World Bank, *Technique for Assessing Industrial Hazard*, 1988) โดยหน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ ที่อาจนำไปสู่เหตุการณ์ร้ายแรงในแท่นเจาะ มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4.5-6

ทั้งนี้ ในพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ ได้มีการออกแบบและติดตั้งระบบป้องกันการเกิดอันตรายร้ายแรงไว้แล้ว ตัวอย่างเช่น การป้องกันการรั่วไหลและตรวจสอบการรั่วไหลจากกระบวนการผลิต การกำหนดพื้นที่ที่กระบวนการผลิตเป็นพื้นที่ควบคุม (Restricted area) เพื่อป้องกันไม่ให้มีแหล่งความร้อน/ประกายไฟในบริเวณดังกล่าว และจัดให้มีระบบดับเพลิง ระบบป้องกันเพลิงไหม้ รวมถึงระบบความปลอดภัยในการทำงาน เป็นต้น และลดให้โอกาสที่จะเกิดอันตรายร้ายแรงให้น้อยหรือแทบไม่มีเลย

ตารางที่ 4.5-6: องค์ประกอบที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard source) ของโครงการฯ

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ	สารที่รั่วไหล	สภาวะการกักเก็บ / สภาวะดำเนินการ			
		รูปแบบ	ปากหลุม	อุณหภูมิ สูงสุด (°F)	ความดัน สูงสุด (psi)
1. หลุมเจาะ (การพลุ่ง)	น้ำมันดิบ	หลุมเจาะ	Ø 26.0 นิ้ว	250	5,800
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	หลุมเจาะ	Ø 26.0 นิ้ว	250	5,800
	ก๊าซธรรมชาติ	หลุมเจาะ	Ø 26.0 นิ้ว	250	2,400
2. เครื่องแยกสถานะ (3-Phases Separator)	น้ำมันดิบ	Vessel	Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.	212	1,440
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	Vessel	Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.	212	1,440
	ก๊าซธรรมชาติ	Vessel	Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.	212	1,440
3. ถังกักเก็บส่วนที่เป็น ของเหลว (Surge tank)	น้ำมันดิบ	Tank	Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.	212	150
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	Tank	Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.	212	150

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (2562)

4.5.2.2 แหล่งรับผลกระทบ

หากเกิดอัคคีภัยและ/หรือการระเบิดจะส่งผลกระทบต่อผู้ที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะเท่านั้น ทั้งนี้เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ ตั้งอยู่กลางอ่าวไทยจึงไม่มีชุมชนอยู่ในบริเวณใกล้เคียง

4.5.2.3 การคาดการณ์ผลกระทบ

การคาดการณ์ผลกระทบจะพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน ตั้งแต่ในขั้นตอนการทำสัญญากับแท่นเจาะ การออกแบบหลุมสำรวจ การจัดเตรียมและตรวจสอบระบบความปลอดภัย การจัดเตรียมและตรวจสอบอุปกรณ์ความปลอดภัย ระบบดับเพลิง ระบบป้องกันเพลิงไหม้และอุปกรณ์ช่วยชีวิตของโครงการฯ ที่สอดคล้องกับกฎหมาย และมาตรฐานของอุตสาหกรรม โดยในท้ายที่สุดจะถูกกำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบเพื่อใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไปเพื่อให้ทราบถึงระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา (Consequence)

การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา จะต้องพิจารณาข้อมูล 4 ขั้นตอน ได้แก่ 1) การกำหนดสมมติฐานและกรณีศึกษา 2) การศึกษาข้อมูลสภาพแวดล้อมปัจจุบัน 3) การประเมินผลกระทบด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ และ 4) การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา โดยมีรายละเอียดของแต่ละขั้นตอน ดังนี้

4.5.2.3.(1) การกำหนดสมมติฐานและกรณีศึกษา

ขั้นตอนนี้เป็นการคาดคะเนหรือจำลองเหตุการณ์ที่จะนำไปสู่การเกิดอันตรายร้ายแรงรวมทั้งกำหนดกรณีศึกษาเพื่อใช้เป็นข้อมูลนำเข้าแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งโครงการฯ ได้พิจารณาจากข้อมูลดังนี้

ก. การพิจารณาจากความถี่ของการเกิดเหตุการณ์

โครงการฯ ได้กำหนดกรณีการรั่วไหลเพื่อใช้สำหรับการศึกษา ให้ครอบคลุมทั้งกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case) และกรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด (Most likely case) สรุปได้ดังนี้

- **กรณีการรั่วไหลที่เลวร้ายที่สุด (Worst case)** เป็นการพิจารณาผลกระทบจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมากจาก 2 กรณี ได้แก่
 - **กรณีการพ่น (Blowout)** ในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันการพ่นที่ปากหลุมไม่สามารถทำงานได้ ซึ่งผลการประเมินที่ได้จะแสดงถึงระดับอันตรายสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นได้ในสถานะที่อุปกรณ์ป้องกันและลดผลกระทบที่มีการติดตั้งหรือดำเนินการอยู่ไม่สามารถทำงานได้ และ
 - **กรณีเกิดการแตกหัก (Rupture case)** ของอุปกรณ์ในกระบวนการทดสอบหลุม ได้แก่ เครื่องแยกสถานะ (3-Phase Separator) และถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank) ซึ่งผลการประเมินที่ได้จะแสดงถึงระดับอันตรายสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นได้ในสถานะที่อุปกรณ์ป้องกันและลดผลกระทบที่มีการติดตั้งหรือดำเนินการอยู่ไม่สามารถทำงานได้

- **กรณีการรั่วไหลที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด (Most likely case)** จะพิจารณาจากผลกระทบจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมที่มีโอกาสเกิดขึ้นมาก จากกรณีการรั่วไหลออกจากอุปกรณ์ในกระบวนการทดสอบหลุม ในกรณีที่เกิดรั่ว โดยขนาดของรั่วที่นำมาใช้เป็นกรณีศึกษาจะเลือกขนาดรั่วที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด โดยอ้างอิงจากข้อมูลสถิติความถี่ในการเกิดการรั่วไหลของจาก Suggested Generic Equipment Failure Frequencies ที่ระบุไว้ใน API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) ดังแสดงในตารางที่ 4.5-7 และเลือกใช้ความถี่ที่แสดงถึงโอกาสการเกิดมากที่สุดในแต่ละอุปกรณ์

ตารางที่ 4.5-7: โอกาสการเกิดอุบัติเหตุที่อุปกรณ์ต่างๆ

ประเภทอุปกรณ์	ความถี่ในการเกิดการรั่วไหล (Leak Frequency) (ครั้ง/ปี)			
	รั่ว 0.25 นิ้ว	รั่ว 1 นิ้ว	รั่ว 4 นิ้ว	แตกหัก
Compressor	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Heat Exchanger	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Piping, 1-inch diameter	2.80×10^{-5}	-	-	2.60×10^{-6}
Piping, 2-inch diameter	2.80×10^{-5}	-	-	2.60×10^{-6}
Piping, 4-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	-	2.60×10^{-6}
Piping, 6-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	-	2.60×10^{-6}
Piping, 8-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Piping, 10-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Piping, 12-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Piping, 16-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Piping, >16-inch diameter	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Pump	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}
Tank	7.00×10^{-5}	2.50×10^{-5}	5.00×10^{-6}	1.00×10^{-7}
Vessel (Column/Reactor/Drum)	8.00×10^{-6}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-6}	6.00×10^{-7}

ที่มา: API581, Risk-Based Inspection Technology, 2nd Edition (2008)

โครงการฯ ได้กำหนดกรณีการรั่วไหลเพื่อใช้สำหรับการศึกษา คือ **กรณีการรั่วไหลที่เลวร้ายที่สุด (Worst case)** เป็นการพิจารณาผลกระทบจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมากจากกรณีการพุ่ง (Blowout) ในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันการพุ่งที่ปากหลุมไม่สามารถทำงานได้ ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก อย่างไรก็ตาม ผลการประเมินที่ได้จะแสดงถึงระดับอันตรายสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นได้ในสภาวะที่อุปกรณ์ป้องกันและลดผลกระทบที่มีการติดตั้งหรือดำเนินการอยู่ไม่สามารถทำงานได้

ข. การพิจารณาระยะเวลาการรั่วไหล

พิจารณาการรั่วไหลจนกว่าสารที่ค้างในอุปกรณ์จะไหลออกจนหมด สำหรับการรั่วไหลจากหลุมเจาะ จะพิจารณาการรั่วไหลไม่เกินระยะเวลาการรั่วไหลสูงสุดของสารอันตรายตามแนวทางของ API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) ซึ่งกำหนดให้ระยะเวลาการรั่วไหลขึ้นกับลักษณะระบบตรวจจับและระบบตัดการทำงาน (Detection and isolation systems) ของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 4.5-8

ตารางที่ 4.5-8: การพิจารณาระยะเวลาการรั่วไหลกับลักษณะระบบตรวจจับและระบบตัดการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในโครงการฯ

ระบบการตรวจจับการรั่วไหล (Detection Systems)	ระบบตัดการทำงาน (Isolation Systems)	ระยะเวลาการรั่วไหลสูงสุด (Maximum Leak Duration)
A Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating (i.e. loss of pressure or flow) in the system	B Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak	30 นาที สำหรับรั่ว 0.25 นิ้ว 20 นาที สำหรับรั่ว 1 นิ้ว 10 นาที สำหรับรั่ว 4 นิ้วขึ้นไป

ที่มา: API581, Risk-Based Inspection Technology, 2nd Edition (2008)

ค. การพิจารณาพฤติกรรมของสารหลังการรั่วไหล

พิจารณาได้จากคุณสมบัติของสารอันตรายของโครงการฯ คือ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และ ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่มีคุณสมบัติเป็นสารไวไฟ ดังแสดงในตารางที่ 4.5-9

ตารางที่ 4.5-9: รายละเอียดคุณสมบัติของสารอันตรายของโครงการฯ

คุณสมบัติสารอันตรายของโครงการ	
น้ำมันดิบ	<p>คุณสมบัติความเป็นอันตรายและการติดไฟ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ สถานะปกติ: ของเหลวไวไฟ ▪ จุดเดือด (Boiling point): 343.89 องศาเซลเซียส ที่ 1 ความดันบรรยากาศ ▪ LFL = - ส่วนในล้านส่วน (เทียบเท่า C17-C25) <p>องค์ประกอบ</p> <p>สารผสมซับซ้อนซึ่งองค์ประกอบส่วนใหญ่เป็น ไฮโดรคาร์บอนที่มีน้ำหนักโมเลกุลต่างกัน และ สารประกอบอินทรีย์ที่เป็นของเหลวอื่นๆ เช่น Paraffins, Olefins, Naphtha เป็นต้น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ความหนาแน่น: 51.54 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
ก๊าซธรรมชาติ	<p>คุณสมบัติความเป็นอันตรายและการติดไฟ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ สถานะปกติ: ก๊าซไวไฟ ▪ จุดเดือด (Boiling point): -161.5 องศาเซลเซียส ที่ 1 ความดันบรรยากาศ ▪ LFL = 50,000 ส่วนในล้านส่วน (เทียบเท่ามีเทน) <p>องค์ประกอบ</p> <p>องค์ประกอบส่วนใหญ่เป็นสารมีเทน</p> <p>คุณสมบัติทางกายภาพ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ความหนาแน่น: 0.04 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	<p>คุณสมบัติความเป็นอันตรายและการติดไฟ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ สถานะปกติ: ของเหลวไวไฟ ▪ จุดเดือด (Boiling point): 343.89 องศาเซลเซียส ที่ 1 ความดันบรรยากาศ ▪ LFL = 50,000 ส่วนในล้านส่วน (เทียบเท่ามีเทน) <p>องค์ประกอบ</p> <p>องค์ประกอบส่วนใหญ่เป็นสารมีเทน</p> <p>คุณสมบัติทางกายภาพ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ความหนาแน่น: 25.820 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (2562)

ง. สรุปกรณีศึกษาและโอกาสในการรั่วไหลในแต่ละอุปกรณ์ของโครงการฯ

ผลจากการพิจารณาข้อมูลที่เกี่ยวข้องข้างต้น สามารถสรุปรายละเอียดของกรณีศึกษาที่จะนำมาใช้สำหรับการประเมินผลกระทบด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ ดังแสดงในตารางที่ 4.5-10

ตารางที่ 4.5-10: กรณีศึกษาและโอกาสในการรั่วไหลในแต่ละรายการอุปกรณ์ของโครงการฯ

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	ความถี่ในการเกิด เหตุการณ์ (ครั้ง/ปี)
1. การพลุ่งในระหว่างการเจาะ หลุมสำรวจ (ปากหลุม Ø 26.0 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$8 \times 10^{-4(1)}$
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$8 \times 10^{-4(1)}$
	ก๊าซธรรมชาติ	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$8 \times 10^{-4(1)}$
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.)	น้ำมันดิบ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$6.00 \times 10^{-7(2)}$
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	$2.00 \times 10^{-5(2)}$
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$6.00 \times 10^{-7(2)}$
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	$2.00 \times 10^{-5(2)}$
	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$6.00 \times 10^{-7(2)}$
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	$2.00 \times 10^{-5(2)}$
3. ถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank) (Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.)	น้ำมันดิบ (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$6.00 \times 10^{-7(2)}$
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	$2.00 \times 10^{-5(2)}$
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	$6.00 \times 10^{-7(2)}$
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	$2.00 \times 10^{-5(2)}$

ที่มา: (1) International Association of Oil & Gas Producers (2019) โดยพิจารณาการเกิดการพลุ่งที่ส่วนบนของแท่นเจาะใช้ Factor 0.61
ร่วมกับความถี่ 1.3×10^{-3} ครั้งต่อหลุม
(2) API Publication 581 (Risk-Based Inspection Technology), 2nd edition (2008)

4.5.2.3.(2) การศึกษาข้อมูลสภาพแวดล้อมปัจจุบัน

การศึกษาข้อมูลสภาพแวดล้อมปัจจุบัน ประกอบด้วย

- การศึกษาแผนที่ตั้งโครงการฯ ตำแหน่งอุปกรณ์จุดเสี่ยงที่สำคัญ รวมถึงสภาพพื้นที่ข้างเคียงโดยรอบเพื่อนำมาใช้ในการนำเสนอระดับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในระดับต่างๆ
- การศึกษาข้อมูลสภาพอุตุนิยมวิทยาที่ใช้ในการประเมินอันตรายร้ายแรง ได้แก่ อุณหภูมิบรรยากาศ ความดันบรรยากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ และความเร็วลม โดยได้ใช้ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาในกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case) เป็นตัวแทนในการประเมิน ซึ่งอ้างอิงตามแนวทางการประเมินของ US EPA (1999) ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4.5-11

ตารางที่ 4.5-11: ข้อมูลสภาพอุตุนิยมวิทยาที่ใช้ในการประเมินอันตรายร้ายแรง

ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาที่ใช้	ข้อมูลอุตุนิยมวิทยากรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case)
อุณหภูมิบรรยากาศเฉลี่ย (องศาเซลเซียส)	25.0
ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย (ร้อยละ)	50.0
ความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด (เมตรต่อวินาที)	1.5
Stability Class	D (Natural condition)

ที่มา : US EPA (1999)

4.5.2.3.(3) การประเมินผลกระทบด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์

ก. แบบจำลองที่ใช้ในการศึกษา

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้สำหรับการประเมินอันตรายร้ายแรง คือ แบบจำลอง BREEZE Incident Analyst ที่มีการพัฒนาต่อเนื่องมาจากแบบจำลอง BREEZE HAZ. ของบริษัท Trinity Consultants Inc. ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งประกอบด้วยแบบจำลองย่อย ดังนี้

- 1) **SOURCE TERM WIZARD MODEL** เป็นแบบจำลองเพื่อประมาณการปล่อยสารเคมีเมื่อมีการรั่วไหลในสถานะต่างๆ ก่อนนำไปสู่การประเมินผลของการแพร่กระจาย (Dispersion) การติดไฟลุกไหม้ (Fire) และการระเบิด (Explosion)
- 2) **DISPERSION MODEL** เป็นแบบจำลองเพื่อพิจารณาระดับผลกระทบเนื่องจากการแพร่กระจายของสารเคมี ประกอบด้วยแบบจำลองย่อยต่างๆ ดังนี้
 - INPUFF เป็นแบบจำลองที่พัฒนาจาก EPA's INPUFF model โดย INPUFF เป็น Integrated Gaussian puff model ทั้งในกรณี Instantaneous หรือ Continuous, Buoyant หรือ Neutrally-buoyant gas releases
 - AFTOX เป็นแบบจำลองที่พัฒนาจาก U.S. Air Force's Toxic Corridor Model (AFTOX) ซึ่งเหมาะกับการรั่วไหลแบบ Liquid spill
 - SLAB เป็นแบบจำลองที่พัฒนาจาก Lawrence Livermore National Laboratory's (LLNL) SLAB model. SLAB เพื่อใช้กับการแพร่ของสารเคมีที่หนักกว่าอากาศ
 - DEGADIS+ เป็นแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นโดยมีพื้นฐานมาจาก U.S. Environmental Protection Agency's (EPA) DEGADIS model โดย DEGADIS+ เพื่อประเมินการแพร่กระจายตามชนิดของสารเคมีใช้หลักการของการแพร่แบบ Instantaneous, Steady-state, และ Transient releases of dense gases
- 3) **EXPLOSION MODEL** เป็นแบบจำลองเพื่อใช้ประเมินผลกระทบเนื่องจากการระเบิดของกลุ่มสารเคมี (Vapor Cloud Explosion หรือ VCE)
- 4) **FIRE MODEL** เป็นแบบจำลองที่ใช้ประเมินผลกระทบเนื่องจากการลุกติดในลักษณะต่างๆ เช่น Pool fires, Vertical jet fires และ Boiling Liquid Expanding Vapor Explosions (BLEVEs) เป็นต้น

ข. ผลจากการศึกษาด้วยแบบจำลอง

อัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหล ซึ่งคำนวณด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ SOURCE TERM WIZARD MODEL สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังตารางที่ 4.5-12

ตารางที่ 4.5-12:รายละเอียดอัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหลของแต่ละหน่วยอันตราย

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารเคมีอันตราย	กรณีศึกษา	สถานะที่รั่วไหล	อัตรา การรั่วไหล (Kg/s)	ระยะเวลา รั่วไหล (วินาที)	ปริมาณ รั่วไหล (ตัน)	อัตราการระเหย จากบ่อของเหลว (Kg/s)	ลักษณะ การรั่วไหล ⁽¹⁾	เหตุการณ์อันตรายที่มีโอกาสเกิดขึ้น			
									Fireball	Jet Fire	Pool Fire	Flash Fire or VCE
1. หลุมสำรวจ (ปากหลุม Ø 26.0 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	กรณี Blowout	ของเหลว	80,261.87	600.00	48,157.12	1,723.92	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
			ของเหลว	80,261.87	600.00	48,157.12	1,723.92	ต่อเนื่อง	-	✓*	-	-
	ก๊าซธรรมชาติ (คอนเดนเสท)	กรณี Blowout	ของเหลว	20,515.22	600.00	12,309.13	20,515.22	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
			ของเหลว	20,515.22	600.00	12,309.13	20,515.22	ต่อเนื่อง	-	✓*	-	-
	ก๊าซธรรมชาติ	กรณี Blowout	ก๊าซ	14,342.83	600.00	8,605.70	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
			ก๊าซ	14,342.83	600.00	8,605.70	-	ต่อเนื่อง	-	✓*	-	-
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	ของเหลว	2,125.00	0.64	1.36	0.04	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	58.97	23.06	1.36	0.04	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
	ก๊าซธรรมชาติ (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	ของเหลว	503.75	0.16	0.08	8.09	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	13.68	5.89	0.08	8.09	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓
	ก๊าซธรรมชาติ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	ก๊าซ	194.92	0.36	0.07	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	5.41	13.22	0.07	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	-
3. ถังกักเก็บส่วนที่เป็น ของเหลว (Surge tank) (Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	ของเหลว	670.99	9.24	6.20	0.18	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	18.62	332.86	6.20	0.18	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓
	ก๊าซธรรมชาติ (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	ของเหลว	151.95	1.75	0.26	26.72	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	4.21	63.07	0.26	4.21	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓

หมายเหตุ: (1) พิจารณาลักษณะการรั่วไหล อ้างอิงจาก API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) ดังนี้

รั่วไหลแบบทันทีทันใด (Instantaneous release) เกิดขึ้นกรณีที่อุปกรณ์เกิดการแตกหัก หรือรอยรั่วขนาดใหญ่ ทำให้ปริมาณการรั่วไหลของสารมากกว่า 4.5 ตัน (> 10,000 lbs.) ภายในเวลา 3 นาที

รั่วไหลแบบต่อเนื่อง (Continuous release) เกิดขึ้นกรณีที่อุปกรณ์เกิดรอยรั่วขนาดเล็ก หรืออัตราการรั่วไหลอย่างช้าๆ หรือปริมาณการรั่วไหลของสารน้อยกว่าหรือเท่ากับ 4.5 ตัน (≤10,000 lbs.) ภายในเวลา 3 นาที

- หมายถึง ไม่เกิดเหตุการณ์อันตราย ✓ หมายถึง มีโอกาสเกิดเหตุการณ์อันตราย

* กรณีศึกษาที่พิจารณาเพิ่มเติมจากโอกาสการเกิดเหตุการณ์อันตรายจากพฤติกรรมของสารหลังการรั่วไหล

สำหรับการพิจารณาผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนจากเหตุการณ์เพลิงไหม้ และระดับแรงดันที่เกิดจากการระเบิด สรุปได้ดังนี้

1) การประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์เพลิงไหม้ จากการรั่วไหลของปิโตรเลียมแล้วเกิดติดไฟทั้งในลักษณะ Jet fire และ Pool fire รวมทั้งการติดไฟลูกไหม้แบบ Fireball ซึ่งจะส่งผลให้มีการแผ่รังสีความร้อนจากการเผาไหม้ โดยเกณฑ์การประเมินจะพิจารณาผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนที่เกิดขึ้น เพื่อหาพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากรังสีความร้อนในระดับ 4.0, 12.5, 25.0 และ 37.5 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดของผลกระทบต่ออุปกรณ์และคนดังสรุปในตารางที่ 4.5-13

ตารางที่ 4.5-13: ลักษณะผลกระทบจากการแผ่รังสีความร้อนในกรณีเหตุการณ์เพลิงไหม้

อัตราการแผ่รังสีความร้อน (กิโลวัตต์/ตารางเมตร)	ลักษณะผลกระทบ	
	ผลกระทบต่ออุปกรณ์	ผลกระทบต่อคน
37.5	อาจทำให้อุปกรณ์การผลิตเกิดความเสียหาย (Damage to process equipment)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 100% หากสัมผัส 10 วินาที มีโอกาสเสียชีวิต 1% (100% lethality in 1 min. 1% lethality in 10 s)
25.0	ทำให้เกิดไฟไหม้โครงสร้างไม้โดยไม่มีเปลวไฟ (Minimum energy to ignite wood at indefinitely long exposure without a flame)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 100% หากสัมผัส 10 วินาที มีโอกาสบาดเจ็บสาหัส (100% lethality in 1 min. significant injury in 10 s)
12.5	พลังงานขั้นต่ำที่ทำให้ไม้ติดไฟหรือพลาสติกหลอมเหลว (Minimum energy to ignite wood with a flame; melts plastic tubing)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 1% หากสัมผัส 10 วินาที ทำให้เกิดแผลไฟไหม้ในระดับที่ 1 (1% lethality in 1 min. 1 st degree burns in 10 s)
4.0	ไม่มีผลกระทบต่ออุปกรณ์	หากสัมผัสเกิน 20 วินาที อาจทำให้เกิดการแสบร้อนแต่ไม่ถึงกับทำให้เกิดแผลพุพอง (Causes pain if duration is longer than 20 s but blistering is unlikely)

ที่มา: World Bank technical paper number 55, Techniques for Assessing Industrial Hazards: A Manual (1988)

2) การประเมินผลกระทบจากการระเบิด จากการรั่วไหลของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติแล้วไม่ติดไฟในทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายของก๊าซหรือไอของเหลวออกสู่บรรยากาศและเกิดการสะสมจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังซึ่งจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) อย่างใดอย่างหนึ่งได้ โดยทำการประเมินระยะการแพร่กระจายของสารไวไฟที่ความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) และรัศมีที่ได้รับผลกระทบที่ระดับแรงดัน 1.0, 3.5, 8 และ 10 psi โดยมีรายละเอียดของผลกระทบต่ออุปกรณ์และคนดังสรุปในตารางที่ 4.5-14

ตารางที่ 4.5-14: ลักษณะผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด

ระดับแรงดัน (psi)	ลักษณะผลกระทบ	
	ผลกระทบต่ออุปกรณ์	ผลกระทบต่อคน
10.0	อาคารคอนกรีตเสริมเหล็กมีความเสียหายอย่างรุนแรงหรือพังยับเยิน ⁽¹⁾ (Reinforced concrete buildings are severely damaged or demolished)	คนส่วนใหญ่มีโอกาเสียชีวิต ⁽¹⁾ (Most people are killed)
8.0	สร้างความเสียหายกับอาคารได้ ⁽²⁾ (Destruction of buildings)/ อาคารคอนกรีตขนาดใหญ่เกิดความเสียหายปานกลาง ⁽³⁾	มีโอกาสดังกล่าวเสียชีวิต เนื่องจากปอด อวัยวะภายในถูกทำลาย ⁽³⁾
3.5	บ้านเรือนเสียหายอย่างรุนแรง ⁽³⁾ / อาคารโครงเหล็กบิดเบี้ยวและถูกดึงออกไปจากรากฐาน ⁽⁴⁾ (Steel frame building distorted and pulled away from foundation)	ทำให้เกิดการบาดเจ็บรุนแรงได้ ⁽²⁾ (Serious injury likely)
1.0	ทำให้กระจกหรือแก้วแตกเป็นชิ้น (Shatters glass) ⁽²⁾	เกิดการบาดเจ็บจากเศษกระจกหรือแก้ว ⁽¹⁾

- ที่มา :
- (1) Glasstone S, Dolan PJ, eds. The effects of nuclear weapons 3rd ed. U.S. Department of Defense and the Energy Research and Development Administration, 1977
 - (2) Breeze Incident Analyst User Guide Version 1.2 ,Trinity Consultants (2013)
 - (3) Planning Guidance for Response to a Nuclear Detonation, Federal Emergency Management Agency (FEMA) (2010)
 - (4) Lees, Frank P., Loss Prevention in the Process Industries Vol.1 London and Boston (1980)

ทั้งนี้ สามารถสรุปผลจากการประเมินผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนจากเหตุการณ์เพลิงไหม้ และระดับแรงดันที่เกิดจากการระเบิดด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ จากทุกกรณีศึกษาได้ดังแสดงในตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.5-15: ผลการคาดการณ์รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดเพลิงไหม้

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารเคมีอันตราย	กรณีศึกษา	ลักษณะ การติดไฟ	รัศมีผลกระทบจากรังสีความร้อน (เมตร)			
				37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²
หลุมเจาะ (ปากหลุมขนาด Ø 26.0 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	การพลุ่ง	Jet Fire	146.14	201.44	325.99	624.86
			Pool Fire	512.65	568.01	685.01	989.41
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพลุ่ง	Jet Fire	185.70	259.63	419.95	800.29
			Pool Fire	349.63	402.37	503.62	745.37
	ก๊าซธรรมชาติ	การพลุ่ง	Fireball	238.59	292.22	413.26	730.55
			Jet Fire	167.95	256.58	449.16	902.30
ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	Fireball	66.26	73.65	89.30	126.12
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire	13.52	14.80	17.42	23.99
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	Pool Fire	28.56	31.34	36.69	49.59
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire	14.64	16.16	18.90	24.98
	ก๊าซธรรมชาติ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	Fireball	40.42	49.42	70.01	123.77
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire	7.59	8.79	16.21	32.07
ถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank) (Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	Pool Fire	165.28	192.95	250.92	396.17
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire	18.03	20.11	25.11	36.59
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	Pool Fire	70.84	87.72	120.96	197.64
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire	10.52	12.59	16.83	24.59

ตารางที่ 4.5-16: ผลการคาดการณ์รัศมีของแรงอัดระเบิดที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดการระเบิด

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารเคมีอันตราย	กรณีศึกษา	อัตรา การรั่วไหล (Kg/s)	ระยะการแพร่กระจายที่ระดับ LFL (เมตร)	ผลกระทบจากแรงอัดระเบิด กรณีเกิด Vapor Cloud Explosion (เมตร)			
					10.0 psi	8.0 psi	3.5 psi	1.0 psi
หลุมเจาะ (ปากหลุมขนาด Ø 26.0 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	การพลุ่ง	80,261.87	48,157.12	708.40	818.84	1,405.13	3,185.17
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพลุ่ง	20,515.22	12,309.13	853.74	986.83	1,693.46	3,838.65
	ก๊าซธรรมชาติ	การพลุ่ง	14,342.83	8,605.70	831.30	960.90	1,648.91	3,737.78
ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	1.36	N/A	20.87	24.12	41.40	93.84
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	1.36	N/A	20.87	24.12	41.40	93.84
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	0.08	N/A	17.04	19.70	33.80	76.63
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.08	N/A	17.04	19.70	33.80	76.63
	ก๊าซธรรมชาติ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	0.07	N/A	16.92	19.55	33.56	76.08
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.07	N/A	16.92	19.55	33.56	76.08
ถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank) (Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.)	น้ำมันดิบ	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	6.20	N/A	34.45	39.83	68.35	154.93
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	6.20	N/A	34.45	39.83	68.35	154.93
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	กรณีอุปกรณ์แตกหัก	0.26	N/A	25.37	29.33	50.33	114.09
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.26	N/A	25.37	29.33	50.33	114.09

ค. สรุปผลจากการศึกษาด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์เป็นรายการณิ

1) กรณีการพลุ่งจากหลุมเจาะ

1.1) กรณีการพลุ่งของน้ำมันดิบ

เมื่อพิจารณาเทียบกับแผนภูมิลำดับขั้นการเกิดเหตุการณ์อันตรายร้ายแรง (Event tree) ตามแนวทางของ API581 (2008) พบว่า มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) อย่างไรก็ตาม โครงการฯ ได้ดำเนินการศึกษาในกรณีเกิดการรั่วไหลอย่างต่อเนื่อง และเกิดการติดไฟในลักษณะ Jet fire ของก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มเติม ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Delayed Ignition		Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
	Ignition	Immediate Ignition	
		Pool Fire /Jet Fire (if continue)	
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 512.65 เมตร และ 708.40 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

1.2) กรณีการพลุ่งของก๊าซธรรมชาติเหลว

เมื่อพิจารณาเทียบกับแผนภูมิลำดับขั้นการเกิดเหตุการณ์อันตรายร้ายแรง (Event tree) ตามแนวทางของ API581 (2008) พบว่า มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) อย่างไรก็ตาม โครงการฯ ได้ดำเนินการศึกษาในกรณีเกิดการรั่วไหลอย่างต่อเนื่อง และเกิดการติดไฟในลักษณะ Jet fire ของก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มเติม ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Delayed Ignition		Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
	Ignition	Immediate Ignition	
		Pool Fire /Jet Fire (if continue)	
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 349.63 เมตร และ 853.74 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุด ซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

1.3) กรณีการพลุ่งของก๊าซธรรมชาติ

เมื่อพิจารณาเทียบกับแผนภูมิลำดับขั้นการเกิดเหตุการณ์อันตรายร้ายแรง (Event tree) ตามแนวทางของ API581 (2008) พบว่า มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบทันทีทันใดของกลุ่มก๊าซแบบ Fireball หรือหากมีการแพร่กระจายของก๊าซออกสู่บรรยากาศและเกิดการสะสมจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลัง จะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Fireball
การรั่วไหลสถานะก๊าซ (Vapor Release)			
	No Ignition	Physical Explosion	

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 238.59 เมตร และ 831.30 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2) กรณีการรั่วไหลจากถังแยกสถานะ

2.1) การรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติจากถังแยกสถานะจากการแตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)

ในกรณีที่เกิดการติดไฟแบบทันทีทันใดของกลุ่มก๊าซแบบ Fireball หรือหากมีการแพร่กระจายของก๊าซออกสู่บรรยากาศและเกิดการสะสมจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลัง จะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Fireball
การรั่วไหลสถานะก๊าซ (Vapor Release)			
	No Ignition	Physical Explosion	

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 40.42 เมตร และ 16.92 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานส่วนใหญ่บนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2.2) กรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติจากถังแยกสถานะจากรั่ว 1 นิ้ว (กรณีมีความถี่สูงสุด)

ในกรณีที่มีการรั่วไหลแบบต่อเนื่อง มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบทันทีทันใดแบบ Jet Fire แต่หากการรั่วไหลของสารแต่ไม่ติดไฟในทันที และมีการแพร่กระจายของก๊าซออกสู่บรรยากาศและเกิดการสะสมจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลัง จะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor Cloud Explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะก๊าซ (Vapor Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Jet Fire (if continuous)
	No Ignition	Physical Explosion	

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 7.59 เมตร และ 16.92 เมตร ตามลำดับ จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2.3) กรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จากถังแยกสถานะจากการแตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)

มีโอกาในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition	Safe Dispersion	

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบให้ผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 28.56 เมตร และ 17.04 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2.4) กรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จากถังแยกสถานะจากรูรั่ว 1 นิ้ว (กรณีมีความถี่สูงสุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบให้ผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 14.64 เมตร และ 17.04 เมตร ตามลำดับ จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2.5) กรณีการรั่วไหลของน้ำมันดิบจากถังแยกสถานะจากการแตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 66.26 เมตร และ 20.87 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานเกือบทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

2.6) กรณีการรั่วไหลของน้ำมันดิบจากถังแยกสถานะจากรูว์ 1 นิ้ว (กรณีมีความถี่สูงสุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m² และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 13.52 เมตร และ 20.87 เมตร ตามลำดับ จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

3) กรณีการรั่วไหลจากถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank)

3.1) กรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จาก Surge tank จากการแตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Ignition	Delayed Ignition	Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
		Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 70.84 เมตร และ 25.37 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานเกือบทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

3.2) กรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จาก Surge tank จากรั่ว 1 นิ้ว (กรณีมีความถี่สูงสุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Delayed Ignition		Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
	Ignition	Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		
	Safe Dispersion		

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 10.52 เมตร และ 25.37 เมตร ตามลำดับ จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

3.3) กรณีการรั่วไหลของน้ำมันดิบจาก Surge tank จากการแตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Delayed Ignition		Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
	Ignition	Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		
	Safe Dispersion		

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 165.28 เมตร และ 34.45 เมตร ตามลำดับ โดยเหตุการณ์เลวร้ายที่สุดซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้นยาก (รายละเอียดของโอกาสการเกิดในหัวข้อที่ 4.5.2.3.(1)) จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานเกือบทั้งหมดบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

3.4) กรณีการรั่วไหลของน้ำมันดิบจาก Surge tank จากรูรั่ว 1 นิ้ว (กรณีมีความถี่สูงสุด)

มีโอกาสในการเกิดการติดไฟแบบ Pool fire หรือกรณีบ่อของเหลวไม่ติดไฟทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายหรือเปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซจากบ่อของเหลวออกสู่บรรยากาศ (Evaporation pool) และอาจเกิดการสะสมของกลุ่มก๊าซจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลังจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion) ได้ดังนี้

การรั่วไหลสถานะของเหลว (Liquid Release)	Delayed Ignition		Flash Fire or Vapor Cloud Explosion
	Ignition	Immediate Ignition	Pool Fire
	No Ignition		Safe Dispersion

จากผลการศึกษาด้วยแบบจำลอง (ตารางที่ 4.5-15 และตารางที่ 4.5-16) เมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกรณีร้ายแรงที่สุด ได้แก่ รังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi จากการเกิดเหตุการณ์แบบต่างๆ ข้างต้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานส่วนใหญ่มีโอกาสเสียชีวิตพบว่า จะมีรัศมีไกลที่สุด คือ 18.03 เมตร และ 34.45 เมตร ตามลำดับ จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานบางส่วนบนแท่นเจาะที่ปฏิบัติงานอยู่นอกชายฝั่ง เนื่องจากแท่นเจาะมีขนาดความกว้าง 65 เมตร และยาว 100 เมตร

4.5.2.4 การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา

การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจะพิจารณาแบ่งเป็น 3 ระดับ คือ ระดับต่ำ ระดับปานกลาง และระดับสูง โดยนำผลจากการศึกษาด้วยแบบจำลองมาใช้ในการพิจารณาความรุนแรงของผลกระทบทั้งประเด็นด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมกายภาพและชีวภาพ ด้านคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และด้านคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตของโครงการฯ โดยใช้หลักเกณฑ์การพิจารณาตามระเบียบกรมโรงงานอุตสาหกรรมว่าด้วยหลักเกณฑ์การชี้บ่งอันตราย การประเมินความเสี่ยง และการจัดทำแผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543 (ดังแสดงในตารางที่ 4.5-2) ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาทั้งต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต ดังนี้

4.5.2.4.(1) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ และทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ

เมื่อเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดิบอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ที่คราบน้ำมันแพร่กระจายไปถึง ซึ่งจะต้องจัดการไม่ให้คราบน้ำมันเคลื่อนที่ไปยังพื้นที่ที่มีความอ่อนไหวต่อผลกระทบตามแผนการตอบสนองต่อการรั่วไหล ดังแสดงรายละเอียดการประเมินผลกระทบในหัวข้อที่ 4.5.3.4

สำหรับกรณีก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ละอองเหลว และจะเกิดการแพร่กระจายอย่างรวดเร็ว ก่อตัวเป็นชั้นบางๆ บนผิวน้ำ และจะระเหยไปอย่างรวดเร็วเพราะอุณหภูมิของน้ำทะเลบริเวณอ่าวไทย (อุณหภูมิปกติที่ระดับผิวน้ำทะเลบริเวณอ่าวไทยจะอยู่ในช่วง 27-30 องศาเซลเซียส) ทั้งนี้ อัตราการเกิดกระบวนการแปรสภาพตามธรรมชาติ (Weathering rates) ของปิโตรเลียมชนิดต่างๆ มีหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น คุณสมบัติของปิโตรเลียม ปริมาณปิโตรเลียม ประเภทของน้ำมัน และสภาพแวดล้อมต่างๆ (กระแสลม แสงแดด และอุณหภูมิ เป็นต้น) ซึ่งก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) เป็นสารที่ไม่คงตัวอยู่นาน และมีโอกาสน้อยที่จะก่อตัวเป็นอิมัลชันที่เสถียร รวมถึงในพื้นที่โครงการฯ มีกระแสลมแรง เนื่องจากเป็นพื้นที่โล่งนอกชายฝั่ง อย่างไรก็ตาม ขณะที่ยังไม่เกิดกระบวนการแปรสภาพตามธรรมชาติก็อาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเลได้ โดยระดับความรุนแรงของผลกระทบขึ้นอยู่กับปริมาณที่เกิดการรั่วไหล และระดับความเป็นพิษของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ซึ่งการรั่วไหลจากการพลุ่งอาจทำให้เกิดการรั่วไหลในปริมาณมาก และจะระเหยในเวลาต่อมา ดังนั้น จึงอาจมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเล็กน้อย และสามารถฟื้นฟูกลับคืนสู่สภาพเดิม

นอกจากนี้ หากการเกิดระเบิดและอัคคีภัยจะไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมโดยตรง เนื่องจากพื้นที่ดำเนินโครงการฯ อยู่ห่างไกลจากชายฝั่งค่อนข้างมาก และหากเกิดขึ้นก็จะอยู่ในวงจำกัดโดยรอบบริเวณที่เกิดเหตุเท่านั้น ประกอบกับโครงการฯ จะจัดเตรียมเครื่องมือและอุปกรณ์ควบคุมอัคคีภัยในพื้นที่ปฏิบัติงาน และคาดว่าสภาพแวดล้อมจะสามารถฟื้นฟูกลับสู่สภาพเดิมได้เมื่อเวลาผ่านไปจึงพิจารณาความรุนแรงที่อาจเกิดขึ้นตามมาต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมอยู่ในระดับต่ำ

4.5.2.4.(2) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์

พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจาก หากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดจะเกิดความเสียหายจำกัดในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ ซึ่งอยู่ในทะเลและไม่มีชุมชนอยู่ในบริเวณใกล้เคียง ดังนั้น หากเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวขึ้นจะไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ประโยชน์ของชุมชน คุณภาพชีวิต บริการชุมชนและระบบสาธารณสุข โภค การโยกย้ายที่อยู่หรือถิ่นฐานของประชาชน

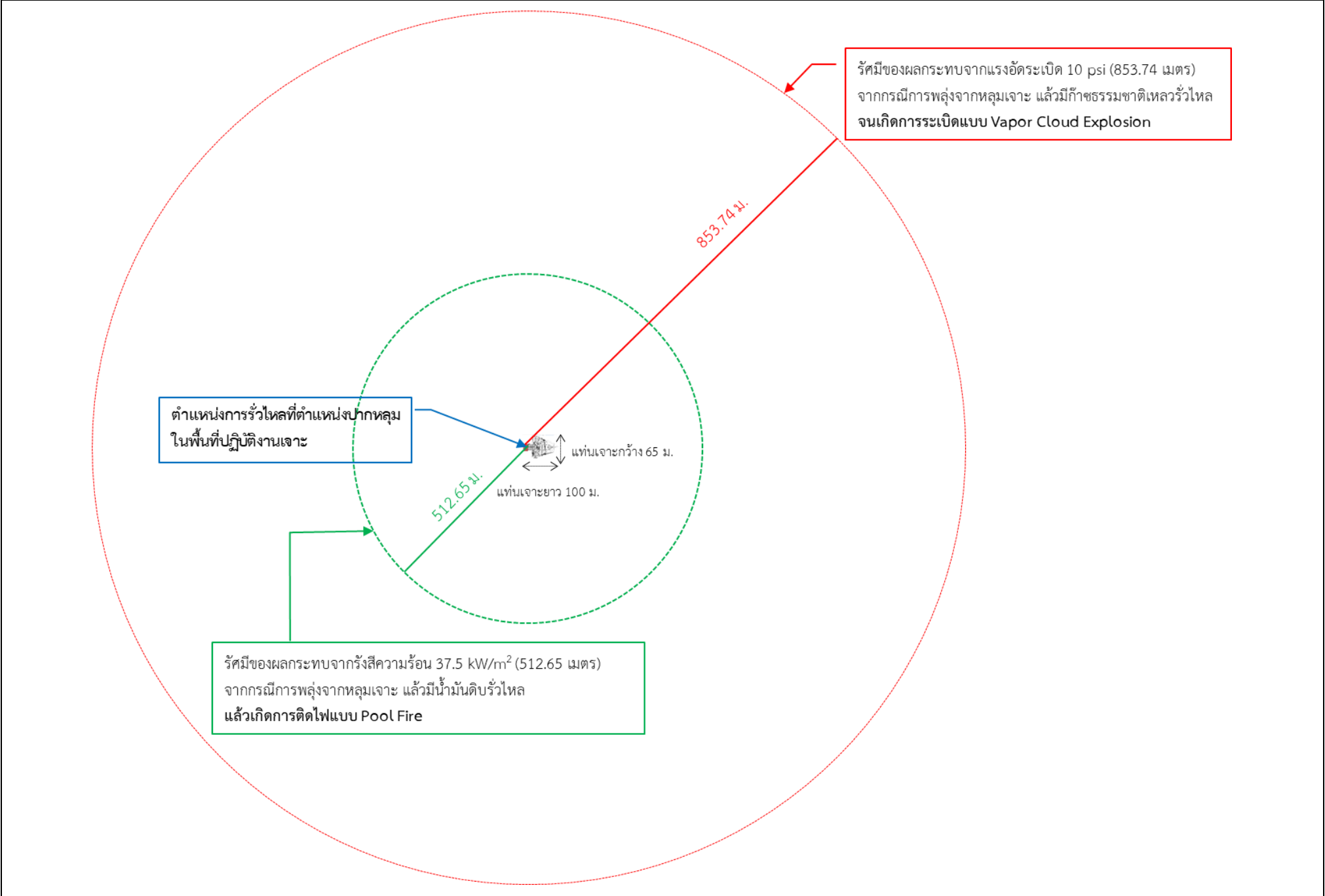
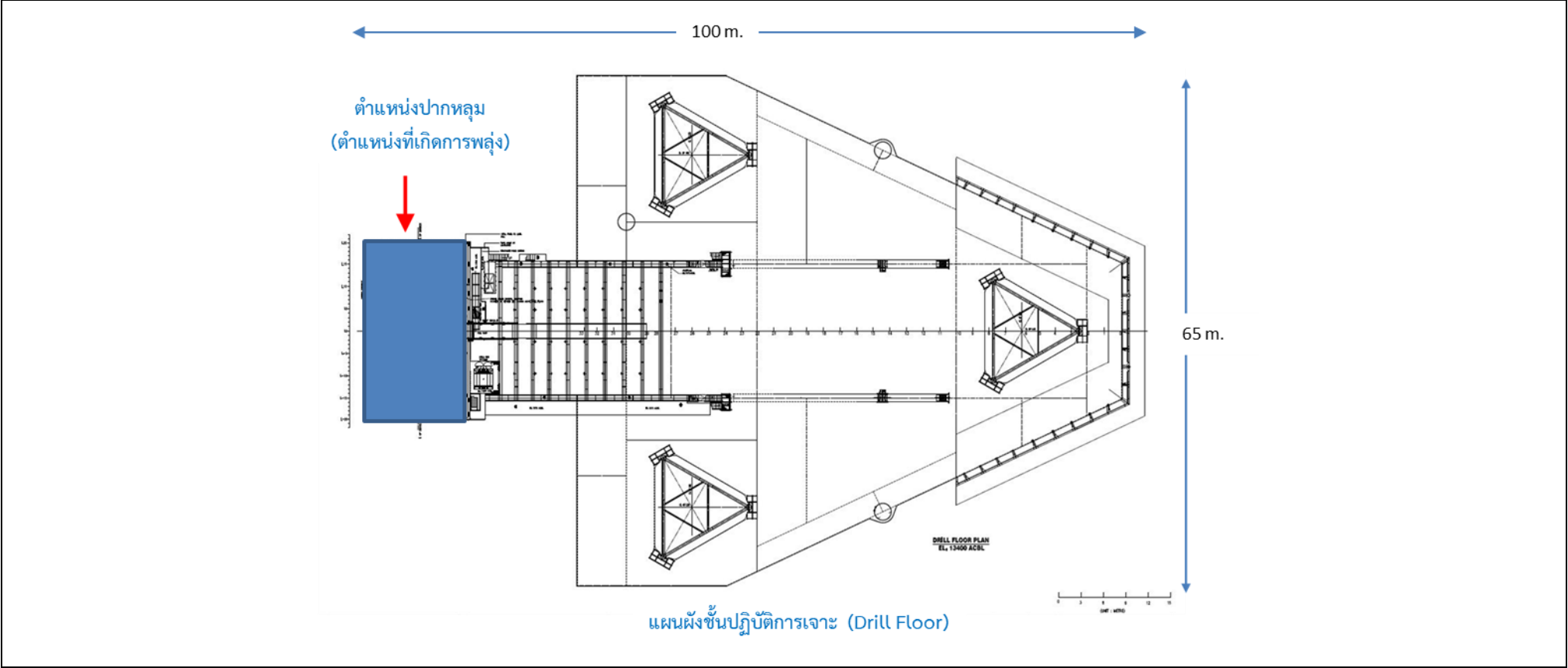
4.5.2.4.(3) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตอยู่ในระดับสูงมาก เนื่องจากหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิด อาจทำให้มีผู้ได้รับบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยรุนแรง และอาจร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต โดยความรุนแรงของผลกระทบจะขึ้นอยู่กับความรุนแรงของเหตุการณ์ จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนั้นในขณะเกิดเหตุ โดยเมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากรังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และ/หรือจากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi ซึ่งจะส่งผลกระทบให้พนักงานมีโอกาสเสียชีวิต พบว่า จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมดในกรณีที่เกิดเหตุบนแท่นเจาะ (ดังแสดงในรูปที่ 4.5-1)

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากแท่นเจาะที่โครงการฯ จะเลือกมาใช้ในการปฏิบัติงาน จะต้องมีการก่อสร้างที่ได้รับการออกแบบมาโดยคำนึงถึงความปลอดภัยต่าง และมีระบบต่างๆ ที่สอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS ได้แก่ 1) ระบบการจัดการเพื่อลดโอกาสในการเกิดอัคคีภัย (Prevention of fire and explosion) เช่น การจำกัดของวัสดุที่สามารถติดไฟ การมีระบบระบายอากาศ และมีระบบควบคุมการรั่วไหล 2) การมีระบบตรวจจับและแจ้งเตือน (Fire detection and alarm) เช่น ตรวจจบบควัน ตรวจจับความร้อน ตรวจจับก๊าซที่สามารถติดไฟ และตรวจจับเปลวไฟ เพื่อให้มั่นใจว่าจะสามารถตรวจจับเพลิงไหม้และก๊าซที่เป็นอันตรายได้ตั้งแต่ในระยะแรก ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถแจ้งเตือนพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน 3) อุปกรณ์ดับเพลิง (Firefighting) เพื่อใช้สำหรับดับเพลิงที่ต้นกำเนิดก่อนลุกลาม และขยายวงกว้าง 4) อุปกรณ์ความปลอดภัยสำหรับการอพยพ รวมทั้งจัดให้มีแผนตอบสนองกรณีเหตุการณ์ฉุกเฉินการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด เพื่อเตรียมความพร้อมให้บุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างทันท่วงทีและมีประสิทธิภาพ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสีย ซึ่งรวมถึงระบบการช่วยชีวิตและการปฐมพยาบาลผู้ได้รับบาดเจ็บ

จากประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นทั้ง 3 ด้านข้างต้น จึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดอยู่ในระดับสูงมาก

รูปที่ 4.5-1: แผนผังของพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ และรัศมีของผลกระทบจากรังสีความร้อน 37.5 kW/m² และรัศมีของผลกระทบจากแรงอัดระเบิด 10 psi จากกรณีเลวร้ายที่สุดสำหรับการพลุ่งในระหว่างการเจาะ



หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สถานที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	ลักษณะการติดไฟ	รัศมีของรังสีความร้อน				รัศมีของแรงอัดระเบิด			
				กรณีติดไฟแบบ Jet Fire หรือ Fire Ball (เมตร)				กรณีเกิด Vapor Cloud Explosion (เมตร)			
				37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²	10.0 psi	8.0 psi	3.5 psi	1.0 psi
หลุมเจาะ (ปากหลุมขนาด Ø 26.0 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	การพลุ่ง	Pool Fire	512.65	568.01	685.01	989.41	708.40	818.84	1,405.13	3,185.17
		การพลุ่ง	Jet Fire	146.14	201.44	325.99	624.86				
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพลุ่ง	Pool Fire	349.63	402.37	503.62	745.37	853.74	986.83	1,693.46	3,838.65
		การพลุ่ง	Jet Fire	185.70	259.63	419.95	800.29				
	ก๊าซธรรมชาติ	การพลุ่ง	Fireball	238.59	292.22	413.26	730.55	831.30	960.90	1,648.91	3,737.78
		การพลุ่ง	Jet Fire	167.95	256.58	449.16	902.30				

4.5.2.5 การพิจารณาระดับโอกาสของการเกิด (Likelihood)

โอกาสของการเกิดเป็นการพิจารณาความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์ต่างๆ ได้แก่ การเกิดเพลิงไหม้ การระเบิด และการพลุ่ง ซึ่งสามารถประเมินโดยใช้รายงานสถิติหรือหลักฐานที่แสดงถึงเหตุการณ์ดังกล่าวที่เคยเกิดขึ้นมาแล้วในอดีต โดยแบ่งระดับของโอกาสการเกิดได้ 4 ระดับ

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาข้อมูลสถิติจากเอกสารเผยแพร่ Risk Assessment Data Directory ของ International Association of Oil & Gas Producers (IOGP, 2019) และ Suggested Generic Equipment Failure Frequencies ที่ระบุไว้ใน API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) สามารถสรุปข้อมูลได้ ดังนี้

การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียม

เหตุการณ์เพลิงไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งคิดเป็นร้อยละ 16 ของเหตุการณ์การพลุ่ง (Per Holland, 1996) ดังแสดงความถี่ของโอกาสการเกิดเหตุการณ์พลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจสำหรับหลุมที่มีความดันปกติในตารางที่ 4.5-17

โดยมีความถี่ของโอกาสสูงสุดจากกรณีเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจประมาณ 1.2×10^{-4} ครั้งต่อปี

ตารางที่ 4.5-17: ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากการพลุ่ง

ประเภทของเหตุการณ์	ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์พลุ่งในระหว่างการเจาะ	ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งในระหว่างการเจาะ
การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ	8×10^{-4} ครั้งต่อหลุม ⁽¹⁾	1.2×10^{-4} ครั้งต่อปี (1 ครั้ง ในการดำเนินงาน 8,333 ปี) ⁽²⁾

ที่มา: (1) International Association of Oil & Gas Producers (2019) โดยพิจารณาการเกิดการพลุ่งที่ส่วนบนของแท่นเจาะใช้ Factor 0.61 รวมกับความถี่ 1.3×10^{-3} ครั้งต่อหลุม

(2) Per Holland (1996) ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งคิดเป็นร้อยละ 16 ของเหตุการณ์การพลุ่ง

นอกจากนี้ เพื่อลดโอกาสการเกิดของเหตุการณ์ดังกล่าว บริษัทฯ ได้กำหนดให้สำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับต้นในบริเวณที่จะเจาะหลุมสำรวจของโครงการฯ ตามแผนที่กำหนดไว้ เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับต้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง และในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ จะควบคุมและตรวจสอบความดันภายในหลุมตลอดเวลา รวมทั้งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP) ที่บริเวณปากหลุมเพื่อป้องกันการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมาก ซึ่งรับแรงดันได้ประมาณ 10,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ในขณะที่ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมทั่วไปในอ่าวไทยมีแรงดันสูงสุดประมาณ 9,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ปตท.สม., 2562)

กรณีการรั่วไหล

กรณีการรั่วไหลที่เลวร้ายที่สุด (Worst case) โดยพิจารณาผลกระทบจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมาก จากการรั่วไหลจากเกิดการแตกหักทั้งหมด (Total rupture) ซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้น 6.0×10^{-7} ครั้งต่อปี หรือ 1 ครั้ง ใน 1,666,667 ปี (API, 2008) ส่วนกรณีการรั่วไหลที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด (Most likely case) โดยพิจารณาปริมาณการรั่วไหลออกจากอุปกรณ์การผลิต ท่อขนส่งในกรณีที่เกิดรั่วขนาด 1 นิ้ว ซึ่งเป็นขนาดรั่วที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด โดยมีโอกาสในการเกิดขึ้นสูงสุด 2.0×10^{-5} ครั้งต่อปี หรือ 1 ครั้ง ใน 50,000 ปี (API, 2008)

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาการดำเนินงานในทะเลที่ผ่านมาในพื้นที่แหล่งบงกชและพื้นที่ปฏิบัติงานอื่นในอ่าวไทยของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. พบว่า ไม่เคยเกิดกรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมจนทำให้เกิดอัคคีภัยและการระเบิดในระหว่างการปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ นอกจากนี้ โครงการฯ จะต้องจัดเตรียมระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น รวมถึงการออกแบบองค์ประกอบของโครงสร้างต่างๆ ของโครงการฯ ด้านวิศวกรรม การจัดพื้นที่การดำเนินงาน และการจัดผู้ปฏิบัติงานในการดำเนินงาน จะเน้นการวิเคราะห์และศึกษามาตรการความปลอดภัยในกรณีฉุกเฉินตลอดกระบวนการ ดังนั้น จึงพิจารณาว่ากรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสในการเกิดขึ้นยากในทุกกรณี (น้อยกว่า 1×10^{-3} ครั้งต่อปี หรือน้อยกว่า 1 ครั้งในเวลา 1,000 ปี)

4.5.2.6 การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบ

ขั้นตอนนี้จะนำระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา และโอกาสของการเกิดที่ได้จากการพิจารณาข้างต้นมาใช้ประเมินระดับนัยสำคัญของผลกระทบโดยใช้ตารางเมทริกซ์สำหรับการประเมินนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่ปกติ (ตารางที่ 4.5-4) ซึ่งผลการคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาภายใต้กิจกรรมและแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ซึ่งมีการปฏิบัติตามมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน พบว่า ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดอยู่ในระดับสูงมาก เนื่องจากหากเกิดเหตุการณ์ขึ้นจะมีโอกาสที่จะมีผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ได้รับผลกระทบร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต และเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นยาก เนื่องจากแม้ว่าโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดอัคคีภัยและการระเบิดในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้ง ใน 1,000 ปี นอกจากนี้ ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานประมาณ 35 ปีของ กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ในอ่าวไทย ไม่เคยเกิดเหตุการณ์ดังกล่าว

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาด้วยตารางเมทริกซ์ (ตารางที่ 4.5-4) สามารถสรุปการประเมินระดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดโดยจำแนกเป็นรายกรณี ดังแสดงในตารางที่ 4.5-18 พบว่า นัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดทุกเหตุการณ์จัดอยู่ในระดับปานกลาง ซึ่งต้องทบทวนมาตรการควบคุมหรือติดตามเพื่อป้องกันไม่ให้ความเสี่ยงเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 4.5-18:สรุปการประเมินระดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดโดยจำแนกเป็นรายการณี

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	ลักษณะการติดไฟและการระเบิด	ความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นของเหตุการณ์ (ครั้งต่อปี)	สรุปการพิจารณาโอกาสของการเกิด				ระดับความรุนแรงของผลกระทบในกรณีที่มีผู้ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุ	ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา ⁽²⁾					สรุประดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิด ⁽³⁾
					มีโอกาสดังขึ้นยาก ⁽¹⁾	มีโอกาสดังขึ้นน้อย	มีโอกาสดังขึ้นปานกลาง	มีโอกาสดังขึ้นสูง		ต่ำมาก	ต่ำ	ปานกลาง	สูง	สูงมาก	
1. หลุมผลิต (Ø 26 นิ้ว)	น้ำมันดิบ	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Firebal/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Jet Fire/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Jet Fire/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติ	การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Firebal/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		การพลุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Jet Fire/VEC	1.2X10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø 1.07 ม. x 3.1 ม.)	น้ำมันดิบ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Firebal/VEC	6.0×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	2.0×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.0×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	2.0×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Firebal/VEC	6.0×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	2.0×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
3. ถังกักเก็บส่วนที่เป็นของเหลว (Surge tank) (Ø 1.17 ม. x 7.4 ม.)	น้ำมันดิบ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.0×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	2.0×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
	(คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.0×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	2.0×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓	ปานกลาง

หมายเหตุ: (1) เกณฑ์การพิจารณาระดับโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ คือ มีโอกาสดังขึ้นยาก หมายถึง เหตุการณ์ที่มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้งใน 1,000 ปี (น้อยกว่า 1X10⁻³ ครั้งต่อปี) หรือ ไม่เคยเกิดขึ้นเลย ในช่วงเวลามากกว่า 10 ปี ขึ้นไป (อ้างอิงจาก Handbook of Chemical hazard analysis procedures (Federal Emergency Management Agency, 1989) และระเบียบกรมโรงงานอุตสาหกรรมว่าด้วยหลักเกณฑ์การชี้บ่งอันตราย การประเมินความเสี่ยง และการจัดทำ แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543)

(2) พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาอยู่ในระดับสูงมากทุกกรณี เนื่องจากในกรณีที่มีผู้ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุการณ์รั่วไหล แล้วเกิดการติดไฟหรือระเบิด จะส่งผลให้มีผู้ได้รับผลกระทบร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต

(3) สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบ โดยใช้ตารางเมตริกซ์สำหรับการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากเหตุการณ์ไม่ปกติ

(4) กรณีเลวร้ายที่สุดสำหรับการพลุ่งในระหว่างการเจาะ

ดังนั้น เพื่อให้มั่นใจได้ว่าโครงการฯ จะสามารถควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับที่ได้ประเมินไว้ จึงกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ โดยผนวกไว้ในบทที่ 5 เพื่อใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการดำเนินโครงการฯ ต่อไปดังนี้

- ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับดินในบริเวณที่จะติดตั้งแท่นเจาะ เพื่อใช้ในการวางแผน เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับดินเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสี่ยงของการพลุ่ง
- ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ
- ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้ในที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันที และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ
- บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น
- ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ
- ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ
- จัดให้มีแผนตอบสนองกรณีเหตุการณ์การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมปิโตรเลียม และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง
- เลือกแท่นเจาะที่จะนำมาใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยพิจารณาให้มีคุณสมบัติสอดคล้องตามข้อกำหนดและมาตรฐานความปลอดภัยของ IMO และ SOLAS ซึ่งมีประเด็นสำคัญ เช่น
 - จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS
 - จัดให้มีระบบตรวจจังก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจังก๊าซเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น
 - จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุมเพลิงไหม้ในกรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
- ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย การอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่ PPE ที่เหมาะสมกับลักษณะงาน
- จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟไว้ในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่างจากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน
- จัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่เหมาะสมและจัดให้มีภาชนะรองรับกันบุหรี่ และห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน
- ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจการใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด
- จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ



ภาคผนวกที่ 4.5-2

PTTEP Block G1/65 Exploration: Oil Spill Modelling Report

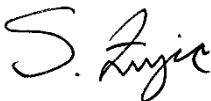
PTTEP G1/65 EXPLORATION OIL SPILL MODELLING

Report

GOC350755
PTTEP G1/65 Exploration Oil
Spill Modelling
Rev0
09 April 2024

REPORT

Document status					
Version	Purpose of document	Authored by	Reviewed by	Approved by	Review date
RevA	Draft for internal review	Dr Larissa Perez	Dr Sasha Zigic		9 April 2024
Rev0	Draft issued for client review		Dr Sasha Zigic	Dr Sasha Zigic	9 April 2024

Approval for issue		
Dr Sasha Zigic		9 April 2024

This report was prepared by RPS within the terms of RPS’ engagement with its client and in direct response to a scope of services. This report is supplied for the sole and specific purpose for use by RPS’ client. The report does not account for any changes relating the subject matter of the report, or any legislative or regulatory changes that have occurred since the report was produced and that may affect the report. RPS does not accept any responsibility or liability for loss whatsoever to any third party caused by, related to or arising out of any use or reliance on the report.

Prepared by:	Prepared for:
RPS	Sasomkwamdee Co., Ltd
Dr Sasha Zigic General Manager	Tavon Chinathimatmongkhon Managing Director
PO Box 1048, Robina, QLD, 4230 Lakehouse Corporate Space, Suite 425 Level 2, 34-38 Glenferrie Drive Robina, QLD, 4226	679 Behind Chatkeaw Village, HappyLand1 Rd. Klongchan, Bangkok, Bangkok, 10240 Thailand
T +61 7 5553 6900 E sasha.zigic@rpsgroup.com	T +66 2 297 0141 E Tavon.c@sasomkwamdee.com

Contents

TERMS AND ABBREVIATIONS	1
Summary	2
Background	2
Methodology	2
Oil Properties.....	2
Results.....	3
1 INTRODUCTION	4
2 SCOPE OF WORK.....	6
3 REGIONAL CURRENTS – GULF OF THAILAND	7
3.1 Tidal Currents – HYDROMAP	7
3.1.1 Ocean Boundary Data	7
3.1.2 Grid Setup.....	8
3.2 HYDROMAP Validation.....	10
3.2.1 Measured Surface Elevation.....	10
3.2.2 Satun Platform Surface and Bottom Seasonal Current Validation	12
3.2.3 Satun Platform Surface and Bottom Long-term Current Validation.....	17
3.3 Surface Currents at E10.....	19
4 WIND DATA	21
5 WATER TEMPERATURE AND SALINITY.....	25
6 OIL SPILL MODEL – SIMAP	27
6.1 Stochastic Modelling	27
6.2 Thresholds.....	28
7 OIL PROPERTIES	30
8 PLACES OF INTEREST	32
9 MODEL SETTINGS.....	34
10 PRESENTATION AND INTERPRETATION OF MODEL RESULTS.....	35
10.1 Single Spill Analysis	35
10.2 Stochastic Analysis	35
11 MODELLING RESULTS	37
11.1 Single Spill Simulation.....	37
11.1.1 Highest volume ashore	37
11.2 Seasonal Stochastic Analysis	42
11.2.1 Floating Oil Exposure	42
11.2.2 Oil Accumulation on Shorelines.....	64
12 REFERENCES.....	79

TERMS AND ABBREVIATIONS

API	American Petroleum Institute gravity. A measure of how heavy or light a petroleum liquid is compared to water.
Bonn Agreement	An agreement for cooperation in dealing with pollution of the North Sea by oil and other harmful substances, 1983, includes: Governments of the Kingdom of Belgium, the Kingdom of Denmark, the French Republic, the Federal Republic of Germany, the Republic of Ireland, the Kingdom of the Netherlands, the Kingdom of Norway, the Kingdom of Sweden, the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the European Union.
CFSR	Climate Forecast System Reanalysis
Decay	The process where oil components are changed either chemically or biologically (biodegradation) to another compound. It includes breakdown to simpler organic carbon compounds by bacteria and other organisms, photo-oxidation by solar energy, and other chemical reactions.
Dynamic viscosity	The dynamic viscosity of a fluid expresses its resistance to shearing flows, where adjacent layers move parallel to each other with different speeds.
Evaporation	The process whereby components of the oil mixture are transferred from the sea-surface to the atmosphere as vapours
Pour Point	The pour point of a liquid is the temperature below which the liquid loses its flow characteristics
Sea surface exposure	Contact by floating oil on the sea surface at concentrations equal to or exceeding defined threshold concentrations. The consequence will vary depending on the threshold and the receptors
Shoreline contact	Arrival of oil at or near shorelines at on-water concentrations equal to or exceeding defined threshold concentrations. Shoreline contact is judged for floating oil arriving within a 2 km buffer zone from any shoreline as a conservative measure
Single Oil spill modelling	Oil spill modelling involving a computer simulation of a single hypothetical oil spill event subject to a single sequence of wind, current and other sea conditions over time. Single oil spill modelling, also referred to as “deterministic modelling” provides a simulation of one possible outcome of a given spill scenario, subject to the metocean conditions that are imposed. Single oil spill modelling is commonly used to consider the fate and effects of ‘worst-case’ oil spill scenarios that are carefully selected in consideration of the nature and scale of the offshore petroleum activity and the local environment (NOPSEMA, 2017). Because the outcomes of a single oil spill simulation can only represent the outcome of that scenario under one sequence of metocean conditions, worst-case conditions are often identified from stochastic modelling. It is impossible to calculate the likelihood of any outcome from a single oil spill simulation. Single oil spill modelling is generally used for response planning, preparedness planning and for supporting oil spill response operations in the event of an actual spill
Stochastic Oil spill modelling	Stochastic oil spill modelling is created by overlaying and statistically analysing the outcomes of many single oil-spill simulations of a defined spill scenario, where each simulation was subject to a different sequence of metocean conditions, selected objectively (typically by random selection) from a long sequence of historic conditions for the study area. Analysis of this larger set of simulations provides a more accurate indication of the environment that maybe affected (EMBA) and indicates which locations are more likely to be affected (as well as other statistics). Stochastic oil spill modelling avoids biases that affect single oil spill modelling (due to the reliance on only one possible sequence of conditions). However, when interpreting stochastic modelling, which is based on a wide range of potential conditions that might happen to occur, it is essential to understand that calculations will encompass a much larger area than could be affected in any single spill event, where a more limited set of conditions will occur. Consequently, it is misleading to imply that the region derived from stochastic modelling indicate the outcomes expected from a single spill event (NOPSEMA, 2017) Stochastic modelling is generally used for risk assessment and preparedness planning by indicating locations that could be exposed and may require response or subsequent impact assessment
TOPEX/Poseidon	A joint satellite mission between NASA and CNES to map ocean surface topography using an array of satellites equipped with detailed altimeters

SUMMARY

Background

PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PTTEP ED) is the operator of Block G1/65 in the Gulf of Thailand and plans to carry out exploration drilling activities within the block. To support the preparation of the Environmental Impact Assessment (EIA), an oil spill modelling study was commissioned, which considered the following spill scenario:

- **Scenario 1** – a 14,220 bbl (2,260.8 m³) release of crude oil over 18 days (790 bopd), to represent a surface loss of well control at E10 well.

The study presents the floating oil exposure to the sea surface and oil accumulation on shorelines during the four distinct seasons; (i) northeast monsoon (November to the following February), (ii) southeast monsoon (March and April), (iii) southwest monsoon (May to September) and (iv) northwest monsoon (October).

Note that the modelling does not take into consideration any of the spill prevention, mitigation and response capabilities that may be proposed to have in place during response operations to reduce volumes and/or prevent hydrocarbons from reaching sensitive areas.

Methodology

The modelling study was carried out in several stages. Firstly, a 10-year (2014–2023 inclusive) wind and currents dataset was developed. Secondly, the wind data, current data and oil characteristics were input into the oil spill model. One hundred spill simulations were run for each season had the same information (release location, spill volume, duration and oil properties) but randomly varying start times. This ensured that each spill simulation was subjected to varying wind and current conditions.

To assess the potential for floating oil exposure on the sea surface, the low threshold was set to 0.5 g/m², which equates approximately to an average thickness of ~0.5 µm (0.0005 mm). Oil of this thickness is described as rainbow sheen in appearance. A low threshold of 10 g/m² was applied for oil accumulating on the shorelines. The thresholds are considered below levels which would cause environmental harm and are more indicative of the areas perceived to be affected due to visible oil and potential to trigger temporary closures of areas (i.e. fishing grounds, beaches, etc.) as a precautionary measure.

Oil Properties

PTTEP ED provided detailed information on G1/65 crude oil, which was used as input for the assessed scenario. The crude oil has a density of approximately 834 kg/m³ (API 38.1), kinematic viscosity of 4.69 cSt (at 40°C), a wax content of 12.3 % and a pour point of 15.4°C. These properties classify it as a Group 2 oil according to the International Tanker Owners Pollution Federation classification scheme (ITOPF, 2014).

The boiling point ranges of crude indicate that 59.0% will evaporate when on the water surface and the remaining 41.0% of residual components will not evaporate, although will decay slowly over time.

Results

The direction of spills was observed to vary significantly depending on the season. For instance, during the northeast monsoon conditions, spills tended to move predominantly west and northwest towards the Thailand coastline. In contrast, southeast monsoon conditions saw spills primarily traveling north from the release location, with some spills predicted to travel northwest towards the Thai islands of Ko Samui and Ko Pha-ngan, as well as east-northeast into Cambodian waters. Southwest monsoon conditions resulted in spills mostly following the east-west axis, tracking east towards Cambodian waters and west towards the Thai coastline. Lastly, during northwest monsoon conditions, spills were projected to predominantly travel west towards the Thai coastline.

It should be noted that the results presented below are based on the low thresholds for floating oil exposure (at or above 0.5 g/m²) and oil accumulating on the shorelines (at or above 10 g/m²).

Scenario 1: 14,220 bbl Surface Release

- Floating oil crossed the Cambodian Exclusive Economic Zone (EEZ) during the southeast and southwest monsoons with probabilities of 11% and 12% respectively. It took a minimum of 9.54 days and 9.75 days following the commencement of the spill for the oil to cross into Cambodian waters during southeast and southwest monsoon conditions, respectively.
- The probability of oil accumulation on any shoreline was lowest during southwest monsoon conditions at 14% and was highest during the northeast monsoon at 89%, meaning that 89 out of 100 simulations were predicted to reach any given shoreline(s).
- The minimum time before oil reaching the shorelines was 10.8 days during northeast monsoon conditions.
- The maximum volume of oil to reach the shoreline for a single simulation was 378.8 bbl (or ~2.7% of the total spill volume) recorded during northwest monsoon conditions.
- Nakhon Si Thammarat shoreline recorded the highest probability of oil accumulation during the northeast monsoon conditions with 24%, followed by Ko Phang an and Ko Samui with 21%.
- Under southeast monsoon conditions, Ko Tao shoreline recorded the highest probability of oil accumulation with 15%.
- During southwest monsoon conditions, the shoreline of Kao Kong in Cambodia, recorded the highest probability of oil accumulation at 9%.
- The shorelines with the greatest probabilities of accumulation during northwest monsoon conditions were Ko Samui (23%) and Ko Phang an (11%).

1 INTRODUCTION

PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PTTEP ED) is the operator of Block G1/65 in the Gulf of Thailand plans to carry out exploration drilling activities within the block. To support the Environmental Impact Assessment (EIA) reporting, Sasomkwamdee Co Ltd on behalf of PTTEP ED, has commissioned RPS to conduct an oil spill modelling study, which considered the following spill scenario:

- **Scenario 1** – a 14,220 bbl (2,260.8 m³) release of crude oil over 18 days (790 bopd), to represent a surface loss of well control at E10 well.

The coordinates of the E10 well I presented in Table 1.1 and illustrated in Figure 1.1.

The study presents the floating oil exposure to the sea surface and oil accumulation on shorelines during the four distinct seasons; (i) northeast monsoon (November to the following February), (ii) southeast monsoon (March and April), (iii) southwest monsoon (May to September) and (iv) northwest monsoon (October).

The spill modelling was performed using an advanced three-dimensional trajectory and fates model; Spill Impact Model Application Package (SIMAP). The SIMAP model calculates the transport, spreading, entrainment and evaporation of spilled hydrocarbons over time, based on the prevailing wind and current conditions and the physical and chemical properties. The modelling does not take into consideration any of the spill prevention, mitigation and response capabilities that would be implemented in response to the spill.

The hydrocarbon spill model, the method and analysis applied herein use modelling algorithms which have been peer reviewed and published in international journals. Further, RPS warrants that this work meets and exceeds the American Society for Testing and Materials (ASTM) Standard F2067-22 “*Standard Practice for Development and Use of Oil Spill Trajectory Models*”.

Table 1.1 Coordinates of the release location for the G1/65 exploration campaign oil spill modelling study.

Well	Latitude	Longitude	Water depth (m)
E10	9° 25' 40.9" N	100° 59' 52.2" E	65

The WGS84 Geographic projection is used throughout the report

REPORT

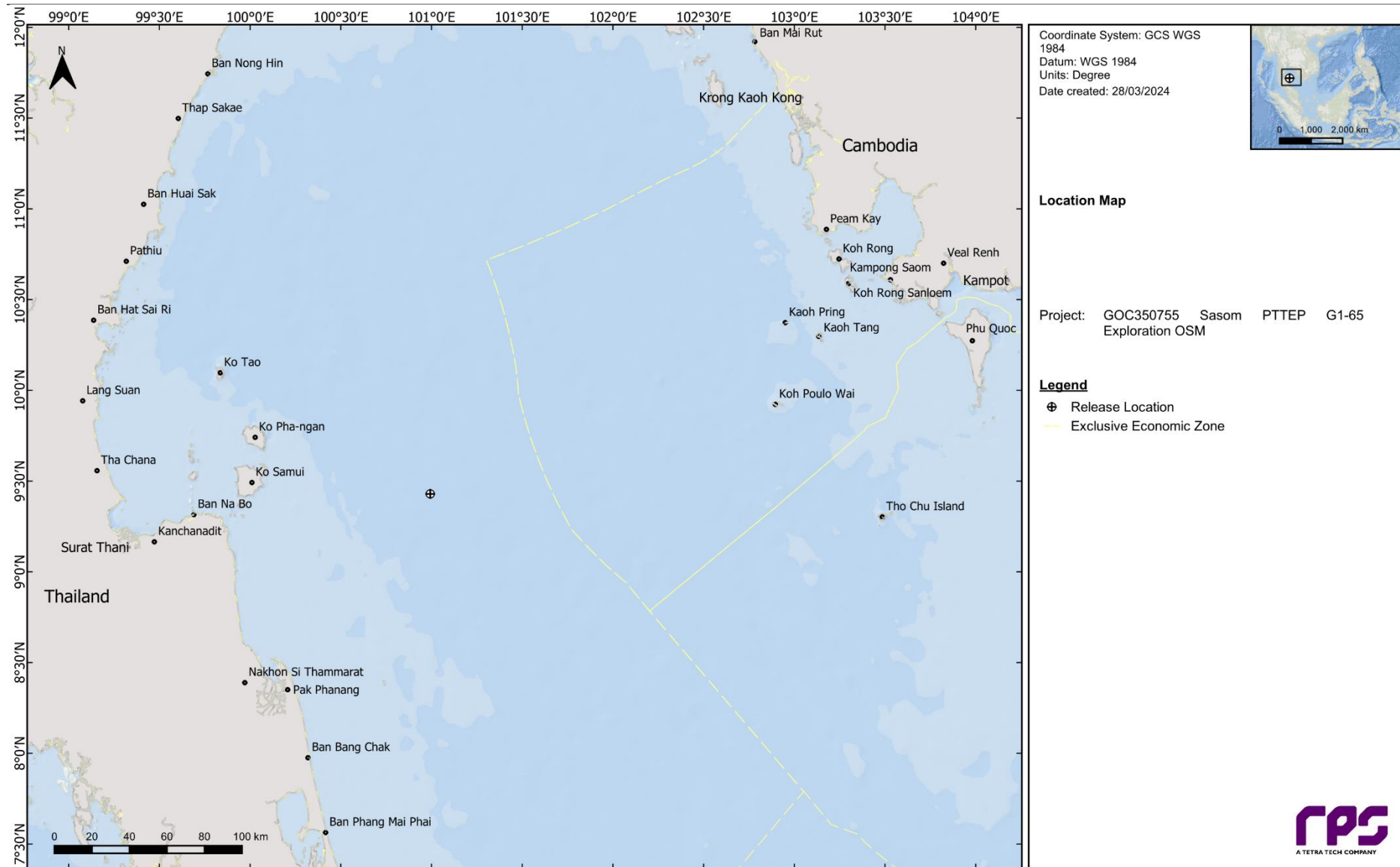


Figure 1.1 Map of the release location for Block G1/65 exploration oil spill modelling study.

2 SCOPE OF WORK

The scope of work for the modelling study included the following components:

1. A ten-year (2014 – 2023, inclusive) database of historic wind and current data was generated for the Gulf of Thailand, using a validated ocean/coastal model, HYDROMAP;
2. The fate and transport of the oil spills were simulated using a three-dimensional oil spill model (SIMAP). Input into the model included winds, currents, oil characteristics, ambient water temperature and salinity data;
3. Stochastic modelling was carried out for four distinct seasons, which involved running 100 single oil spills for each season (or a total of 400 simulations for the entire study). Each simulation has the same information (i.e. release location, volume, duration and oil properties) but with varied start dates and times to ensure a range of wind and current conditions were assessed;
4. Results from the 100 spill simulations per season were combined to determine the probability of exposure to the sea surface and shorelines (for a defined low, moderate and high threshold);
5. The potential for floating oil to cross neighbouring Exclusive Economic Zones (EEZs) was examined for each season based on the low threshold.
6. The results for all 400 simulations were reviewed and the “worst case” spill simulation that resulted in the highest volume ashore is presented.

3 REGIONAL CURRENTS – GULF OF THAILAND

3.1 Tidal Currents – HYDROMAP

Three dimensional currents for the study region were generated using RPS's advanced ocean/coastal model, HYDROMAP. The HYDROMAP model has been thoroughly tested and verified through field measurements throughout the world over the past 30 years (Isaji and Spaulding 1984; Isaji et al. 2001; Zigic et al. 2003). In fact, the HYDROMAP tidal current data has been used as input to forecast (in the future) and hind cast (in the past) oil spills by the Pollution Control. Department (PCD) and Chulalongkorn University (Thailand). Furthermore, the circulation data used by the PCD since 2003 has been validated as part of the Thai Resources and Environment Management Institute (TREMI) managed Southern Land Bridge Development Project.

The HYDROMAP model employs a sophisticated sub-gridding strategy, which supports up to six levels of spatial resolution, halving the grid cell size as each level of resolution is employed. The sub-gridding allows for higher resolution of currents within areas of greater bathymetric and coastline complexity, and/or of particular interest to a study.

To simulate the water circulation over any area of interest, the model requires the following input data:

1. The amplitude and phase of the important tidal constituents, which are used to calculate water heights over time at the open boundaries of the model domain;
2. Bathymetry for the area; and
3. Wind data to define the wind shear at the sea surface.

The numerical solution methodology follows that of Davies (1977a, 1977b) with further developments for model efficiency by Owen (1980) and Gordon (1982). A more detailed presentation of the model can be found in Isaji and Spaulding (1984).

3.1.1 Ocean Boundary Data

The tides at the entrance to the Gulf are mixed semi-diurnal (two high tides per day), with a clear spring-neap tidal cycle. The dominant tidal components in the Gulf are the S_2 , M_2 , K_1 , and O_1 constituents (Wolanski et al. 1994). To account for the tidal forcing, the eight largest constituents (K_2 , S_2 , M_2 , N_2 , K_1 , P_1 , O_1 and Q_1) were selected. These are the same constituents as used by Yaiprasert et al. (2005) in a study of the tides within the Gulf. Typically, these are the constituents specified in advanced hydrodynamic modelling applications, as they encompass a significant portion of the tidal signal and can accurately re-create the water levels and currents within the model domain (Militello and Zundel 1999). Previous published modelling studies for the region by Cai et al. (2003) used only 4 tidal constituents. Employing twice as many tidal constituents greatly enhances the accuracy of the model predictions.

The tidal forcing along the ocean boundaries of the large grid was extracted from the Topex Poseidon global tidal database (TPX07.1; source: Oregon State University). The data is derived from long-term measurements taken by the Topex-Poseidon satellites since October 1992. The data has a resolution of 0.25 degrees (465 m) globally and is produced and quality controlled by NASA (National Aeronautics and Space Administration; NASA 2013a, 2013b). The satellites measured oceanic surface elevations (and the resultant tides) for over 13 years (1992 - 2005), during which they had carried out 62,000 orbits of the planet. The satellites were equipped with two highly accurate altimeters, capable of taking sea level measurements accurate to less than ± 1 cm. The Topex-Poseidon tidal data has been widely used amongst the oceanographic community, being cited in more than 2,100 research publications (e.g. Andersen 1995; Ludicone et al. 1998; Matsumoto et al. 2000; Kostianoy et al. 2003; Yaremchuk and Tangdong 2004; Vikebo et al. 2005; Qiu and Chen 2010) and is the same dataset used by Yaiprasert et al. (2005) and Zu et al. (2008) to simulate the tidal influences in the Gulf of Thailand. As such the Topex/Poseidon tidal data is considered suitably accurate for this study.

3.1.2 Grid Setup

As the Topex-Poseidon database is more accurate in deeper waters (greater than 100 m), it was necessary to employ a nested-grid modelling scheme. Essentially, a larger hydrodynamic grid (see Figure 3.1) was initially setup and run to provide ocean boundary data for a small high resolution grid (Figure 3.2). This is a common hydrodynamic modelling approach to overcome the aforementioned depth restriction (Ye and Robinson 1983; Fang et al. 1999).

The larger grid extended over the Gulf of Thailand, Andaman Sea, Malacca Strait, South China Sea, Java Sea and Makassar Strait. The larger hydrodynamic grid was setup with a coarse resolution ranging from 25 km at the outer regions of the model grid to 1.5 km near the Gulf of Thailand coastline.

The high resolution local grid consisted of 17,599 active computational water cells (Figure 3.2). The domain was subdivided horizontally into a grid with three levels of resolution. The resolution of the base cell was set at 9 km, which was reduced down to 2.25 km, to resolve detailed circulation and important coastal and island features.

A combination of datasets was used to describe the shape of the seabed within the high resolution grid. For the Gulf, spot depths and contours were digitised from the highly resolved nautical charts released by the Thai Hydrographic Office (February 2009). The data is the most accurate available. Depths for the South China Sea were extracted from the SRTM30_PLUS dataset (Shuttle Radar Topography Mission), which provides a 30-arc second, or approximately 1 km, resolution. For more information regarding the SRTM dataset readers are referred Becker et al. (2009). The datasets were interpolated spatially to form a seamless, highly accurate representation of the depths within the Gulf of Thailand (see Figure 3.3).

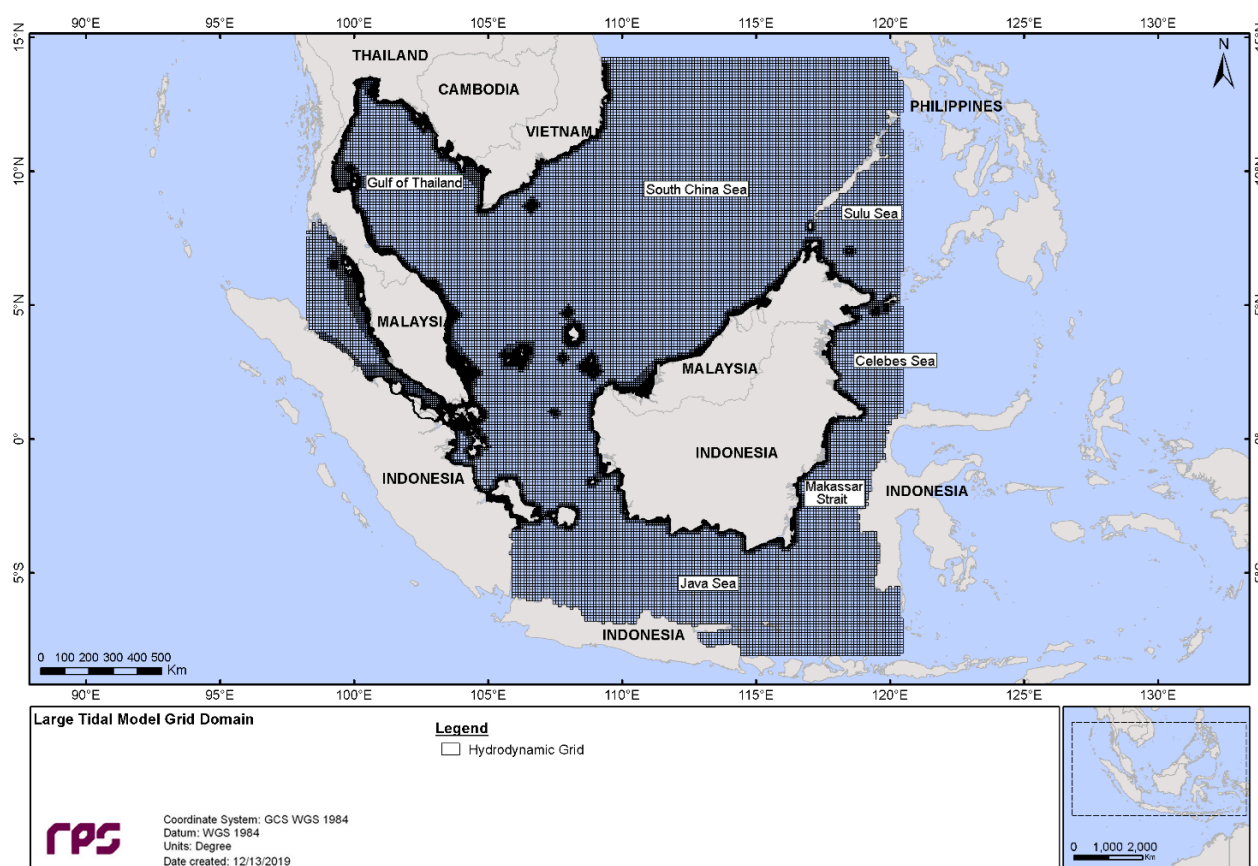


Figure 3.1 Extent of the larger hydrodynamic grid initially setup and run to provide ocean boundary data for the smaller higher resolution grid within the Gulf of Thailand.

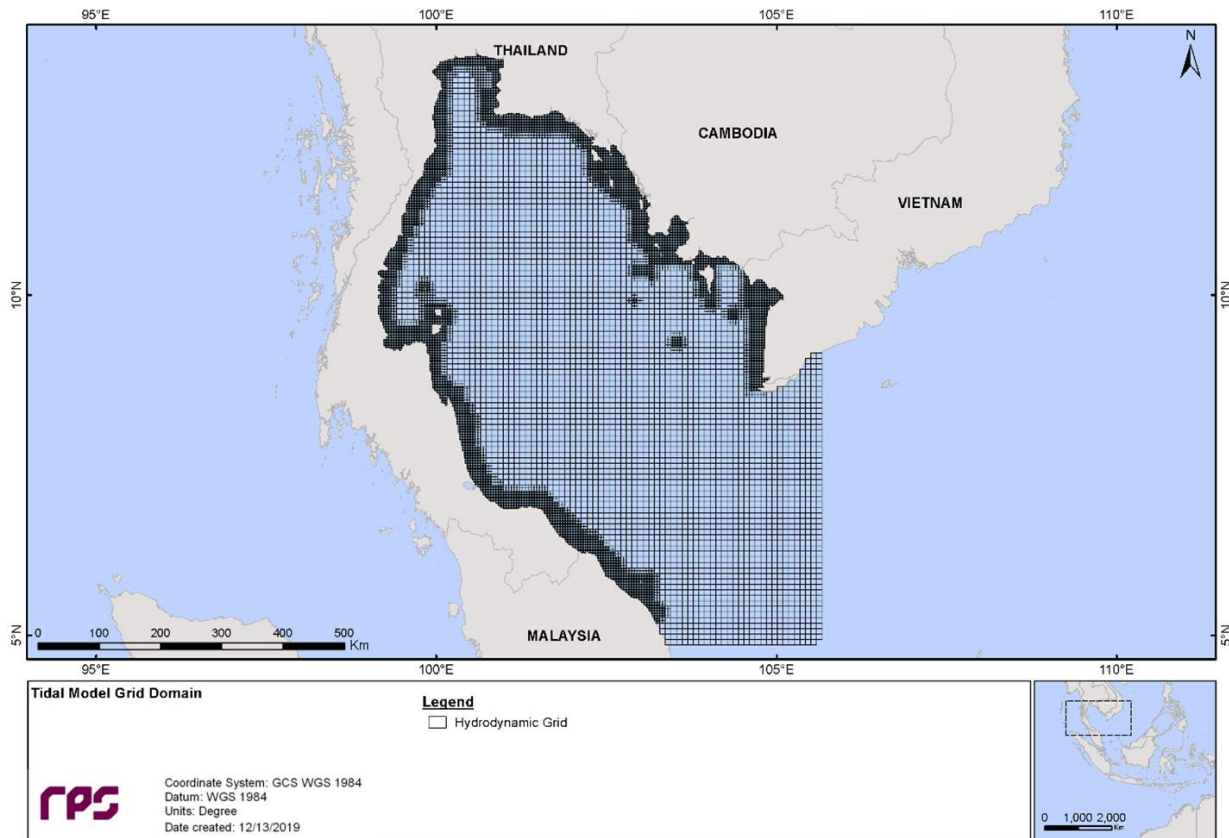


Figure 3.2 Extent of the high resolution model for the Gulf of Thailand.

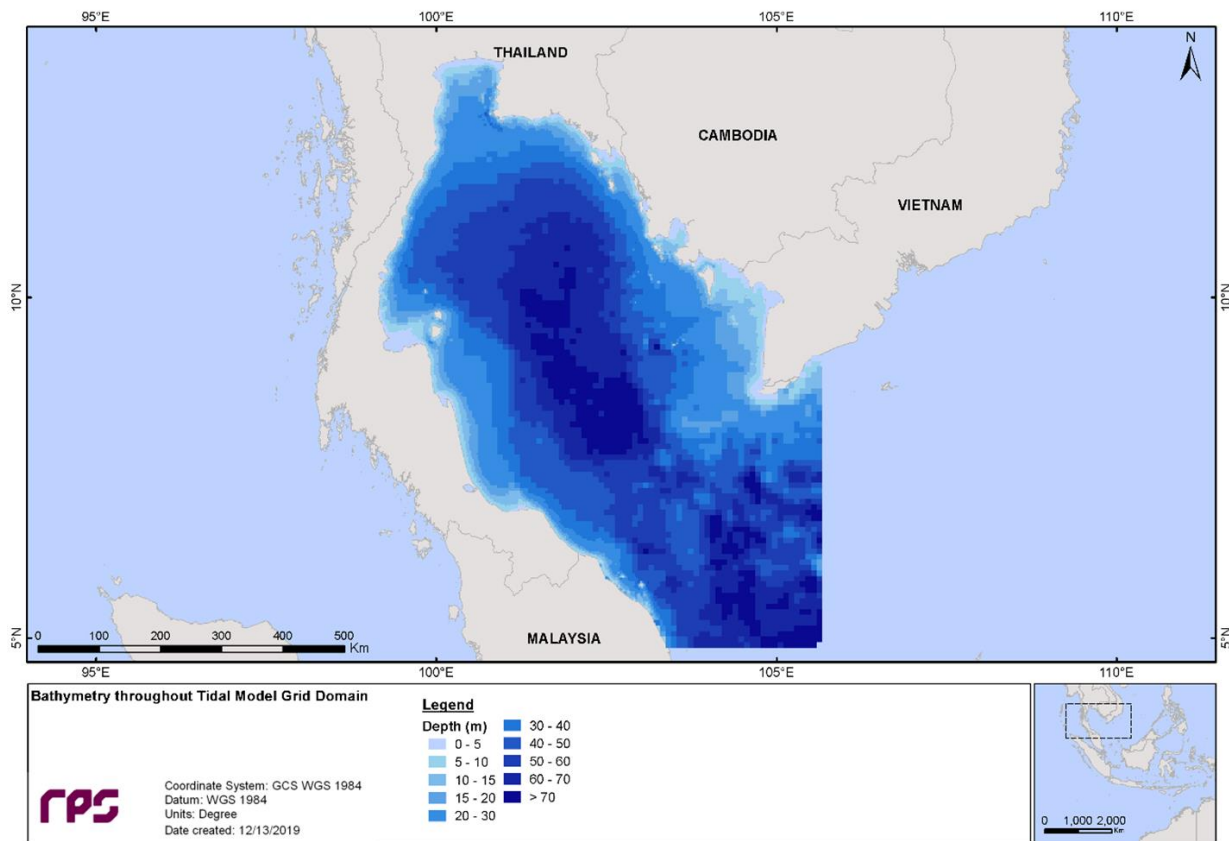


Figure 3.3 Depths within the tidal model for the Gulf of Thailand.

3.2 HYDROMAP Validation

The following sections provide a summary of an extensive study, which compared the accuracy of the modelling results to surface elevations and current data measured within the Gulf. Full details of the validation study are provided in APASA (2009).

3.2.1 Measured Surface Elevation

The first stage of the process involved calibrating and validating the model using year-long (2007) measured surface elevation data at 10 stations ((i) Laem Ngop, (ii) Prasae, (iii) Rayong, (iv) Ban Laem, (v) Ko Lak, (vi) Lang Suan, (vii) Ko Samui, (viii) Sichon, (ix) Pattani and (x) Narathiwat) supplied by the Thai Hydrographic Department and Marine Department (see Figure 3.4).

The model calibration process was carried out using measured water elevations at all nine sites during 1st–31st January 2007. The main objective was to ensure that the bathymetry, tidal constituents, winds and bottom friction selected compared well with measured data. Note the wind data used to describe the shear upon the sea surface was sourced from the National Centres for Environmental Predictions (NCEP) Environmental Modelling Centre.

Calibration between the measured and modelled surface elevations was achieved by varying the bottom roughness. The testing showed that the standard Manning's bottom roughness coefficient of 0.025 best represented the complex data.

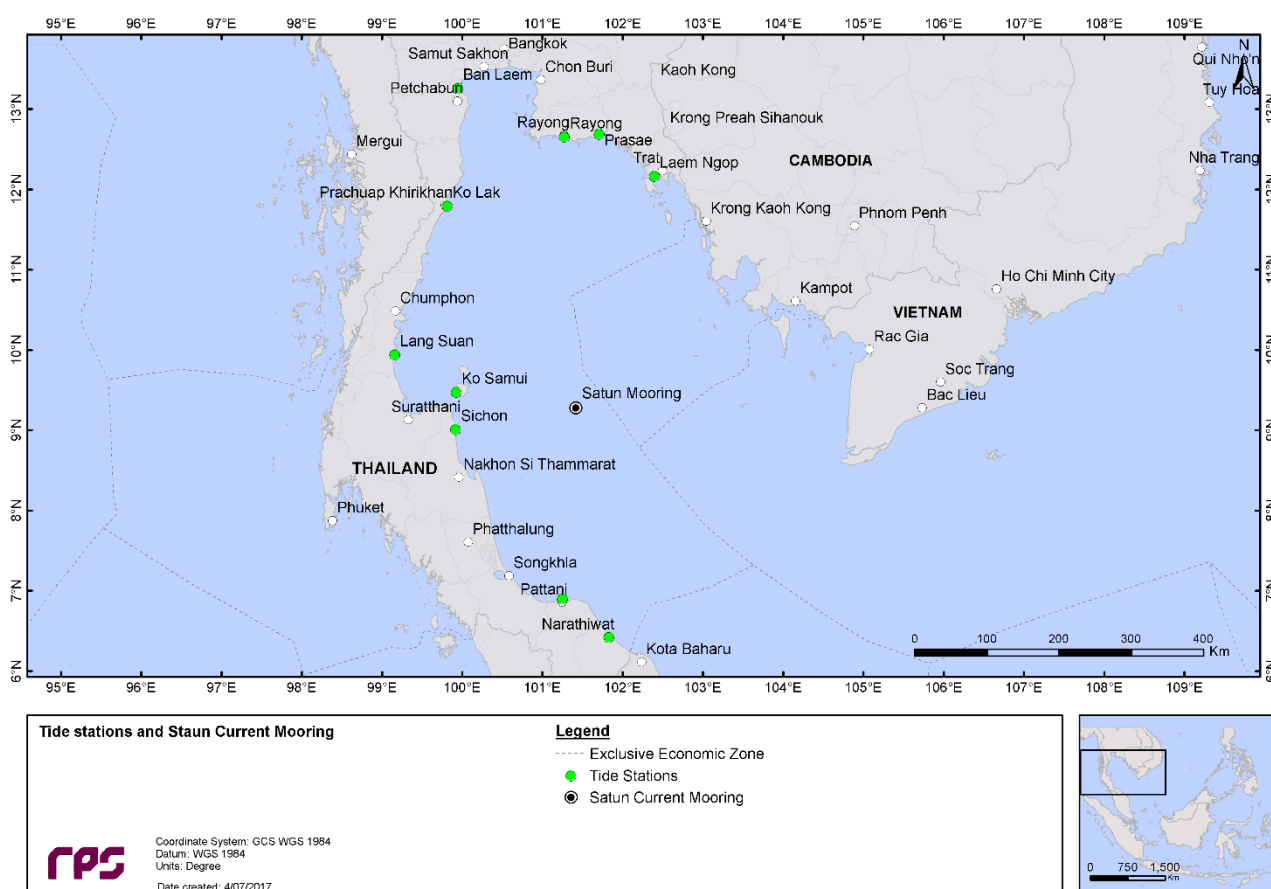


Figure 3.4 Location of the tide stations used for the HYDROMAP model validation

Figure 3.5 shows a comparison between the modelled (predicted) and measured surface elevations for January 2007, for 4 of the 10 stations: Ban Laem, Ko Lak, Ko Samui and Narathiwat stations. These four stations were chosen to illustrate the model's accuracy along the entire coastline. The APASA (2009) model validation report provides a more comprehensive comparison for all nine stations. The graphs show that the model accurately reproduced the magnitude (height) and timing of the tides (phase) during the 31 day period at all stations. Thus, the data confirms that the model settings were accurately representing the propagation of the tides as they travelled in and out of the Gulf.

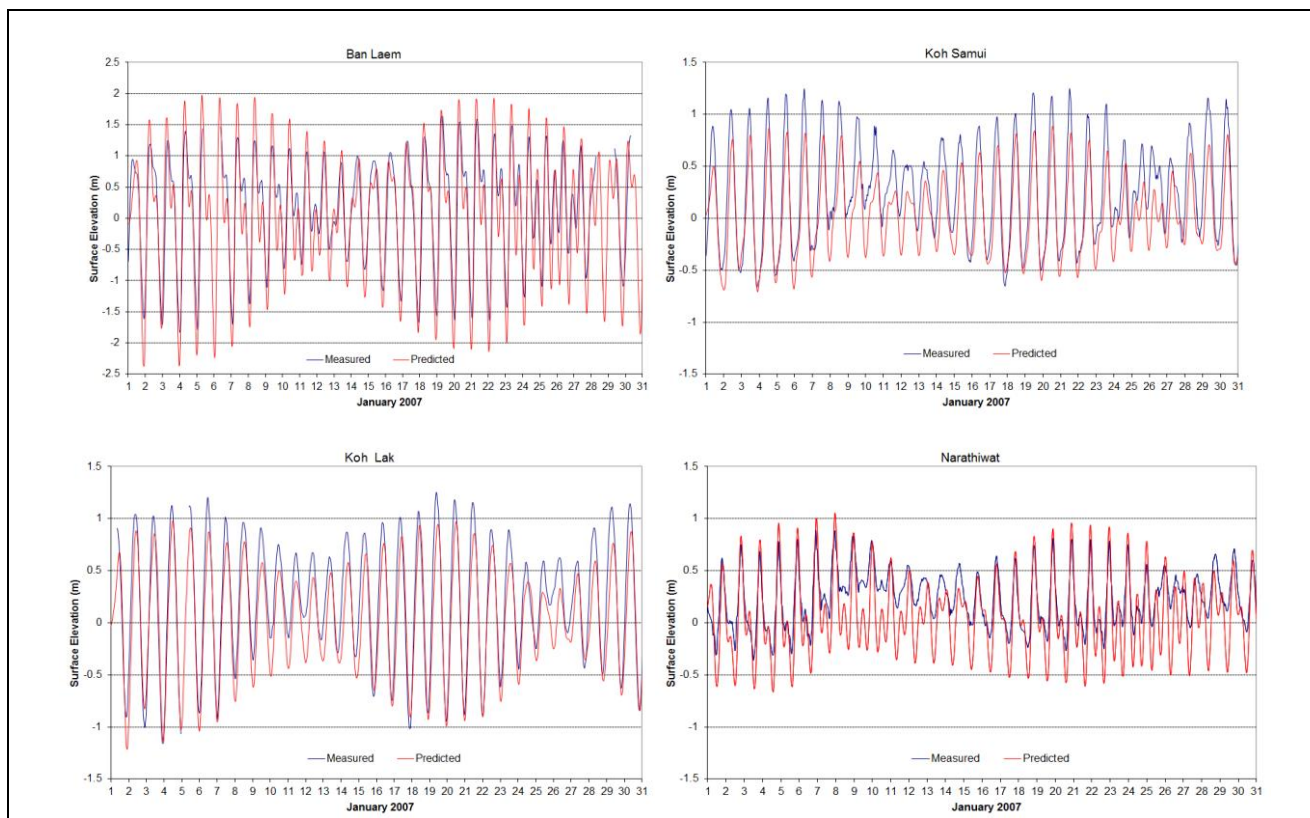


Figure 3.5 Comparison between the measured and predicted surface elevations, at Ban Laem, Koh Lak, Koh Samui and Narathiwat during January 2007. Note larger tidal range at Ben Laem.

The verification process involved comparing the model's accuracy with measured surface elevation data from all 10 stations for the entire year (2007). Therefore, HYDROMAP simulations were completed for January to December 2007, coinciding with the period of measured data.

Figure 3.6 shows a comparison between the model predicted and measured surface elevations for February 2007, for Ban Laem, Koh Lak, Koh Samui and Narathiwat stations. Again, the four graphs show that the model accurately reproduced the height and timing of the tides, even during sustained wind events during which the tidal levels did not drop. This validates that the model is capable of replicating the change in surface elevations, as a result of the combined effects of wind, tide and bottom friction drag.

To provide a statistical measure of the models performance, the Root Mean Square Error (RMSE) values were calculated for each site and results for tidal stations at Ban Laem, Koh Lak, Koh Samui and Narathiwat are shown below in Table 3.1. The RMSE values for all four sites were equal to or below the recommended acceptable error criterion of 14% (Sousa and Dias 2007).

Overall, this was an exceptional achievement of the model formulations, settings and input data, considering the complexity of the water movement within the Gulf of Thailand the vast distances between the four stations and that some of the stations are located adjacent to, or within estuaries.

Table 3.1 Statistical evaluation of the model performance using measured surface elevation data at four tide stations (Ban Laem, Koh Lak, Koh Samui and Narathiwat) along the Thailand coastline. Measured data was collected during February 2007.

Station	Observed Range (m)	Predicted Range (m)	RMSE (m)	RMSE (%)
Ban Laem	3.26	3.85	0.33	10
Koh Lak	2.19	1.84	0.18	8
Koh Samui	1.92	1.40	0.22	11
Narathiwat	1.46	1.53	0.19	14

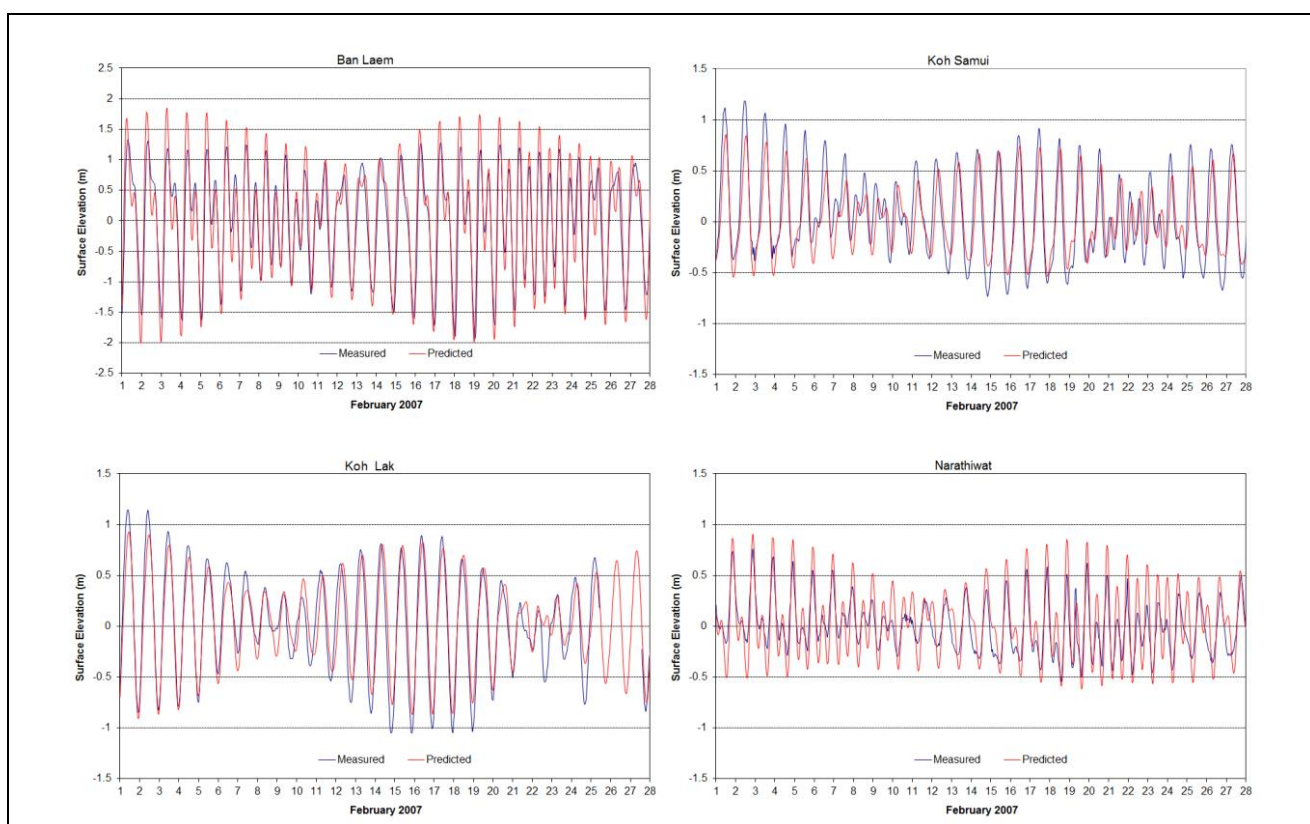


Figure 3.6 Comparison between measured and predicted February 2007 surface elevations, at Ban Laem, Koh Lak, Koh Samui, Narathiwat.

3.2.2 Satun Platform Surface and Bottom Seasonal Current Validation

The second stage of the verification study involved comparing the model results to January, April and July 1998 (see Figure 3.7 to Figure 3.9) surface and bottom currents measured at the Satun production platform (see Figure 3.4). The three selected months represent three identified seasons (northeast monsoon, transitional and southwest monsoon, respectively) within the Gulf of Thailand.

The measured wind data collected at the Satun mooring was used as input into the model to describe the wind shear upon the water surface. The main objective for this stage was to ensure that the model's wind shear factor and vertical eddy viscosity factor were accurately reproducing the 3D currents. It is important to note that the vertical eddy viscosity is used to control the amount of vertical shear (resistance) between the

layers in the water column in the 3D model (Kowalik and Murty 1993). The value for vertical shear was tested between 10 cm²/s and 200 cm²/s against the Satun data and it revealed that the current speed and direction was sensitive to this parameter. A relatively low value of 20 cm²/s provided the best agreement with the measured data at both depths.

Figure 3.7 to Figure 3.9 shows a comparison between the measured and predicted surface and bottom current speeds for each month. The model output showed very good agreement throughout the duration of the simulations for each layer and month. The predicted bottom currents were only slightly weaker and less variable than surface currents, which agreed with the measured data. For example, during the southwest monsoon month (July) the measured surface current speeds reached a maximum of 0.35 m/s compared to 0.40 m/s for the predicted. The bottom maximum measured and predicted currents were 0.34 m/s and 0.33 m/s, respectively.

Figure 3.10 to Figure 3.12 shows the measured and predicted current speed along the east-west (E-W) and north-south (N-S) axis for each month. By represented each axis as a time-series graphs it allows the reader to view the variations in current speed according to direction and depth. Note currents towards the north and east components are considered positive, while the southerly and westerly components are considered negative.

During January (see Figure 3.10) the model results showed the majority of currents flowing towards the north, representative of the anti-clockwise gyre present during the northeast monsoon. Predominantly, southerly currents were predicted to occur through July (see Figure 3.12), an indicator of south-westerly winds generating a clockwise gyre, which agrees with the measured current data. Occasionally, there were instances where it was evident that surface and bottom currents flowed in opposite directions. For example, on the 7th January, surface currents were measured flowing in a northerly direction, while bottom currents flowed in a southerly direction, this was also represented by the model.

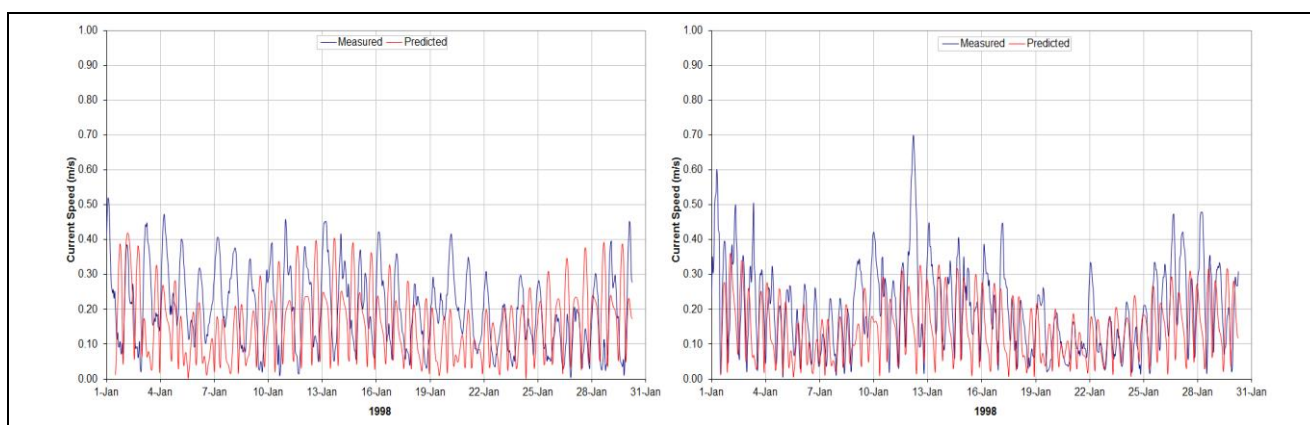


Figure 3.7 Comparison between the measured and predicted surface current speeds (left panel) and bottom current speeds (right panel) for January 1998 (representative of northeast monsoon season). Data was measured at the Satun mooring.

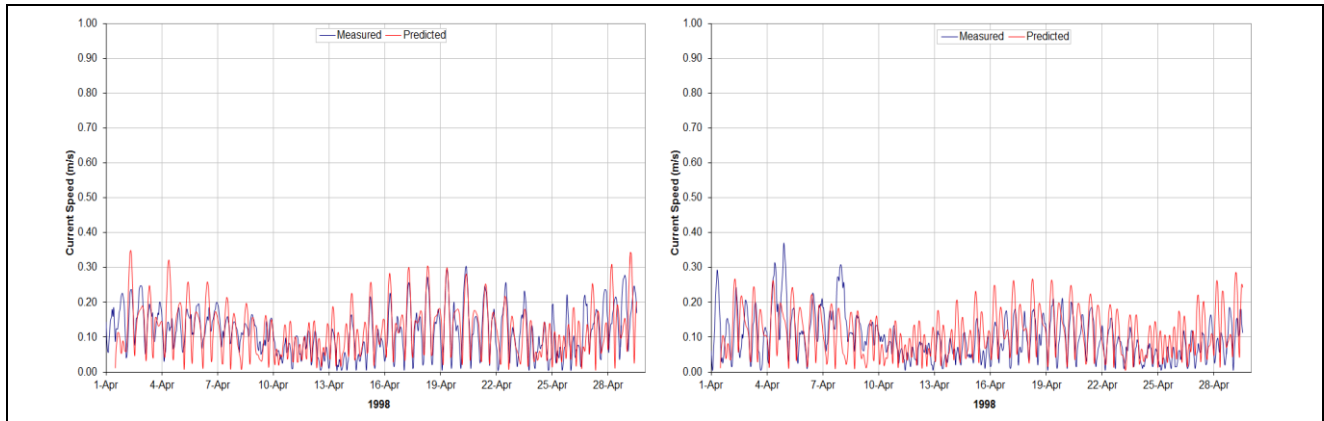


Figure 3.8 Comparison between the measured and predicted surface current speeds (left panel) and bottom current speeds (right panel) for April 1998 (representative of transitional season). Data was measured at the Satun mooring.

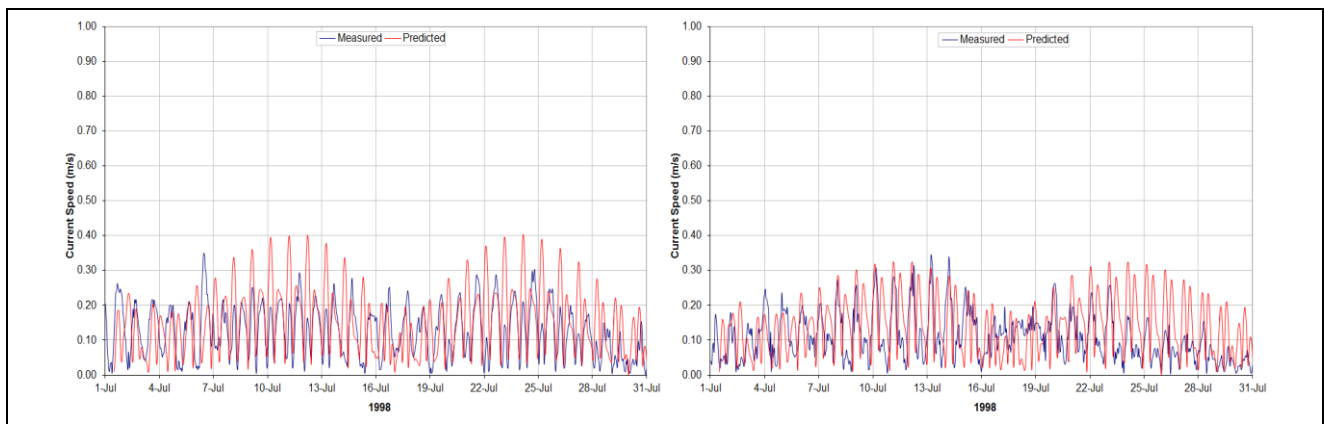


Figure 3.9 Comparison between the measured and predicted surface current speeds (left) and bottom current speeds (right) for July 1998 (representative of southwest monsoon season). Data was measured at the Satun mooring.

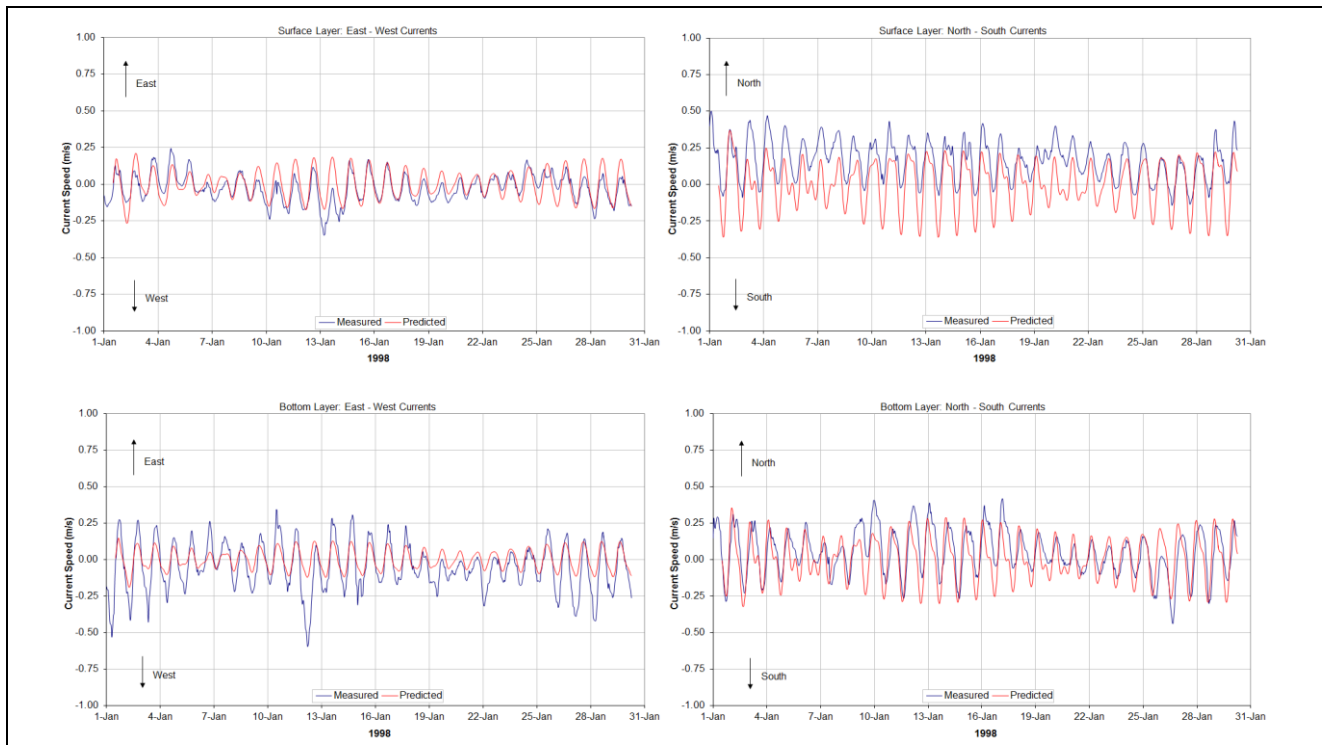


Figure 3.10 Comparison between the east-west (left panels) and north-south (right panels) axis measured and predicted currents during January 1998 (representative of northeast monsoon season). Surface currents shown in upper images and bottom currents shown lower images. Note: north and east flows are positive axes.

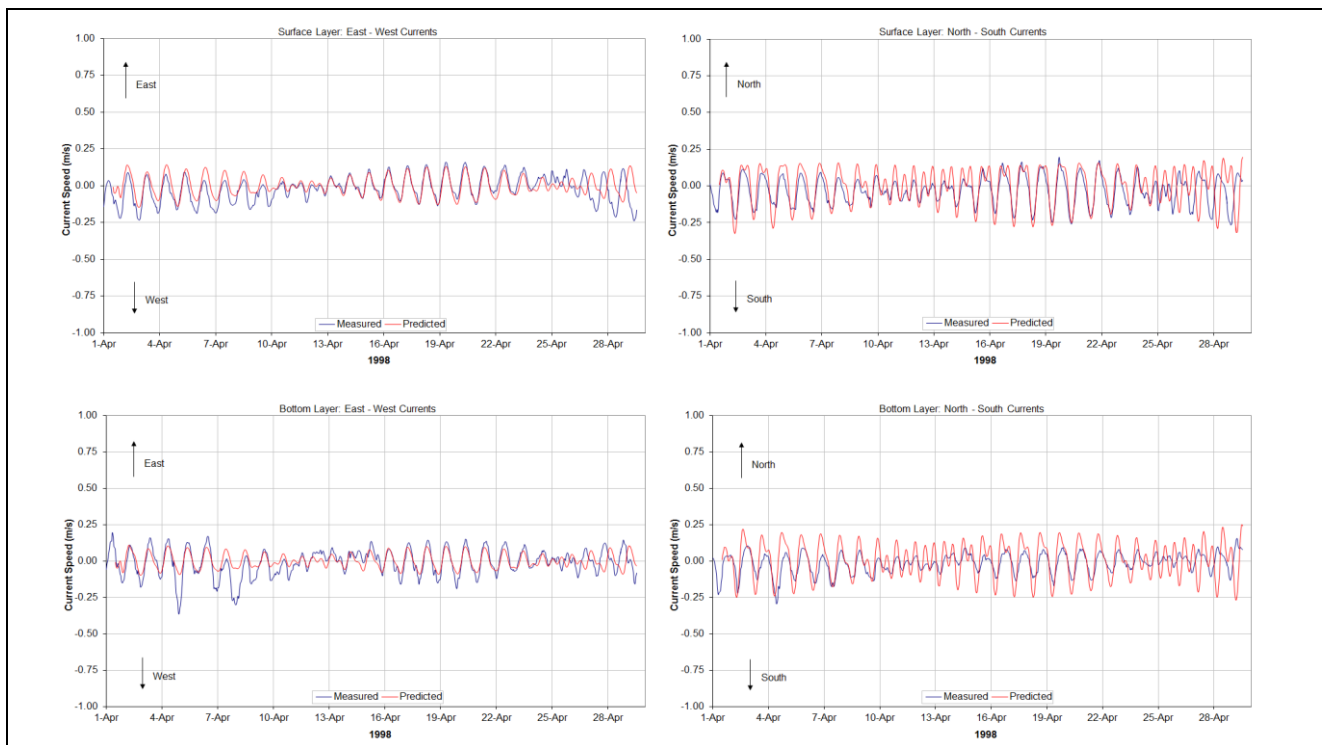


Figure 3.11 Comparison between the east-west (left panels) and north-south (right panels) axis measured and predicted currents during April 1998 (representative of transitional season). Surface currents shown in upper images and bottom currents shown lower images. Note: north and east flows are positive axes.

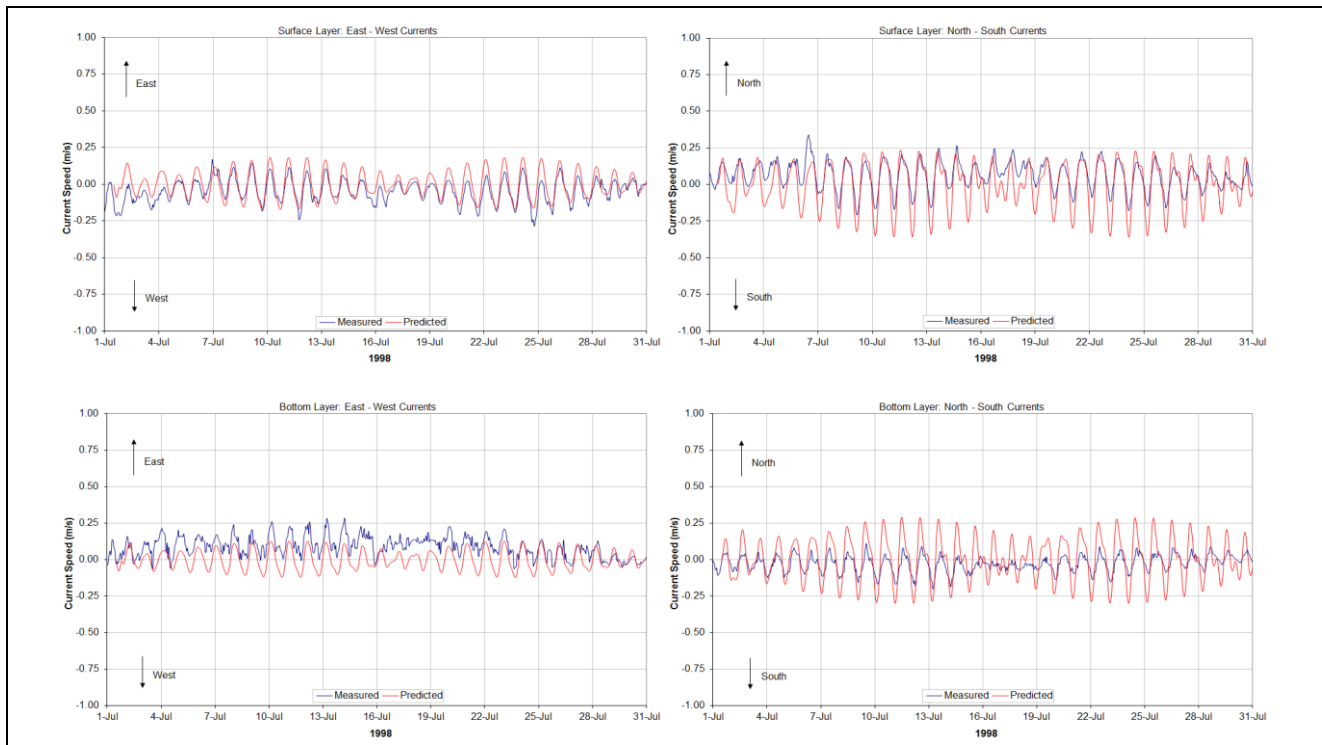


Figure 3.12 Comparison between the east-west (left panels) and north-south (right panels) axis measured and predicted currents during July 1998 (representative of southwest monsoon season). Surface currents shown in upper images and bottom currents shown lower images. Note: north and east flows are positive axes.

Table 3.2 shows the statistical analysis between the model predictions and measured datasets. Statistically, the RME values for each month were below or equal to the 30% recommended for model calibration/validation purposes (McCutcheon et al. 1990).

Table 3.2 Statistical evaluation of the model predicted currents for January, April and July 1998, representing the identified seasons for the GOT.

Month [Season]	Depth of current meter	Maximum current speed (m/s)		Average current speed (m/s)		Root Mean Square Error (%)		Relative Error (%)	
		Measured	Predicted	Measured	Predicted	East west current	North south current	East west current	North south current
January [northeast monsoon]	Surface	0.47	0.42	0.20	0.16	12.79	29.40	9.92	25.95
	Bottom	0.70	0.36	0.20	0.15	13.00	14.92	9.57	12.32
April [transitional period]	Surface	0.30	0.35	0.12	0.12	18.32	21.54	12.71	15.35
	Bottom	0.37	0.29	0.10	0.11	12.54	22.35	9.15	17.32
July [southwest monsoon]	Surface	0.35	0.40	0.13	0.16	14.81	19.86	12.30	15.57
	Bottom	0.34	0.33	0.11	0.14	30.13	37.24	26.12	30.99

3.2.3 Satun Platform Surface and Bottom Long-term Current Validation

The third stage of the verification study involved comparing long-term model results (1st January 1999 to 1st June 1999 (approximately 150 days)) to surface and bottom currents measured at the Satun (mooring) platform. Wind data collected at the platform was used as input into the model.

The main objective was to ensure the model was generating accurate 3D currents on a long-term basis.

Figure 3.13 shows a comparison of the predicted and measured surface and bottom current speeds. The graphs show that during the 150 day deployment, the model was capable of reproducing the varying current speeds very well at both depths. Figure 3.14 presents the current speeds as north-south and east-west components at the two depths. The results highlight that the model reproduced accurately the change in direction as a function of time.

Figure 3.15 shows a scatter plot of the two datasets at the surface and bottom layers. The images demonstrate that the chosen model settings and input data (wind, tide and seabed drag) agree with the natural dynamics for the middle of the Gulf of Thailand, including the north-westerly drift setup by the northeast monsoon winds.

Table 3.3 shows a statistical comparison between the measured surface and bottom currents at the Satun platform and model-predicted results. Statistically, the Relative Mean Error (RME) was on average below 15% for the surface layer and less than 10% for the bottom layer. All RME values were well below the value of 30% recommended for model calibration/validation by McCutcheon et al. (1990). These results provide further confirmation that the model is reproducing the currents within the Gulf of Thailand with a high degree of accuracy.

Table 3.3 Statistical comparison between the measured surface and bottom currents at the Satun production platform and model predicted results from 1st January 1999 to 1st June 1999.

Depth of current meter	Maximum current speed (m/s)		Average current speed (m/s)		Root Mean Square Error (%)		Relative Error (%)	
	Measured	Predicted	Measured	Predicted	East-West	North-South	East-West	North-South
Surface	0.80	1.04	0.26	0.18	14.8	14.0	18.2	16.5
Bottom	0.88	0.65	0.21	0.16	6.9	8.6	13.6	10.7

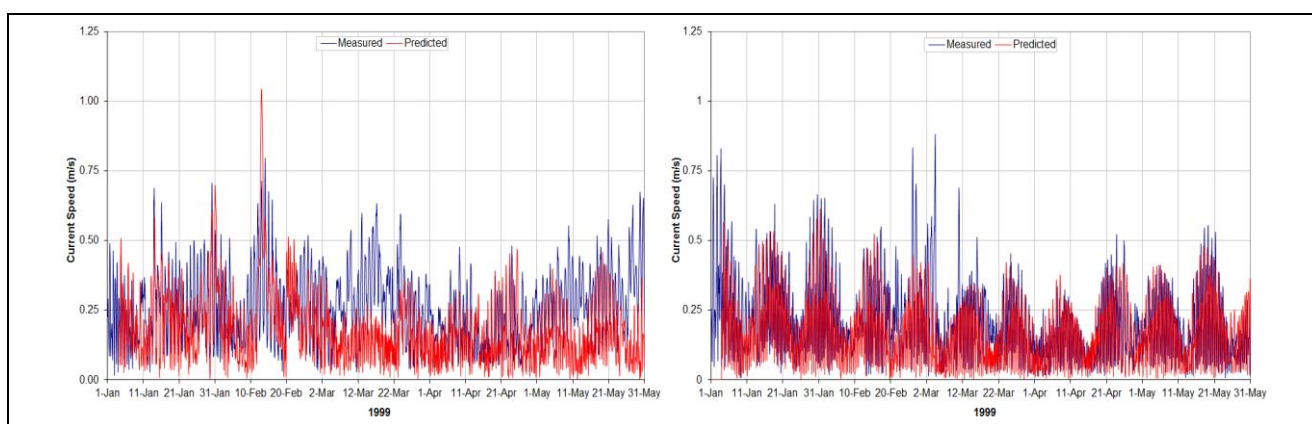


Figure 3.13 Comparison between the surface (left panel) and bottom (right panel) measured and predicted current speeds from the 1st January 1999 – 1st June 1999. The measured data was collected at the Satun mooring.

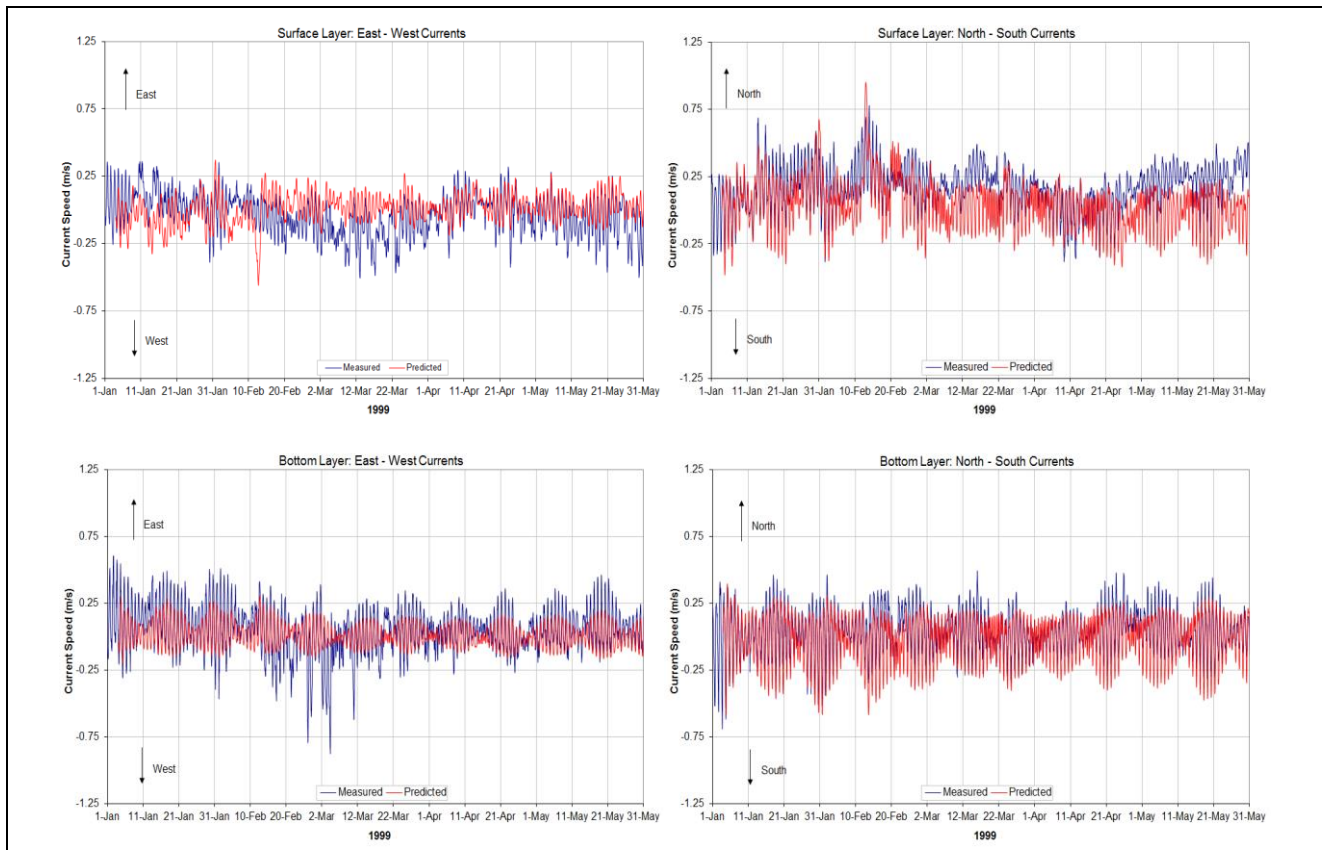


Figure 3.14 Comparison between the east-west (left panel) and north-south (right panel) axis measured and predicted currents during 1st January 1999 – 1st June 1999. Surface currents shown in upper images and bottom currents shown in lower images. Data was measured at the Satun platform. Note: north and east flows are positive axes.

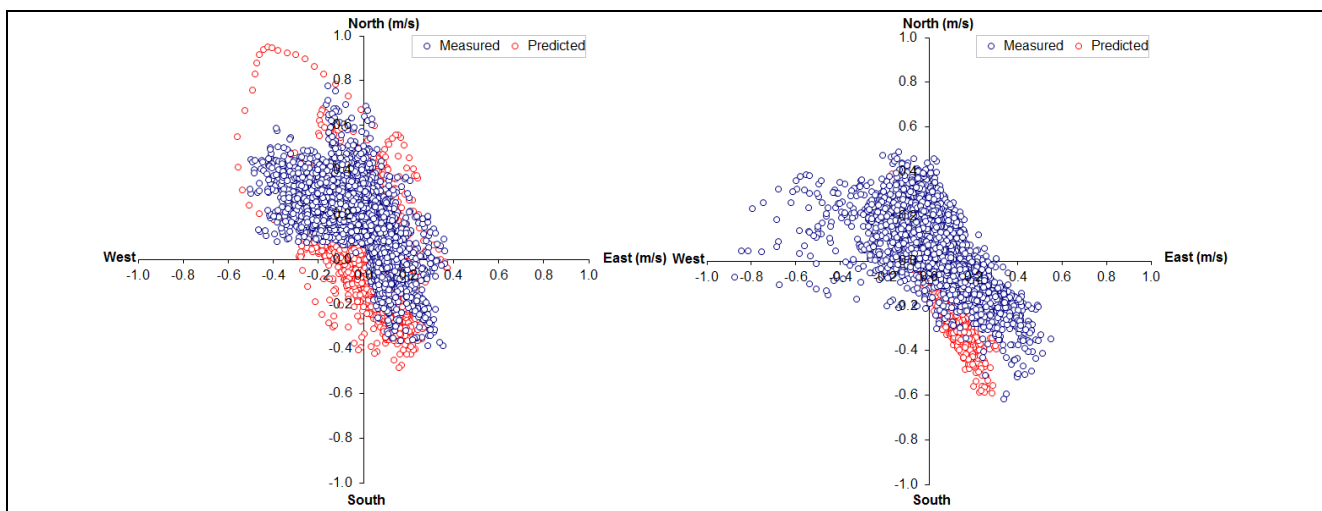


Figure 3.15 Scatter plots of the measured and predicted surface currents (left panel) and bottom currents (right panel). Data collected at the Satun mooring covers the 1st January to 31st May 1999 period.

3.3 Surface Currents at E10

Figure 3.16 shows screenshots of predicted flood and ebb surface tidal current vectors (or arrows) for the Gulf of Thailand generated using HYDROMAP for the study. The spacing's of the current vectors change with the grid resolution between the coastal and offshore waters, with the highest resolution occurring along the coastline. The colour of the vectors represent current speed (i.e. a yellow vector represents a speed of 0.3–0.4 m/s).

In general, the flood and ebb tides follow along the northwest to southeast axis at the release site and throughout the Gulf of Thailand.

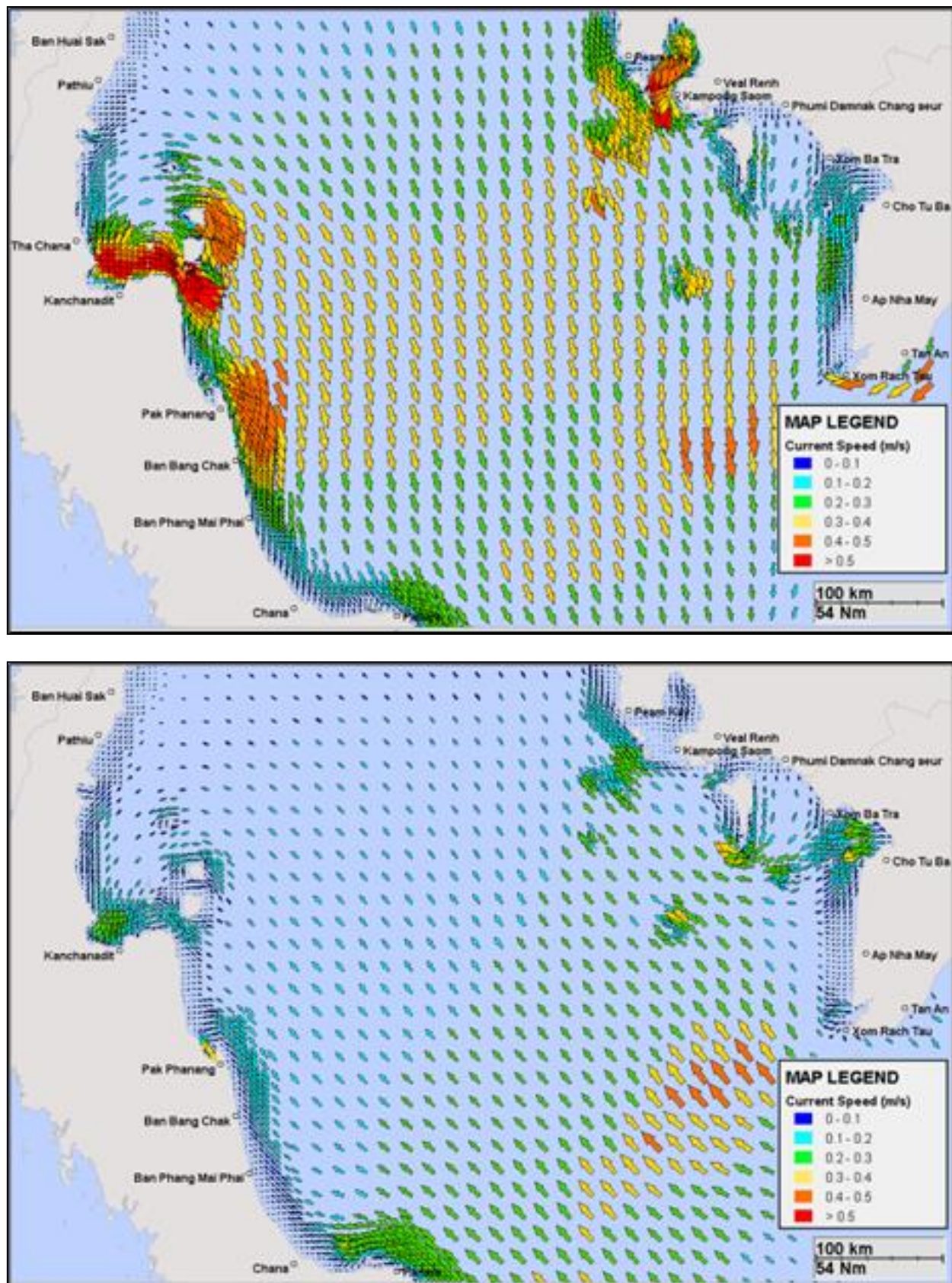


Figure 3.16 Screenshot of the predicted ebb tide (upper image on 17th December 2010) and flood tide (lower image on 15th December 2010) for the Gulf of Thailand. Note the spacing of the tidal vectors (or arrows) vary with the grid resolution, particularly along the coastline. Arrow colours represent the current speeds. Only every 2nd current vector is displayed for ease of viewing.

4 WIND DATA

To account for the influence of the wind on the floating oil, wind data from 2014 to 2023 (inclusive) was sourced from the National Centre for Environmental Prediction (NCEP) Climate Forecast System Reanalysis (CFSR; see Saha et al., 2010). The CFSR wind model includes observations from many data sources; surface observations, upper-atmosphere air balloon observations, aircraft observations and satellite observations. The model is capable of accurately representing the interaction between the earth's oceans, land and atmosphere. The gridded wind data output is available at $\frac{1}{4}$ of a degree resolution (~ 33 km) and 1-hourly time intervals.

Figure 4.1 shows the spatial resolution of the wind field used as input into the oil spill model. Table 4.1 presents the monthly average and maximum winds derived from the CFSR wind node adjacent to the release location.

Figure 4.2 and Figure 4.3 present the monthly and seasonal wind rose distributions (2014-2023 inclusive) derived from the CFSR data for the wind node closest to the release location. The average and maximum wind speeds were 8.9 knots and 46.9 knots, respectively.

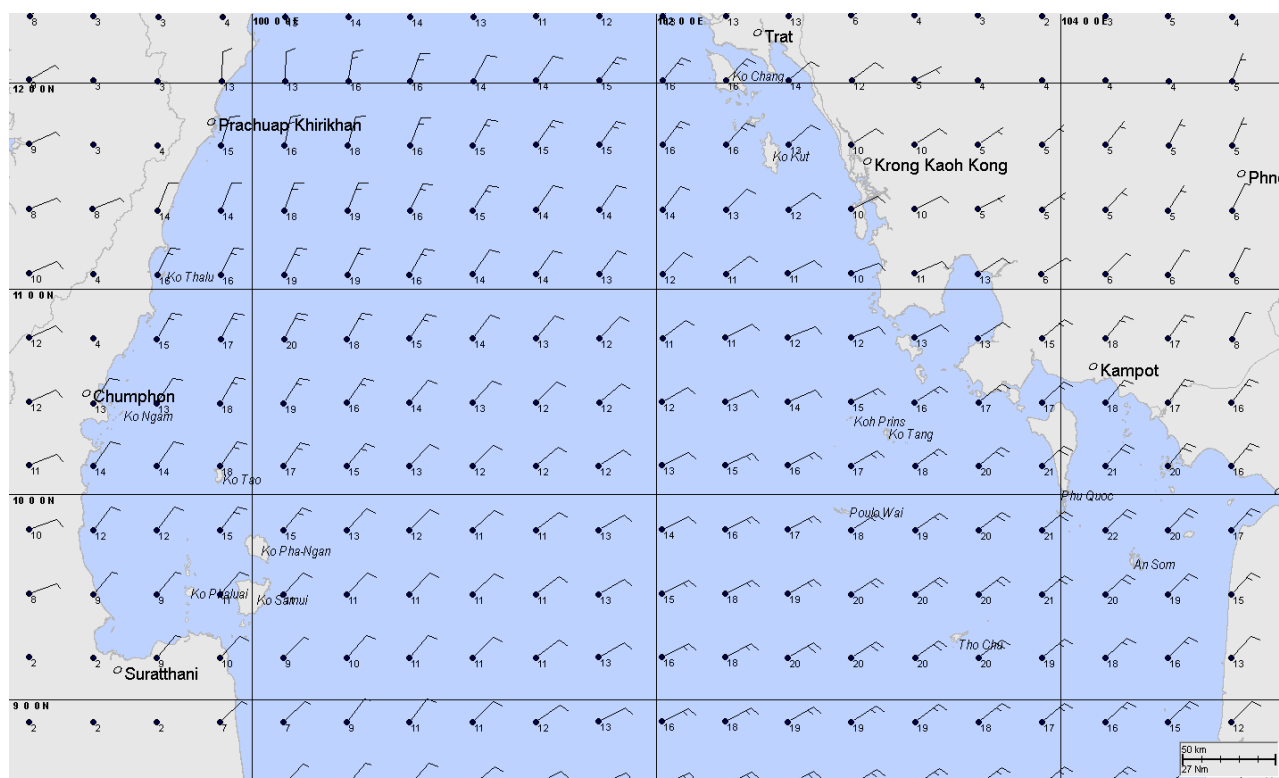


Figure 4.1 Image of the surrounding wind nodes used as input into the oil spill model. Note the values describe the wind speed (knots) at that time-step.

Table 4.1 Predicted average and maximum winds speeds adjacent to the release location. Based on data from 2014-2023 (inclusive).

Season	Month	Average speed (knots)	Maximum speed (knots)	General Direction (From)
Northeast Monsoon	January	9.2	46.9	East
	February	9.1	25.2	East-southeast
Southeast Monsoon	March	7.7	22.1	Southeast
	April	6.9	33.2	Southeast
Southwest Monsoon	May	7.5	24.3	West
	June	8.2	26.2	West-southwest
	July	10.2	29.0	West-southwest
	August	10.0	27.6	West-southwest
	September	10.0	28.8	West
Northwest Monsoon	October	8.4	24.1	West
Northeast Monsoon	November	9.4	30.6	East-northeast
	December	11.1	28.2	Northeast
Minimum		6.9	22.1	
Maximum		11.1	46.9	

RPS Data Set Analysis

Wind Speed (knots) and Direction Rose (All Records)

Longitude = 100.99°E, Latitude = 9.43°N
Analysis Period: 01-Jan-2014 to 31-Dec-2023

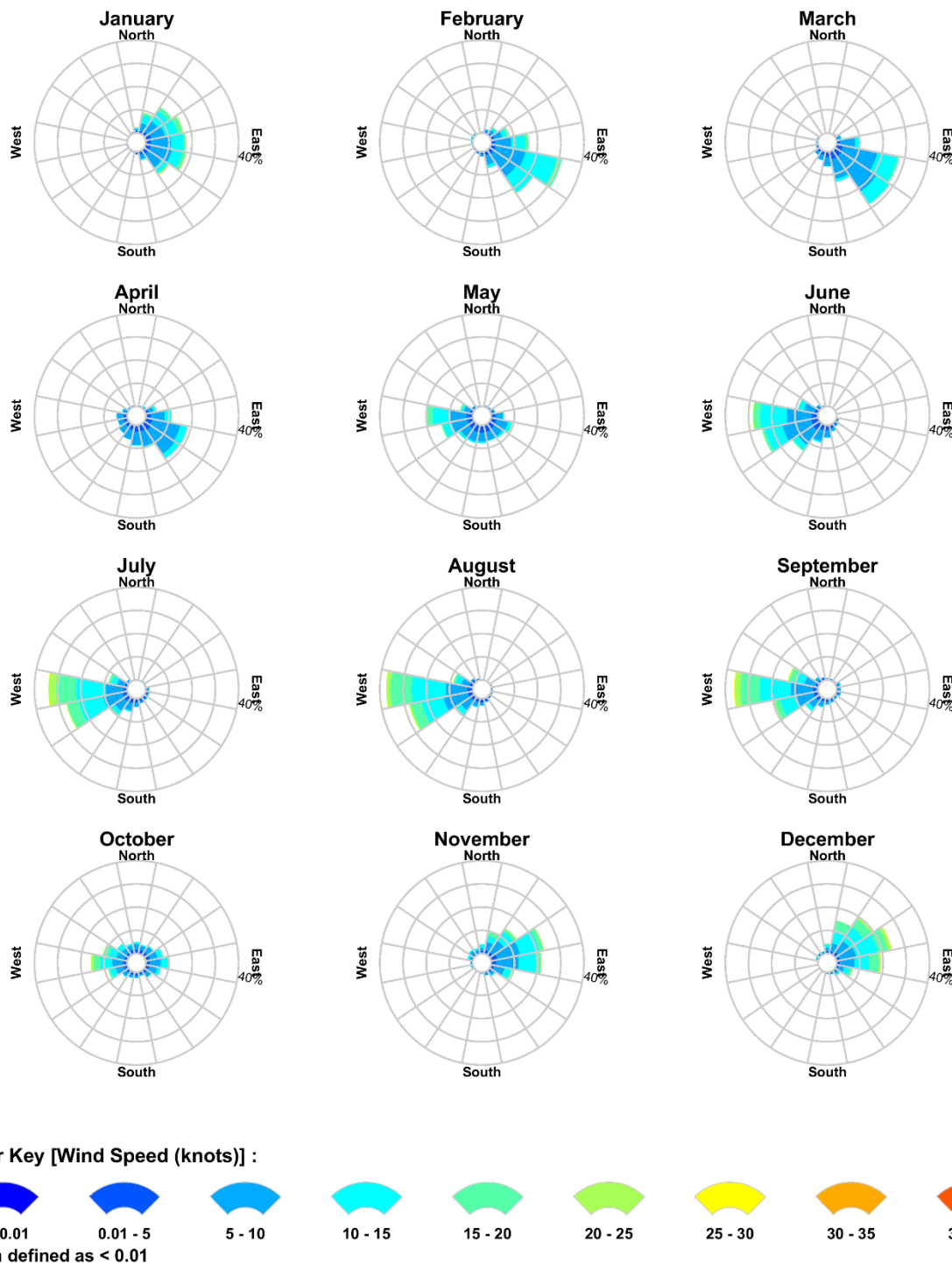


Figure 4.2 Monthly wind rose distributions adjacent to the release location, derived from the 2014 to 2023 modelled dataset.

RPS Data Set Analysis

Wind Speed (knots) and Direction Rose (All Records)

Longitude = 100.99°E, Latitude = 9.43°N
Analysis Period: 01-Jan-2014 to 31-Dec-2023

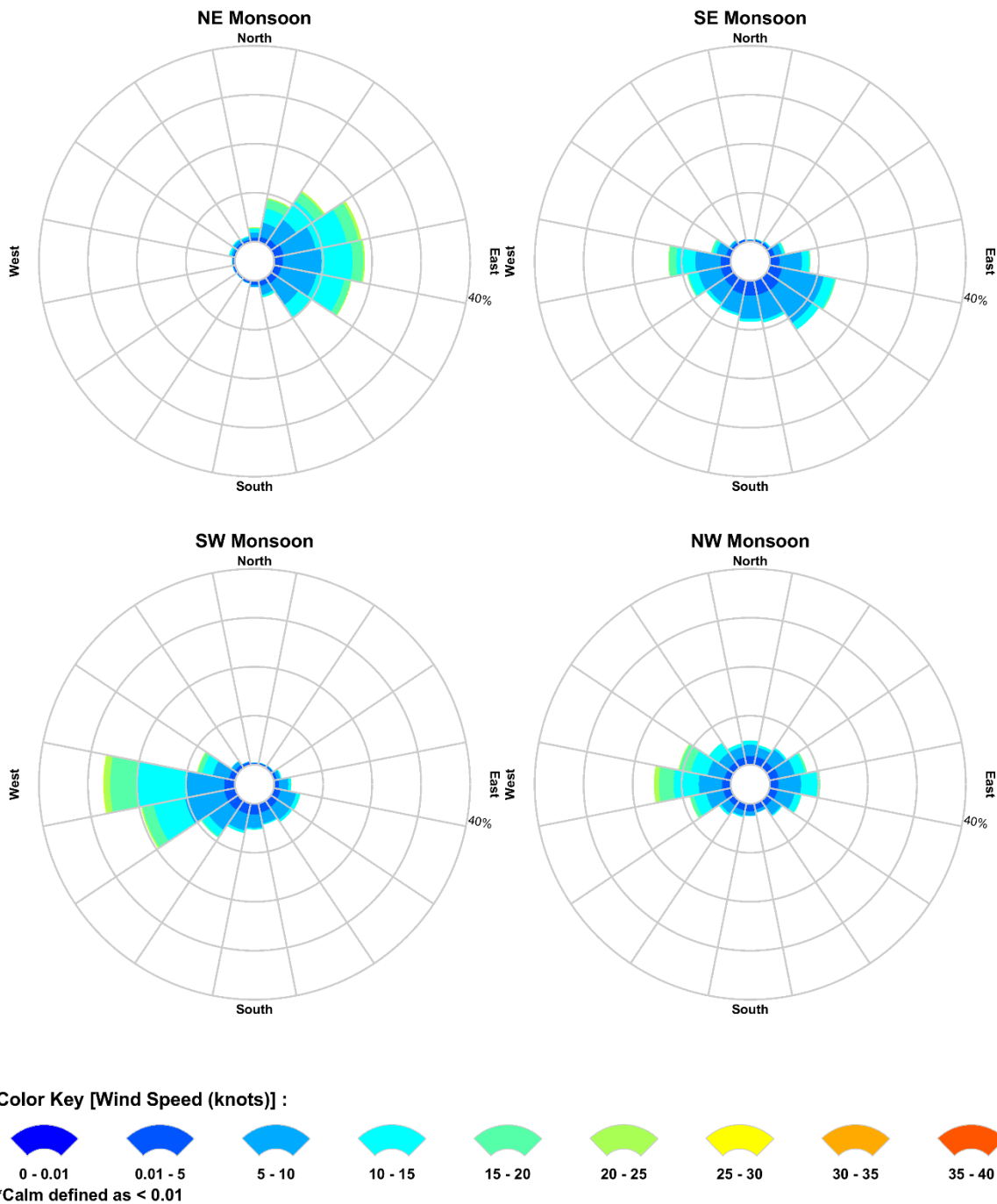


Figure 4.3 Seasonal wind rose distributions adjacent to the release location, derived from the 2014 to 2023 modelled dataset.

5 WATER TEMPERATURE AND SALINITY

The monthly sea temperature and salinity profiles of the water column near the release location was obtained from the World Ocean Atlas 2018 database produced by the National Oceanographic Data Centre (National Oceanic and Atmospheric Administration) and its co-located World Data Service for Oceanography (formerly the World Data Center for Oceanography) (see Levitus et al. 2013). The data are used to inform the weathering, movement and evaporative loss of hydrocarbon spills in the surface and subsurface layers.

Table 5.1 shows the monthly average sea surface temperatures ranged from 27.4°C (December) to 30.3°C (May), while surface salinity values ranged between 30.4 PSU (December) and 32.6 PSU (September).

The monthly average sea temperature and salinity profiles are presented in Figure 5.1.

Table 5.1 Monthly averaged surface water temperature and salinity values in adjacent to the release location.

Season	Month	Temperature (°C)	Salinity (PSU)
Northeast Monsoon	January	27.6	31.2
	February	27.7	31.8
Southeast Monsoon	March	28.3	31.7
	April	30.2	32.5
Southwest Monsoon	May	30.3	32.2
	June	29.9	32.1
	July	29.0	32.1
	August	28.9	32.4
	September	28.8	32.6
Northwest Monsoon	October	28.4	32.1
Northeast Monsoon	November	29.0	31.5
	December	27.4	30.4
Minimum		27.4	30.4
Maximum		30.3	32.6

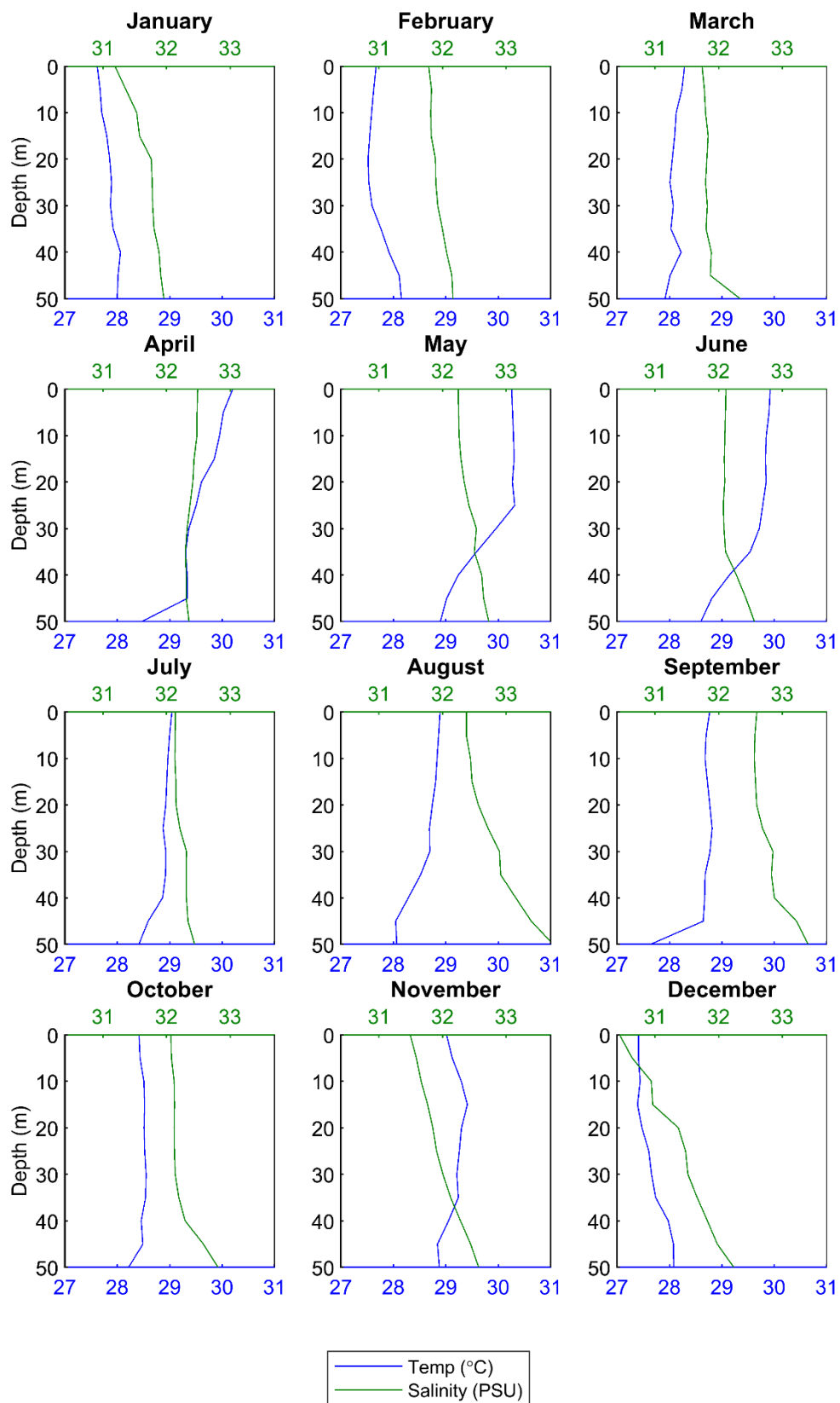


Figure 5.1 Monthly temperature (blue) and salinity (green) profiles throughout the water column adjacent to the release location.

6 OIL SPILL MODEL – SIMAP

The oil spill modelling was performed using SIMAP (Spill Impact Model Application Package). SIMAP is designed to simulate the fate and effects of spilled hydrocarbons for surface or subsea releases (Spaulding et al., 1994; French 1998; French et al., 1999; French-McCay, 2003; 2004).

SIMAP has been used to during and after major incidents including: Montara (Australia) well blowout August 2009 in the Timor Sea; Macondo (USA) well blowout April 2010 in the Gulf of Mexico; Bohai Bay (China) oil spill August 2011; and the pipeline oil spill July 2013 in the Gulf of Thailand.

The SIMAP model calculates the transport, spreading, entrainment, evaporation and decay of surface hydrocarbon slicks as well as the entrained and dissolved oil components in the water column, either from surface slicks or from oil discharged subsea. The movement and weathering of the spilled oil is calculated for specific oil types. Input specifications for oil mixtures include the density, viscosity, pour point, distillation curve (volume lost versus temperature) and the aromatic/aliphatic component ratios within given boiling point ranges.

The SIMAP model separately calculates the movement of the material that: (i) is on the water surface (as surface slicks), (ii) in the water column (as either entrained whole oil droplets or dissolved hydrocarbon), (iii) has stranded on shorelines, or (iv) that has precipitated out of the water column onto the seabed. The model calculates the transport of surface slicks from the combined forces exerted by surface currents and wind acting on the oil. Transport of entrained oil (oil that is below the water surface) is calculated using the currents only.

It should be noted the SIMAP is the advance oil spill system of OILMAP, which is used by the Pollution Control Department and Royal Thai Navy. SIMAP was chosen for this study due to the additional functionality and ability to process the results in more detail.

6.1 Stochastic Modelling

Stochastic oil spill modelling is created by overlaying a great number (often hundreds) of individual, computer-simulated hypothetical spills (NOPSEMA, 2018; Figure 6.1).

Stochastic modelling is a common means of assessing the potential risks from oil spills related to new projects and facilities. Stochastic modelling typically utilises hydrodynamic data for the location in combination with historic wind data. Typically, 100 simulations are run, which sufficiently samples the historic dataset that is most relevant to the season or timing of the project.

The outcomes are often presented as a probability of exposure and are primarily used for risk assessment purposes in view to understand the range of environments that may be affected or impacted by a spill. Elements of the stochastic modelling can also be used in oil spill preparedness and planning.

As part of this study, **100 spills** were simulated for each season. Each run had the same spill information (location, volume, duration and oil properties) but randomly differing spill commence dates. This ensured that each spill simulation was subjected to unique wind and current conditions. During each simulation, the model records whether any grid cells were exposed to oil, the concentrations involved and the elapsed time before exposure. Once all 100 spill simulations were complete the following results were analysed for every grid cell from all 100 simulations

- Concentrations of floating oil on the sea surface and shoreline accumulation;
- Minimum time before exposure;
- Probability of exposure for defined thresholds; and
- Volume of oil that may strand on shorelines from any simulation.



Figure 6.1 Example predicted movement of four single oil spill simulations predicted by SIMAP for the same scenario with varying start times (left image). All model runs are overlain (right image) to determine the stochastic based model results (NOPSEMA, 2018).

6.2 Thresholds

The oil spill model (SIMAP) can track hydrocarbons to very low levels that may not be ecologically significant and/or of little relevance to response capabilities. As such, reporting thresholds for floating oil exposure and oil accumulation on shorelines were carefully selected for describing the model-predicted outcomes and are presented in Table 6.1.

Table 6.1 Floating oil exposure and oil accumulation on shorelines thresholds.

Compartment	Exposure zone	Threshold levels (g/m ²)	Description
Floating oil	Low exposure	0.5 – 10	Oil of this thickness is described as rainbow sheen in appearance (Bonn Agreement, 2009, see Figure 6.2). It is considered the practical limit of observing oil in the marine environment (AMSA, 2015). It is below levels which would cause environmental harm and it is more indicative of the areas perceived to be affected due to its visibility on the sea surface and potential to trigger temporary closures of areas (i.e. fishing grounds) as a precautionary measure. Oil presence is equivalent to ¼ teaspoon to 2 teaspoons of oil every 1 m ²
	Moderate exposure	10 – 50	Described as a metallic sheen and at this level, fresh oiling has been observed to mortally impact some birds through adhesion of oil to their feathers, exposing them to secondary effects such as loss of temperature regulation (French et al., 1996; French-McCay, 2009)). May be thick enough for containment and recovery as well as dispersant treatment (AMSA, 2023). Oil presence is equivalent to 2 teaspoons to under 2 tablespoons of oil every 1 m ²
	High exposure	> 50	Described as metallic sheen (Bonn Agreement, 2009) and oil concentrations on the sea surface of 25 g/m ² (or greater), would be harmful for all birds that have landed in an oil film due to potential contamination of their feathers, with secondary effects such as loss of temperature regulation and

REPORT

			ingestion of oil through preening (Scholten et al. (1996) and Koops et al. (2004)). This threshold can also be used to inform response planning, such as containment and recovery. Oil presence is equivalent to > 2 tablespoon of oil every 1 m ²
Shoreline accumulation	Low exposure	10 g/m ²	May trigger socio-economic impact, such as temporary closures of beaches to recreation or fishing, or closure of commercial fisheries and might trigger attempts for shore clean-up on beaches or man-made features/amenities (breakwaters, jetties, marinas, etc.). Equates to 2 tsp to ½ cup of oil every 1 m ² of shoreline. The appearance is described as a flim/stain.
	Moderate exposure	100 g/m ²	Predicts the area likely to require clean-up effort. French et al. (1996) and French-McCay (2009) define a shoreline oil threshold of 100 g/m ² , or above, as having potentially harm to shorebirds and wildlife (furbearing aquatic mammals and marine reptiles on or along the shore) based on sub-lethal and lethal impact studies. Equates to ~ ½ cup to >4 ¼ cups of oil every 1 m ² shoreline contacted. The appearance is described as a thin oil coat.
	High exposure	1,000 g/m ²	Predicts the area likely to require intensive clean-up effort. Observations by Lin and Mendelssohn (1996) demonstrated that loadings of more than 1,000 g/m ² of oil during the growing season would be required to impact marsh plants significantly. Similar thresholds have been found in studies assessing oil impacts on mangroves (Grant et al., 1993; Suprayogi & Murray, 1999). This concentration equates to >4 ¼ cups of oil every 1 m ² of shoreline contacted. The appearance is described as an oil cover.

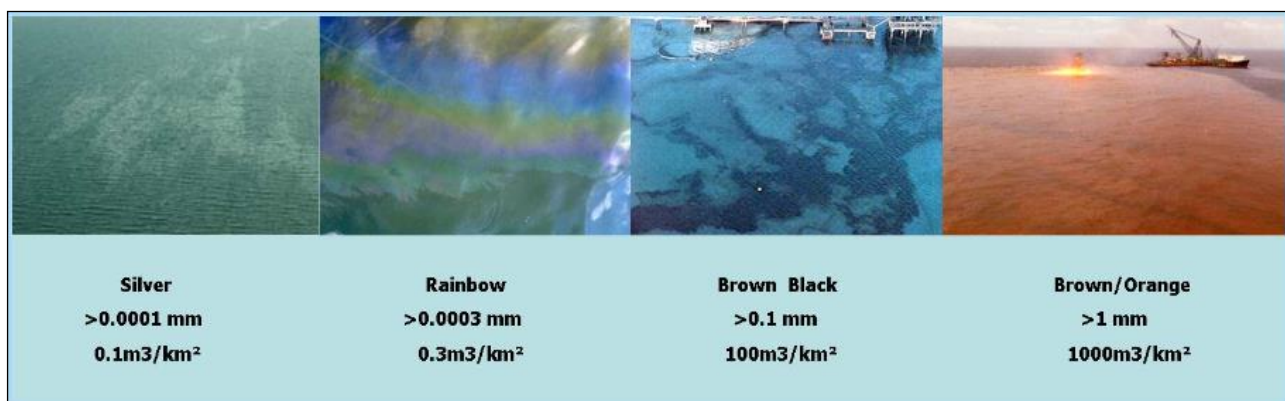


Figure 6.2 Photograph showing the difference between oil appearance on the sea surface (source: Oil Spill Solutions, 2015).

7 OIL PROPERTIES

PTTEP ED provided detailed information on the G1/65 crude oil, which was used as input for the assessed scenario. The crude oil has a density of approximately 834 kg/m³ (API 38.1), kinematic viscosity of 4.69 cSt (at 40°C), a wax content of 12.3 % and a pour point of 15.4°C (Table 7.1). These properties classify it as a Group 2 oil according to the International Tanker Owners Pollution Federation classification scheme (ITOPF, 2014).

The boiling point ranges of crude indicate that 59.0% will evaporate when on the water surface and the remaining 41.0% of residual components will not evaporate although will decay slowly over time (refer Table 7.2).

Table 7.1 Physical properties for the G1/65 crude oil used in this study.

Properties	G1/65 Crude Oil
Density (kg/m ³)	834
API	38.1
Kinematic viscosity (cSt)	4.69 (at 40°C)
Wax content (%)	12.3
Pour point (°C)	15.0
Oil Property Category	Group 2

Table 7.2 Boiling point ranges for the crude oil used in this study.

Characteristic	Volatiles (%)	Semi-volatiles (%)	Low Volatiles (%)	Residual (%)
Boiling point (°C)	<180	180–265	265–380	>380
	Non-persistent			Persistent
G1/65 crude oil	27.2	12.5	19.3	41.0

Figure 7.1 shows the predicted weathering and fates graphs for an example simulation during southwest monsoon wind and current conditions. The graph illustrates the predicted fate as a function of volume. Note that no oil was predicted to reach the shorelines for the example weathering simulation.

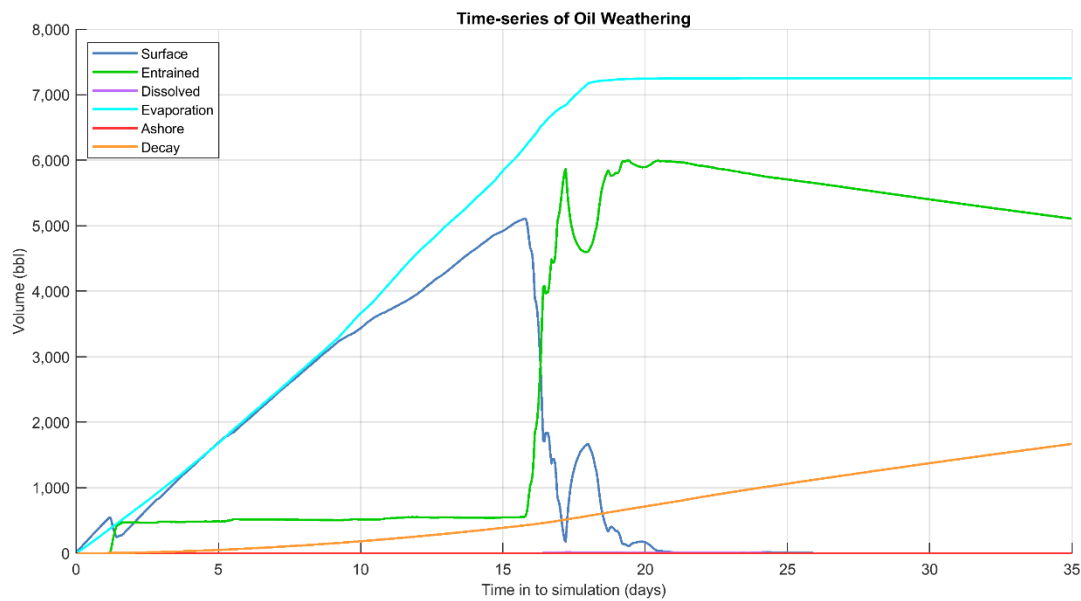


Figure 7.1 Example weathering and fates graph for the G1/65 crude oil during southwest monsoon conditions (Run 15).

8 PLACES OF INTEREST

Oil accumulation on shorelines sectors were individually assessed for provinces and islands, which are shown in Figure 8.1. Additionally, the study examined the potential for floating oil to cross EEZ for each season. The EEZ boundaries were based on data defined by Flanders Marine Institute (2018).

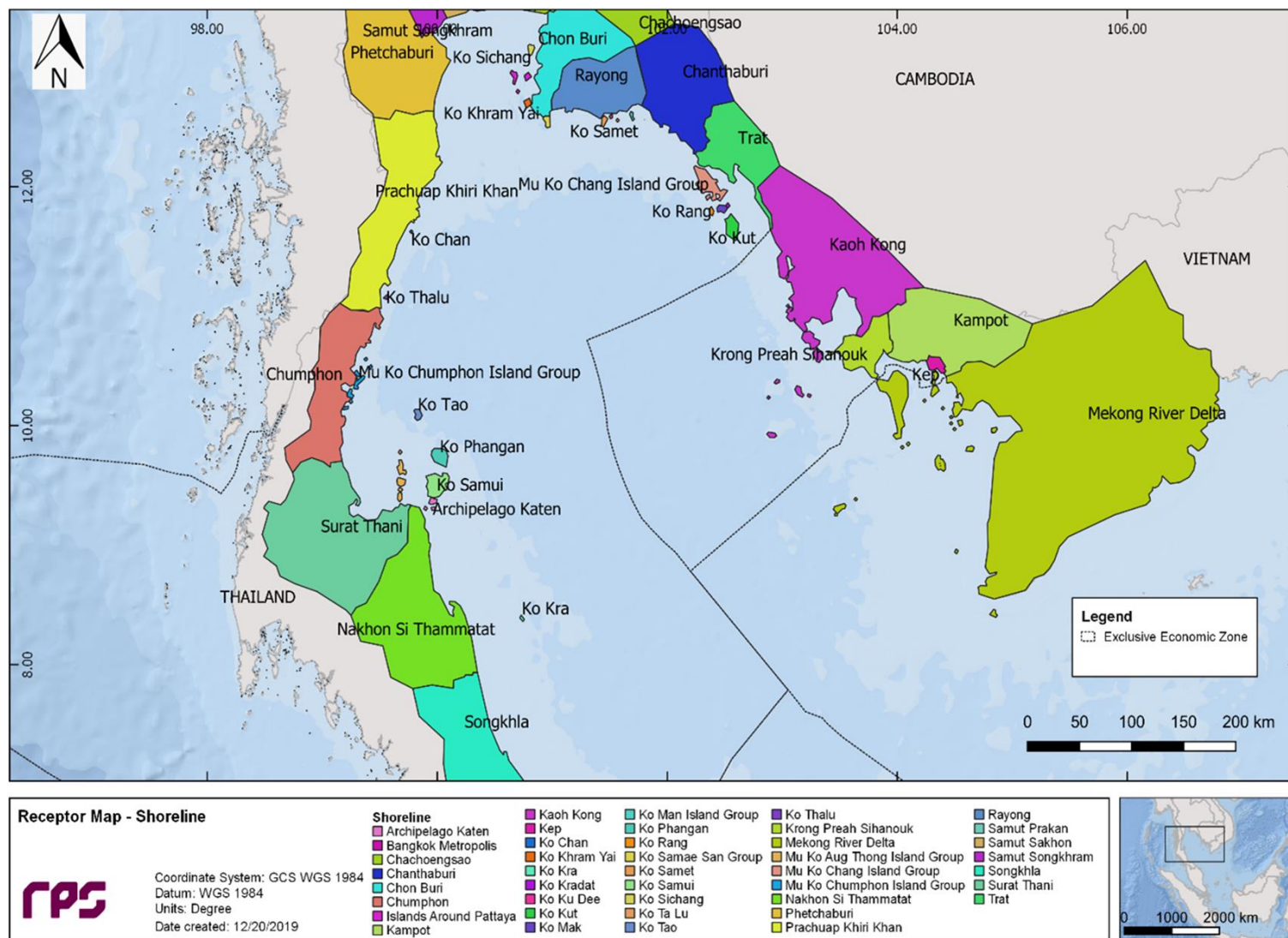


Figure 8.1 Map of the shoreline sectors assessed for oil accumulation.

9 MODEL SETTINGS

Table 9.1 provides a summary of the oil spill model settings.

The simulation length was carefully selected based on extensive sensitivity testing. During the sensitivity testing process, sample spill simulations were run for longer than intended durations. Upon completion of the spill simulations, the results were carefully assessed to examine the persistence of the crude (i.e. whether the maximum evaporative loss had been achieved for the period modelled; and whether a substantial volume of hydrocarbons remain in the water column (if any) in conjunction with the extent of floating oil exposure based on reporting thresholds. Once there was agreement between the two factors (i.e. the final fate of hydrocarbon is accounted for, and the full exposure area is identified) the simulation length was deemed appropriate.

Table 9.1 Summary of the oil spill model settings used in this assessment

Data Input Parameters	Details
Scenario description	Loss of well control at E10
Number of randomly selected spill start times per season	400 total (100 per season)
Release type	Surface
Hydrocarbon type	Crude oil
Total volume released and release duration	14,220 bbl over 18 days
Flow rate	790 bopd
Simulation length (days)	35
Seasons assessed	Northeast monsoon (November to the following February) Southeast monsoon (March and April), Southwest monsoon (May to September) Northwest monsoon (October)
Floating oil thresholds	0.5 g/m ² , low exposure 10 g/m ² , moderate exposure 50 g/m ² , high exposure
Oil accumulation on shorelines	10 g/m ² , low exposure 100 g/m ² , moderate exposure 1,000 g/m ² , high exposure

10 PRESENTATION AND INTERPRETATION OF MODEL RESULTS

The results from the modelling study are presented in several tables and figures, which aim to provide an understanding of both the predicted floating oil exposure and oil ashore for each season.

10.1 Single Spill Analysis

All 400 simulations were reviewed and the “worst case” single spill simulation that resulted in the highest volume ashore was identified and presented in Sections 11.1.

Figures illustrating the oil exposure on the sea surface and shoreline contact at several intervals following the spill commencement, along with commentary regarding the movement is presented. The corresponding weathering and fates graph is also presented.

10.2 Stochastic Analysis

If readers are not fully familiar with how to interpret stochastic modelling outputs, please refer to the relevant NOPSEMA factsheet (NOPSEMA, 2018) before reading this report section.

Predictions for the probability of contact and time to contact by oil concentrations equalling or exceeding defined thresholds for floating and shoreline oil are provided in the following sections to summarise the results of the seasonal stochastic modelling.

The stochastic results are calculated and presented as follows:

- **Maximum distance travelled** – is determined by recording the maximum distance travelled by a single trajectory, within a scenario, from the release location to the identified exposure thresholds.
- **Predicted zones of potential exposure** – maps of floating oil exposure, shoreline oil accumulation, entrained oil and dissolved hydrocarbons exposure were generated based on the following thresholds:
 - Floating oil – 0.5 -10 g/m² (Low), 10-50 g/m² (Moderate) and ≥50 g/m² (High).
 - Shoreline oil accumulation – 10-100 g/m² (Low), 100-1,000 g/m² (Moderate) and ≥1,000 g/m² (High).
- **The probability of oil exposure on the sea surface or shorelines** – is calculated by dividing the number of spill simulations passing over a given grid cell at a given reporting threshold, divided by the total number of simulations.
- **The minimum time before oil exposure on the sea surface or shorelines** – is determined by ranking the elapsed time before sea surface exposure, entrained oil exposure or shoreline accumulation (at a given reporting threshold) to a given location/grid cell for each of the spill simulations.
- **The maximum local accumulated concentration averaged over all replicate spills** – the greatest concentration calculated for any point on the shoreline after averaging over all replicate simulations.
- **The maximum local accumulated concentration in the worst replicate spill** – the greatest accumulation predicted for any point on the shoreline during any replicate simulation, and thus represents an extreme estimate.
- **The average volume of oil ashore** – is determined by averaging the volume of oil ashore across all simulations predicted to make shoreline contact.
- **The maximum volume of oil ashore in the worst replicate spill** – the greatest volume of oil predicted for any point on the shoreline during any replicate simulation, and thus represents an extreme estimate.

The mean and maximum shoreline concentrations indicate the concentrations forecast to potentially accumulate over time on any discrete part of a shoreline, calculated for individual portions of 1 km in length. Accumulated concentrations are calculated by summing the mass of oil that arrives at any concentration

(including < threshold) over time at a model cell and subtracting any mass lost through evaporation and washing off, where relevant.

Note that it is possible that oil films arriving at concentrations that are less than the threshold may accumulate over the course of a spill event to result in concentrations that apparently exceed the threshold. Hence, the mean expected, and maximum concentrations of accumulated oil can exceed the threshold applied to the probability calculations for the arrival of floating oil even where no instantaneous exceedances above threshold are predicted. It is important to understand that the two parameters (floating concentration and shoreline concentration) are quite distinct, calculated in different ways and representative of alternative outcomes. The floating probability estimates, and the shoreline accumulative estimates should therefore be treated as independent estimators of different exposure outcomes, and not directly compared.

Readers should note that the contour maps presented in the stochastic modelling results, do not represent the predicted coverage of any one hydrocarbon spill or a depiction of a slick or plume at any instant in time. Rather, the contours are a composite of many theoretical slick paths, integrated over the full duration of the simulations relevant to each scenario. The stochastic modelling contour maps should be treated as indications of the probability of exposure at defined concentrations, for individual location, at some point in time after the defined spill commences, given the trends and variations in metocean conditions that occur around the study area.

Locations with higher probability ratings were exposed during a greater number of spill simulations, indicating that the combination of the prevailing wind and current conditions are more likely to result in contact to these locations if the spill scenario were to occur in the future. The areas outside of the lowest-percentage contour indicate that contact will be less likely under the range of prevailing conditions for this region than areas falling within higher probability contours. It is important to note that the probabilities are derived from the samples of data used in the modelling. Therefore, location that are not calculated to receive exposure at threshold concentrations or greater in any of the replicate simulations might possibly be contacted if very unusual conditions were to occur. Hence, we do not attribute a probability of nil to areas beyond the lowest probability contour.

11 MODELLING RESULTS

This scenario investigated the potential exposure to surrounding regions from a 14,220 bbl surface release of crude oil over 18 days (790 bopd), to represent a hypothetical loss of well control at E10 well. The oil was tracked for an additional 18 days to allow the concentrations to decrease below the minimum thresholds. The modelling for this scenario assumed no mitigation efforts are undertaken to collect or otherwise affect the natural transport and weathering.

Section 11.1 presents the deterministic analysis, while Section 11.2 presents the seasonal stochastic analysis results.

11.1 Single Spill Simulation

11.1.1 Highest volume ashore

Amongst the 400 simulations, a spill simulation commencing during first intermonsoon conditions during northwest monsoon conditions (run 71) starting at 12 pm 15th October 2023 resulted in the highest volume of oil ashore of 378.8 bbl.

Figure 11.1 to Figure 11.3 present the predicted movement of the oil spill and corresponding floating oil exposure on the sea surface and shoreline accumulation at 1 and 5 days, 10 and 15 days, and 30 and 35 days after the initial release, respectively.

The oil spill initially travelled southeast from the release location, before changing direction towards the southwest and accumulating on the Nakhon Si Thammarat coastline approximately 28.5 days after the initial release. The spill then continued further southwest, spreading across the coastline (see Figure 11.3).

Figure 11.4 shows the fates and weathering graph for the spill simulation. At the end of the 35 day spill simulation, it is predicted that approximately 1,070 m³ (~6,729 bbl) evaporated, 798 (~ 5,022 bbl) entrained and approximately 60 m³ (~ 379 bbl) was on the shoreline. The remaining volume of ashore of 302 m³ (~1,900 bbl) was predicted to decay.

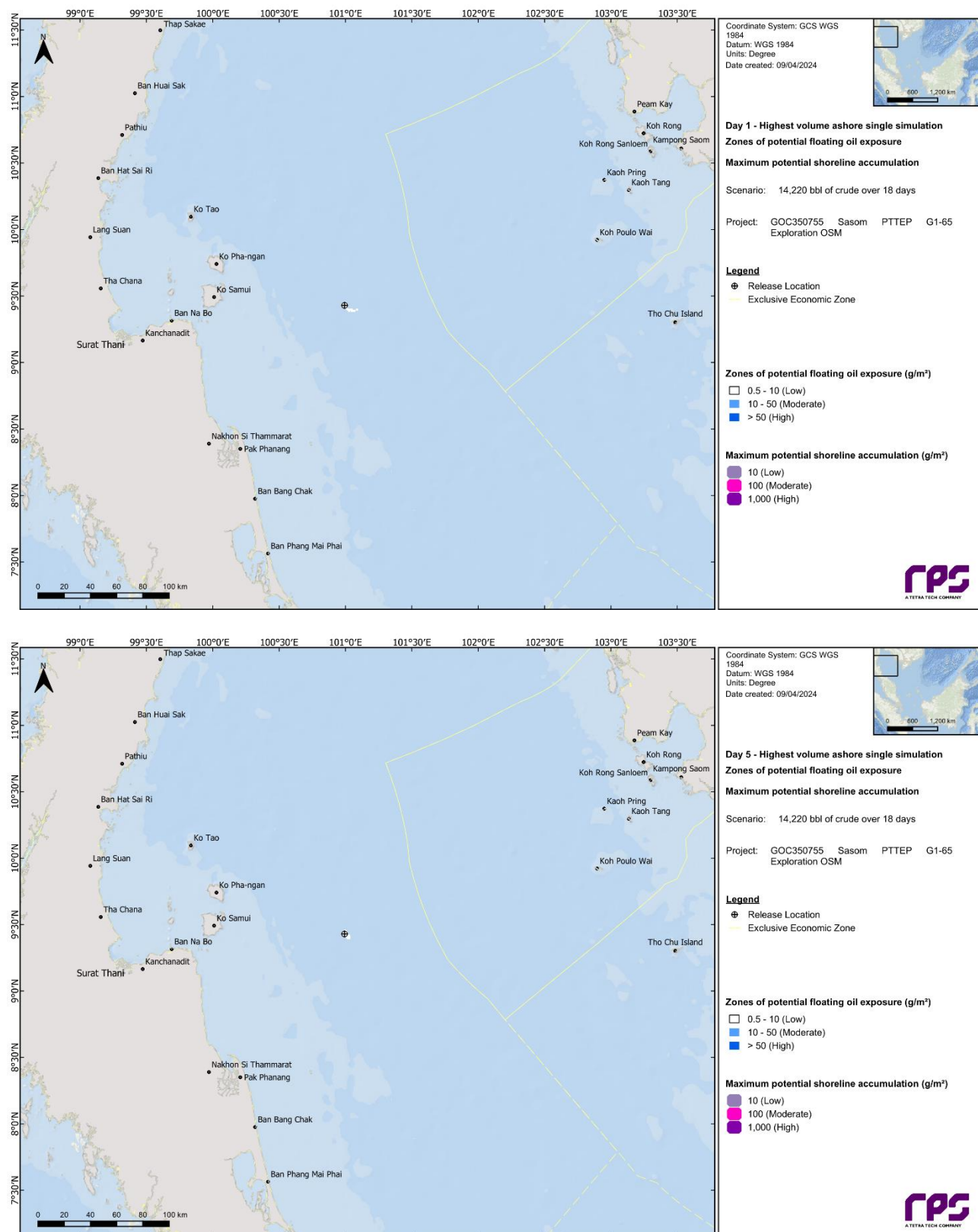


Figure 11.1 Predicted movement of oil 1 day (top image) and 5 days (bottom image) after the initial release (12 pm 15th October 2023) for the spill simulation recording the highest volume of oil reaching shorelines from a surface loss of well control.

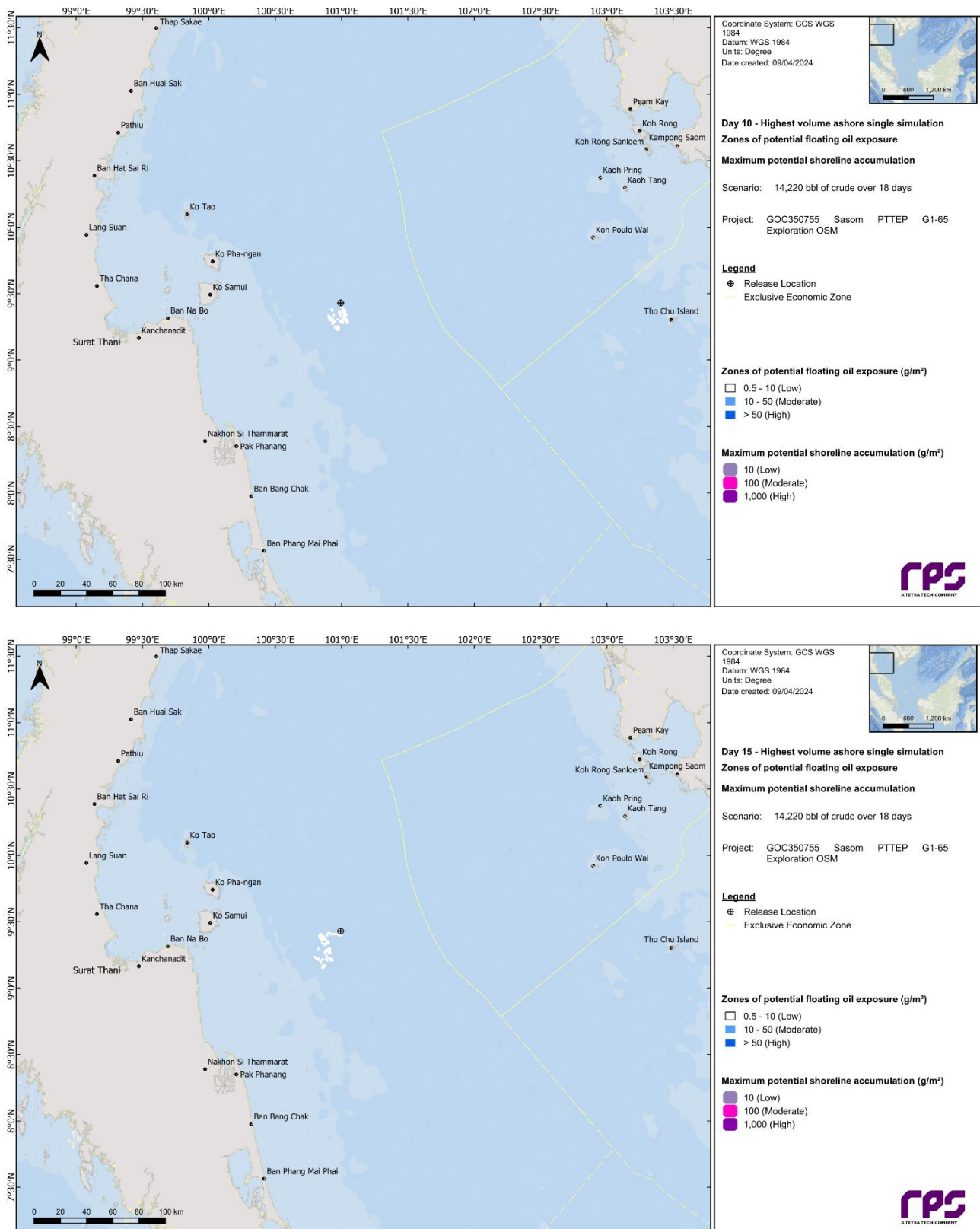


Figure 11.2 Predicted movement of oil 10 days (top image) and 15 days (bottom image) after the initial release (12 pm 15th October 2023) for the spill simulation recording the highest volume of oil reaching shorelines from a surface loss of well control.

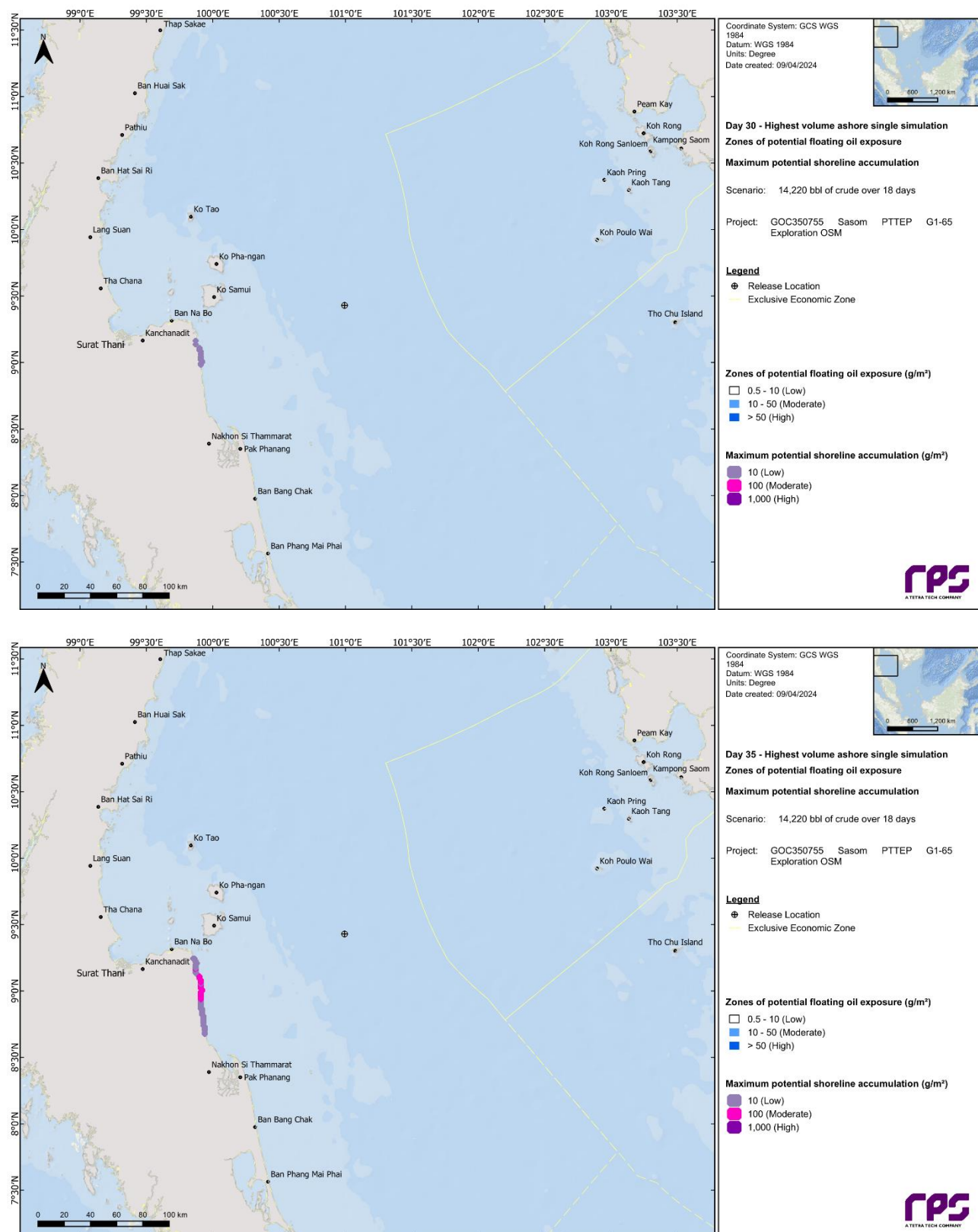


Figure 11.3 Predicted movement of oil 30 days (top image) and 35 days (bottom image) after the initial release (12 pm 15th October 2023) for the spill simulation recording the highest volume of oil reaching shorelines from a surface loss of well control.

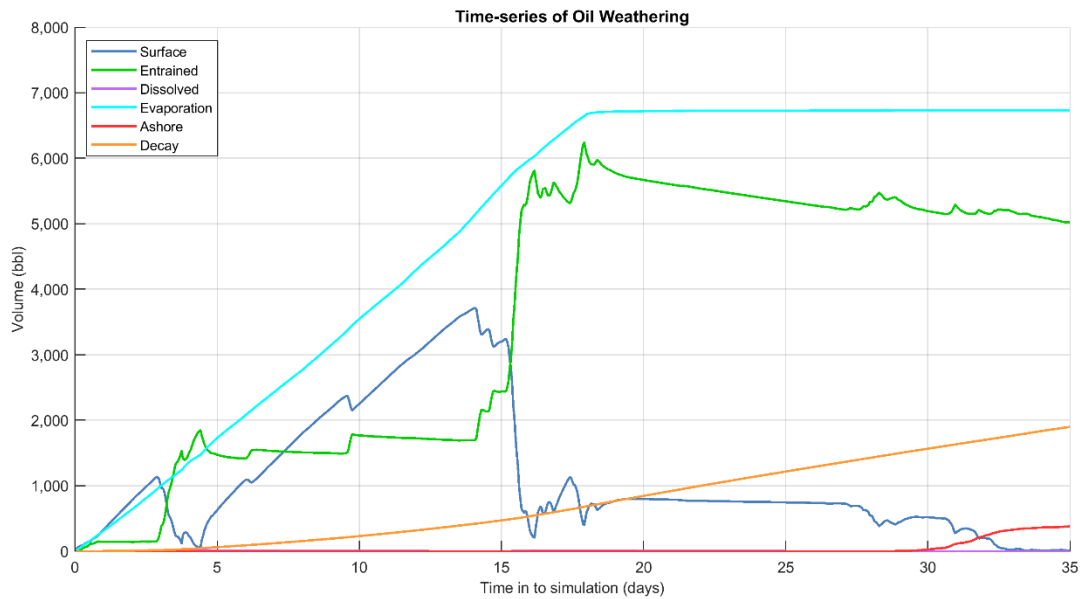


Figure 11.4 Predicted weathering and fates graph for the spill simulation recording the highest volume of oil reaching shorelines from a surface loss of well control.

11.2 Seasonal Stochastic Analysis

11.2.1 Floating Oil Exposure

Table 11.1 summarises the maximum distances from the release location to floating oil exposure zones for each season. Concentrations of floating oil at, or above, the low threshold (1–10 g/m²) could extend up to 172 km, with the distance reducing to 19 km as the threshold increase to moderate (10–50 g/m²). No high exposure (≥50 g/m²) was predicted during any season modelled.

Figure 11.5 to Figure 11.8 present the zones of floating oil exposure during each season.

The direction of spills was observed to vary significantly depending on the season. For instance, during the northeast monsoon conditions, spills tended to move predominantly west and northwest towards the Thailand coastline. In contrast, southeast monsoon conditions saw spills primarily traveling north from the release location, with some spills predicted to travel northwest towards the Thai islands of Ko Samui and Ko Phangan, as well as east-northeast into Cambodian waters. Southwest monsoon conditions resulted in spills mostly following the east-west axis, tracking east towards Cambodian waters and west towards the Thai coastline. Lastly, during northwest monsoon conditions, spills were projected to predominantly travel west towards the Thai coastline.

Table 11.2 summarises the potential for floating oil to cross EEZs. During the southeast and southwest monsoons, floating oil at or above the low threshold was predicted to cross into Cambodian waters with probabilities of 11% and 12%, respectively. It took a minimum of 9.54 days and 9.75 days following the commencement of the spill for the oil to cross into Cambodian waters during southeast and southwest monsoon conditions, respectively.

Figure 11.9 to Figure 11.16 present probability maps of floating oil exposure for the low (0.5 g/m²) and moderate (10 - 50 g/m²) thresholds during each season. While, Figure 11.17 to Figure 11.24 present maps of minimum times before floating oil exposure for each threshold during each season.

Table 11.1 Maximum distance and direction from the release location to floating oil exposure thresholds following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations per season.

Season	Distance and direction	Floating oil exposure thresholds		
		1 - 10 g/m ² (low)	10 - 50 g/m ² (moderate)	≥50 g/m ² (high)
Northeast Monsoon	Max. distance from release site (km)	109	18	-
	Direction	Northwest	Southeast	-
Southeast monsoon	Max. distance from release site (km)	172	19	-
	Direction	North	North	-
Southwest Monsoon	Max. distance from release site (km)	171	17	-
	Direction	Northeast	Southeast	-
Northwest Monsoon	Max. distance from release site (km)	113	19	-
	Direction	Southwest	Southwest	-

Table 11.2 Potential for floating oil to cross Exclusive Economic Zones (EEZ) following a surface loss of well control. Results were calculated from 100 spill simulations per season.

Exclusive Economic Zone	Season	Probability of floating oil exposure (%)			Minimum time before floating oil exposure (days)		
		1 - 10 g/m ² (low)	10 - 50 g/m ² (moderate)	≥50 g/m ² (high)	1 - 10 g/m ² (low)	10 - 50 g/m ² (moderate)	≥50 g/m ² (high)
Cambodia	Northeast monsoon	-	-	-	-	-	-
	Southeast monsoon	11	-	-	9.54	-	-
	Southwest monsoon	12	-	-	9.75	-	-
	Northwest monsoon	-	-	-	-	-	-

"-": No contact predicted for specified threshold.

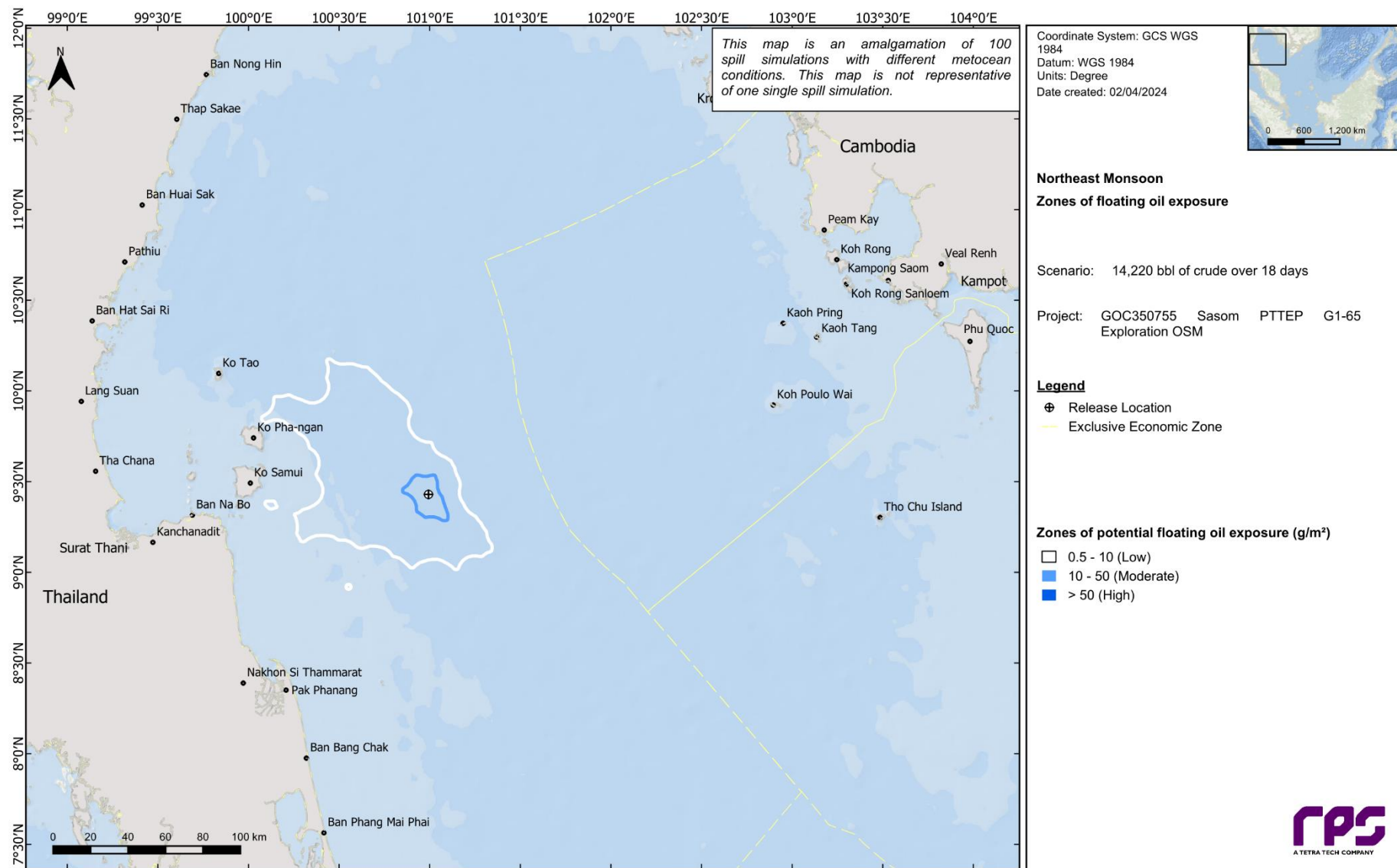


Figure 11.5 Predicted floating oil exposure zones following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

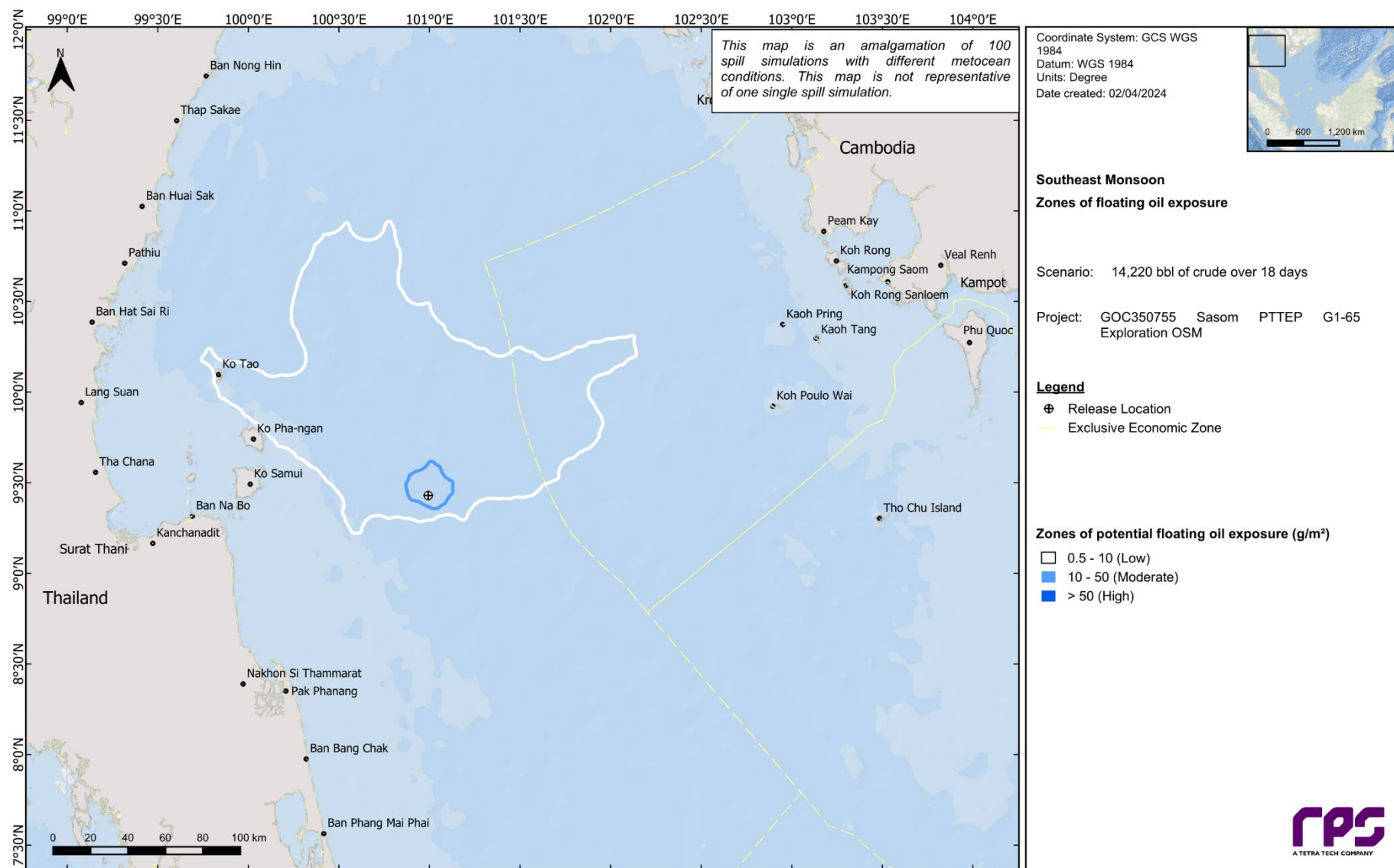


Figure 11.6 Predicted floating oil exposure zones following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

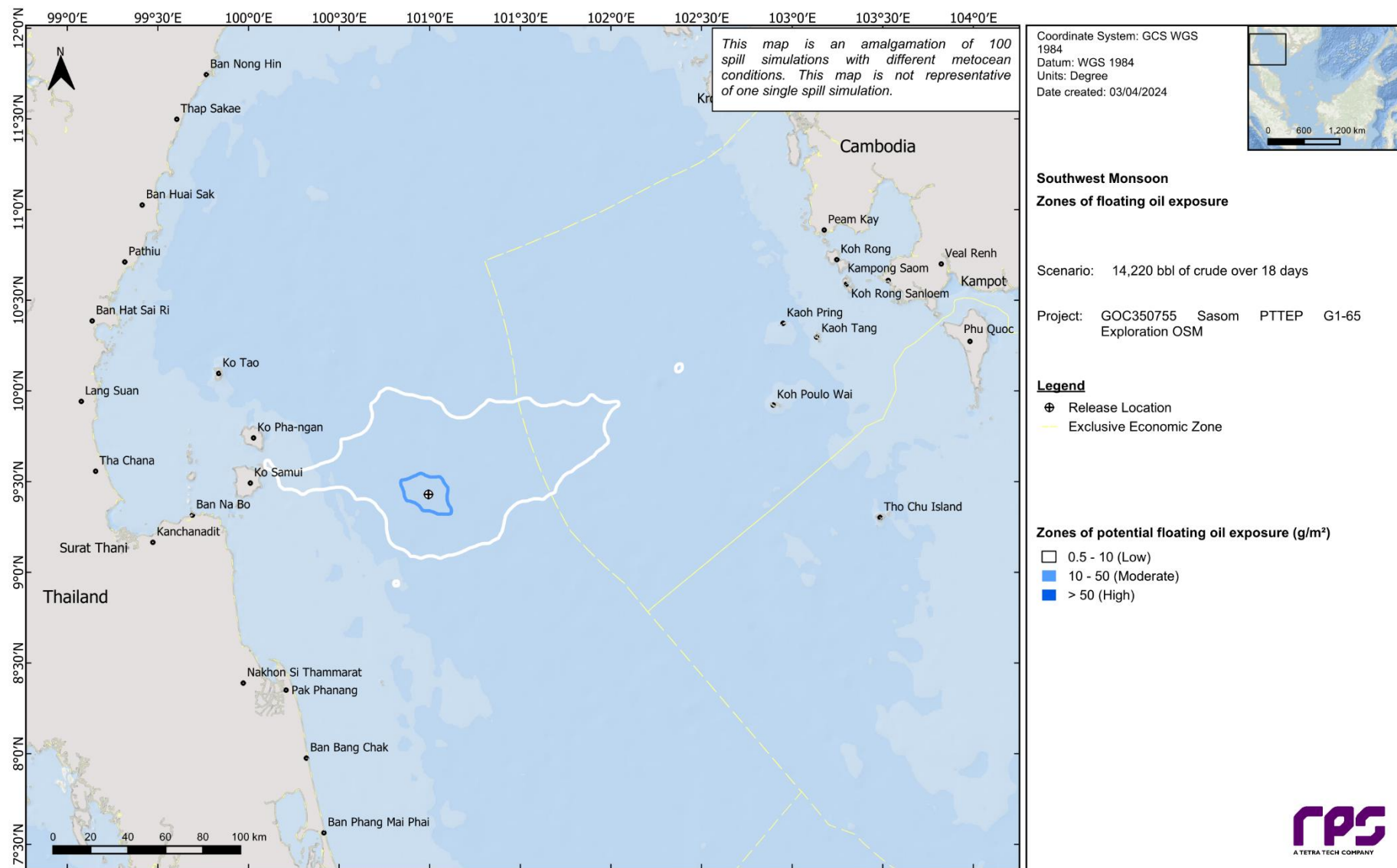


Figure 11.7 Predicted floating oil exposure zones following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

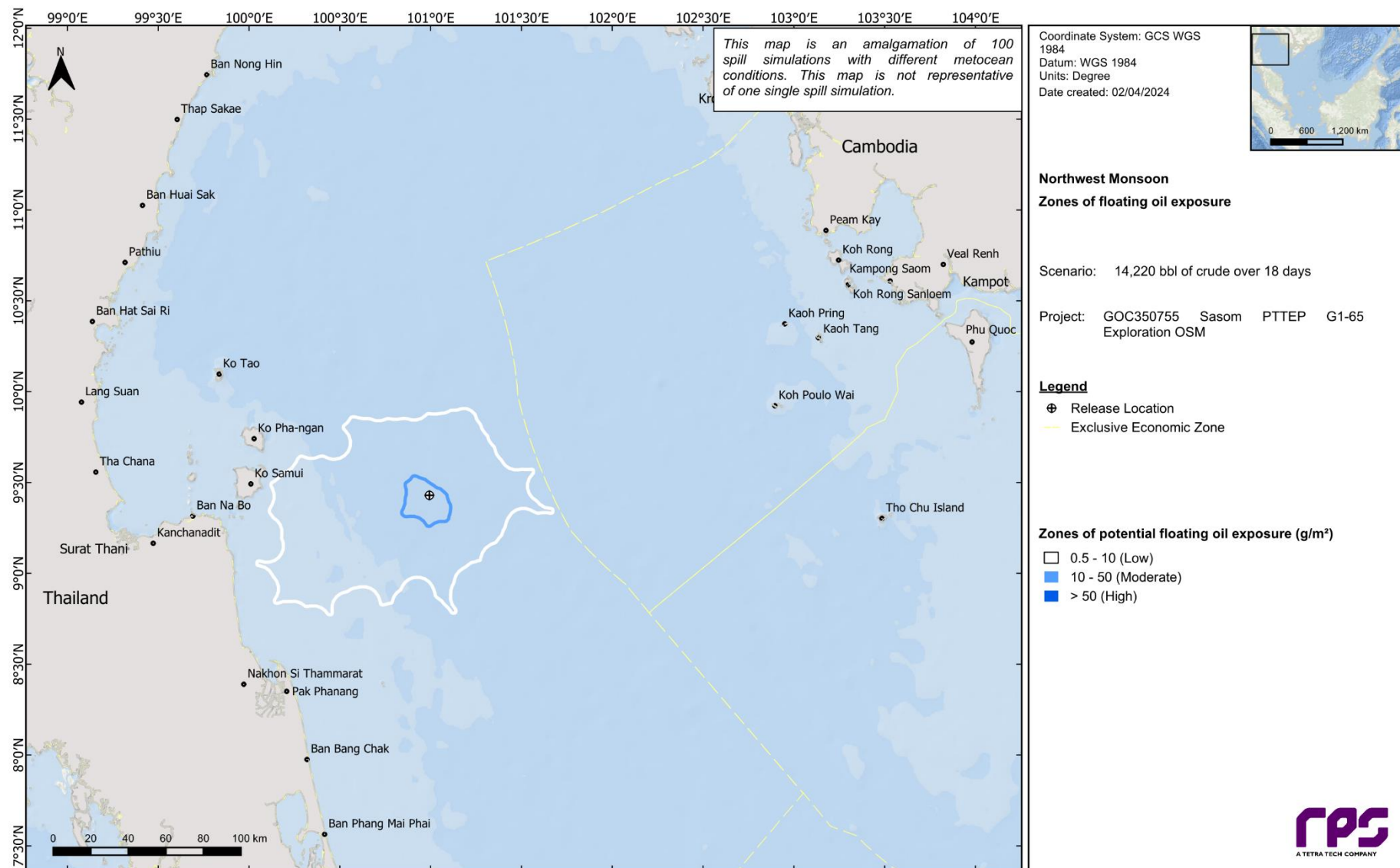


Figure 11.8 Predicted floating oil exposure zones following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

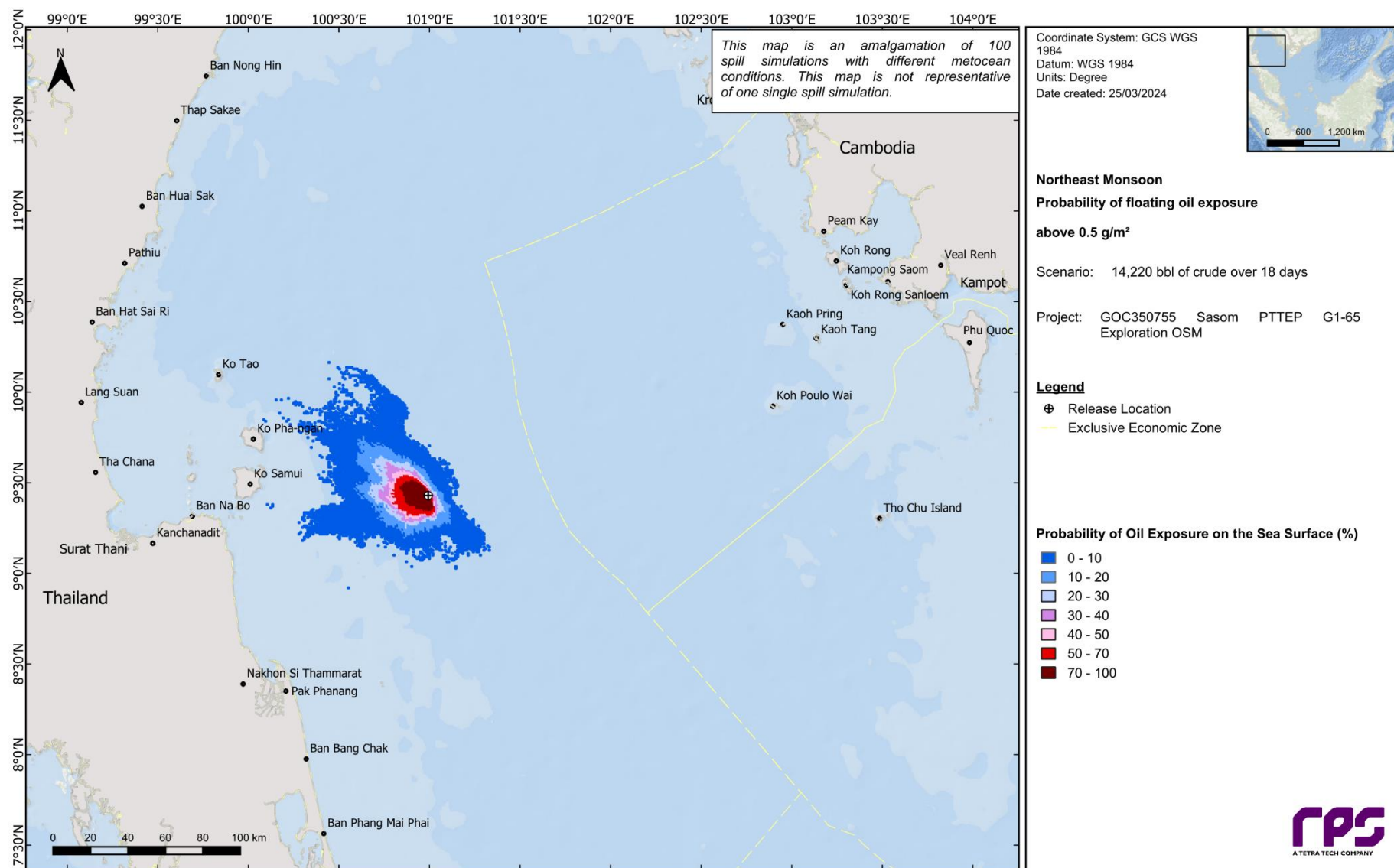


Figure 11.9 Probability map of floating oil exposure above the low threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

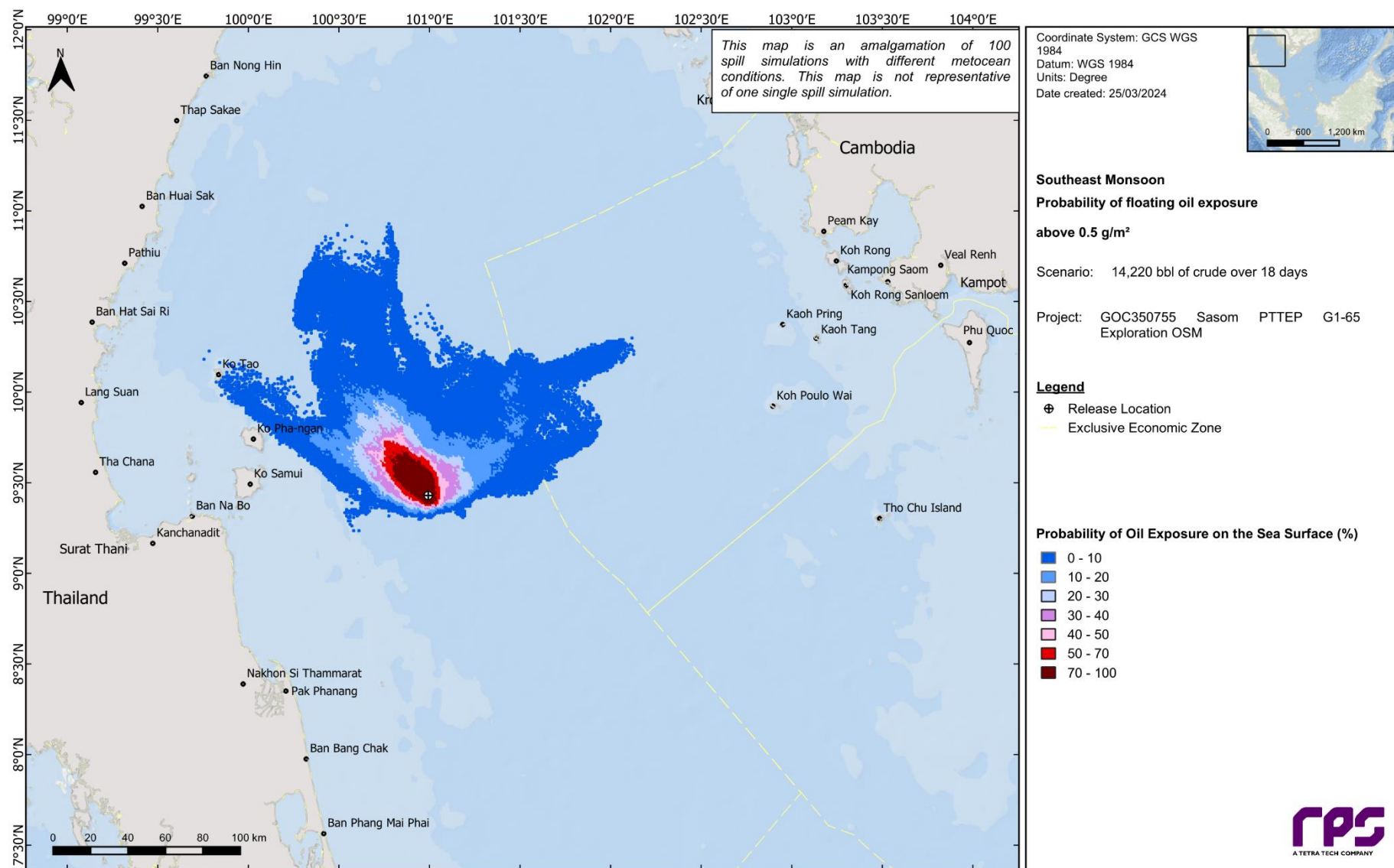


Figure 11.10 Probability map of floating oil exposure above the low threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

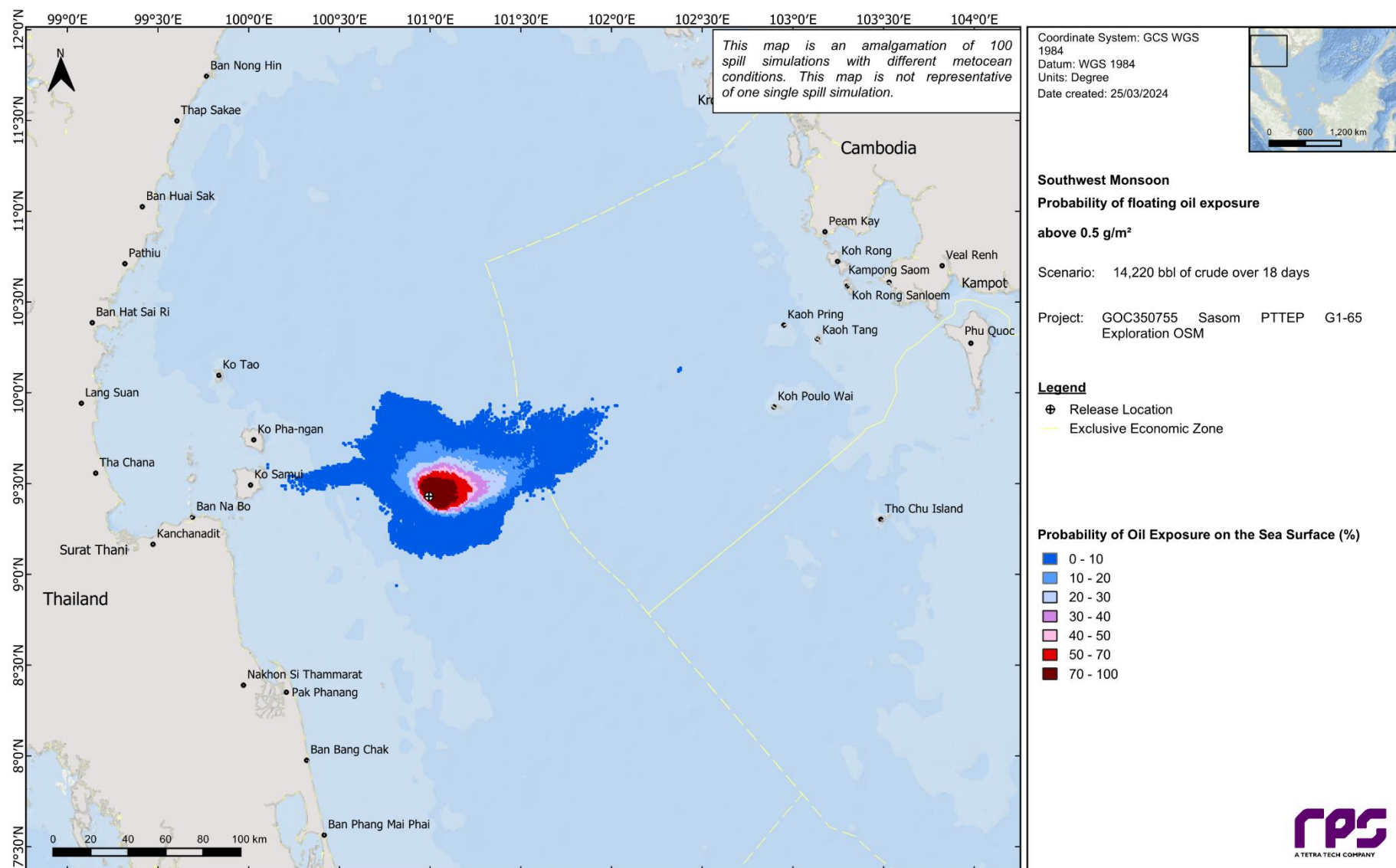


Figure 11.11 Probability map of floating oil exposure above the low threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

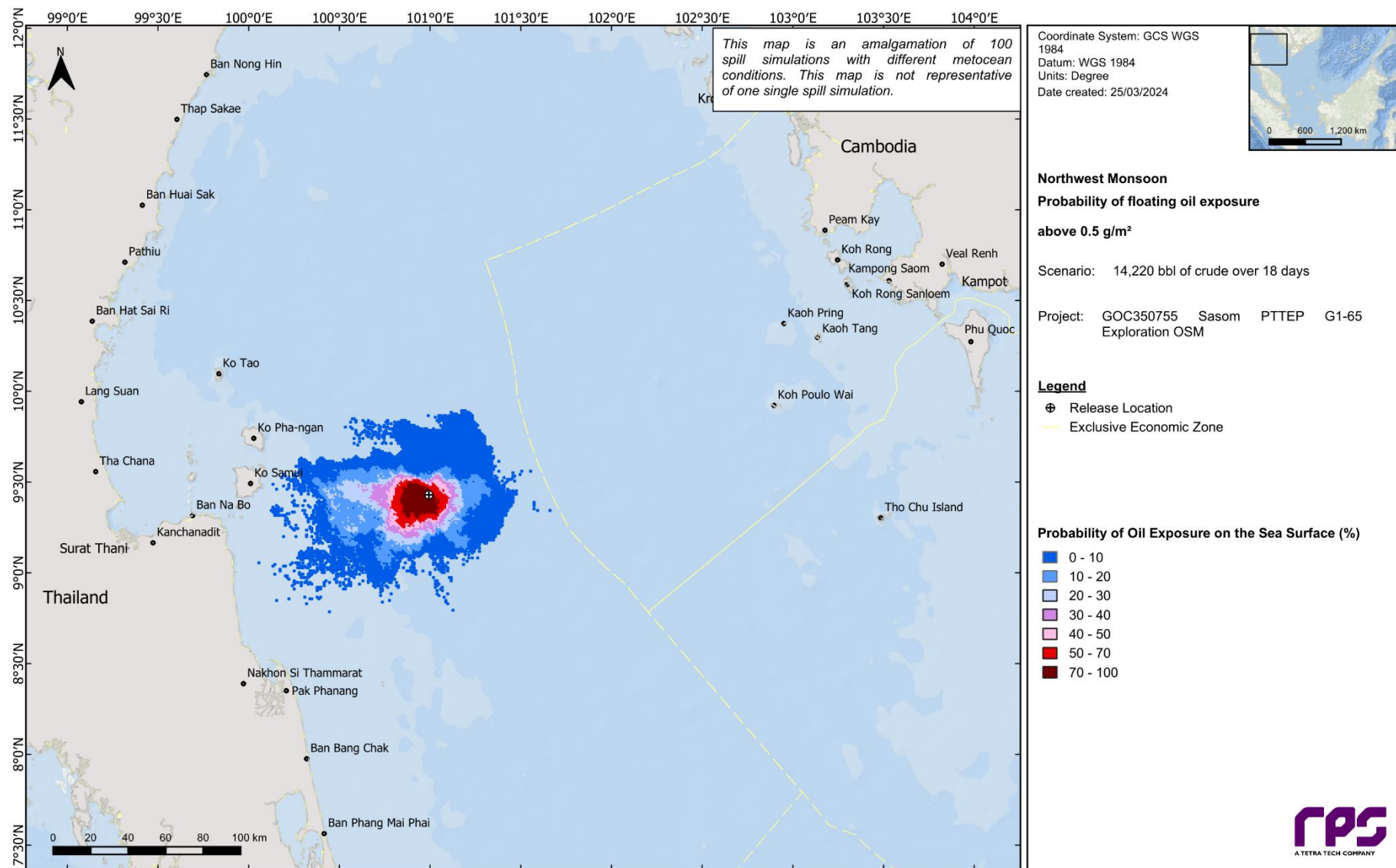


Figure 11.12 Probability map of floating oil exposure above the low threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

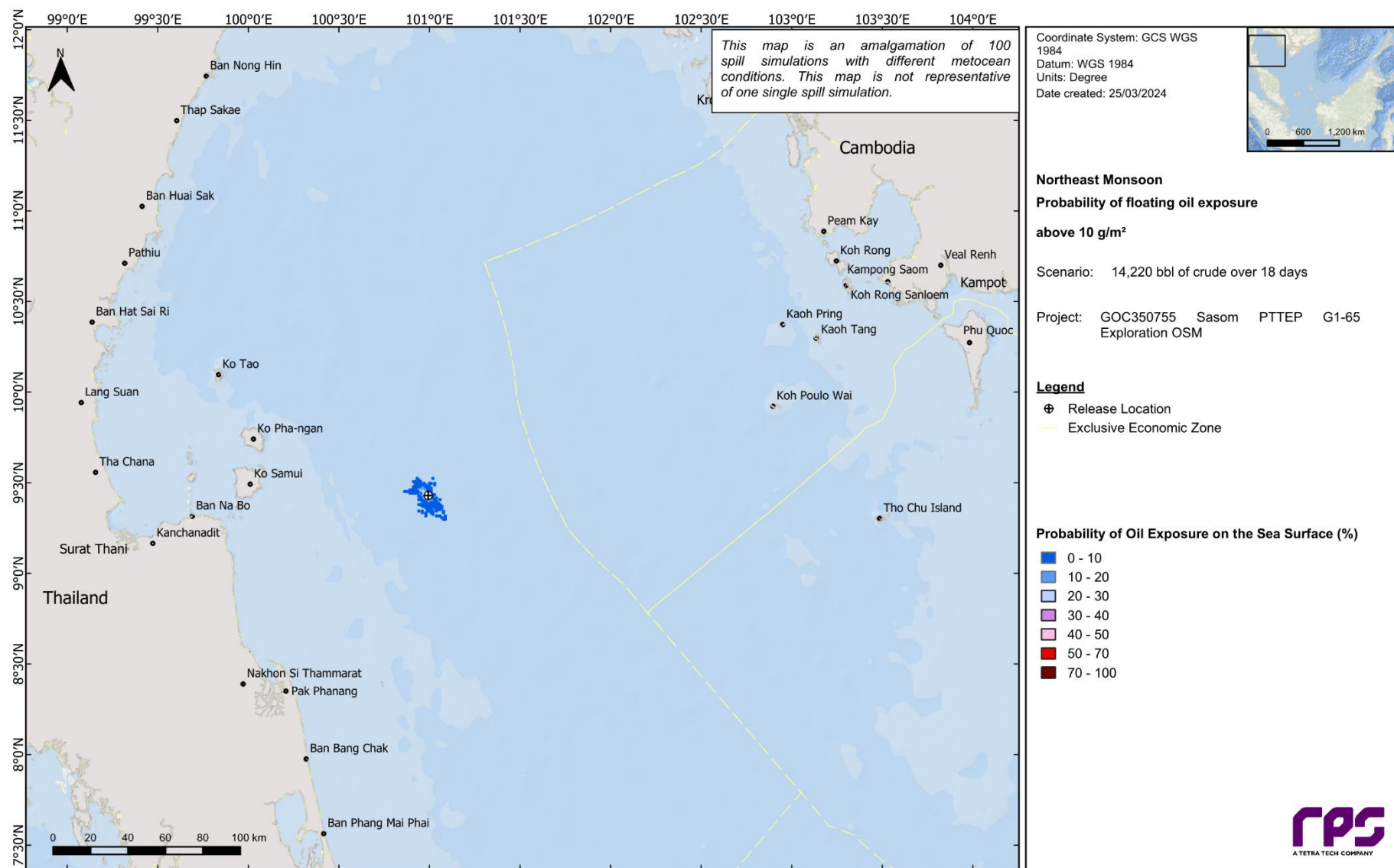


Figure 11.13 Probability map of floating oil exposure above the moderate threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

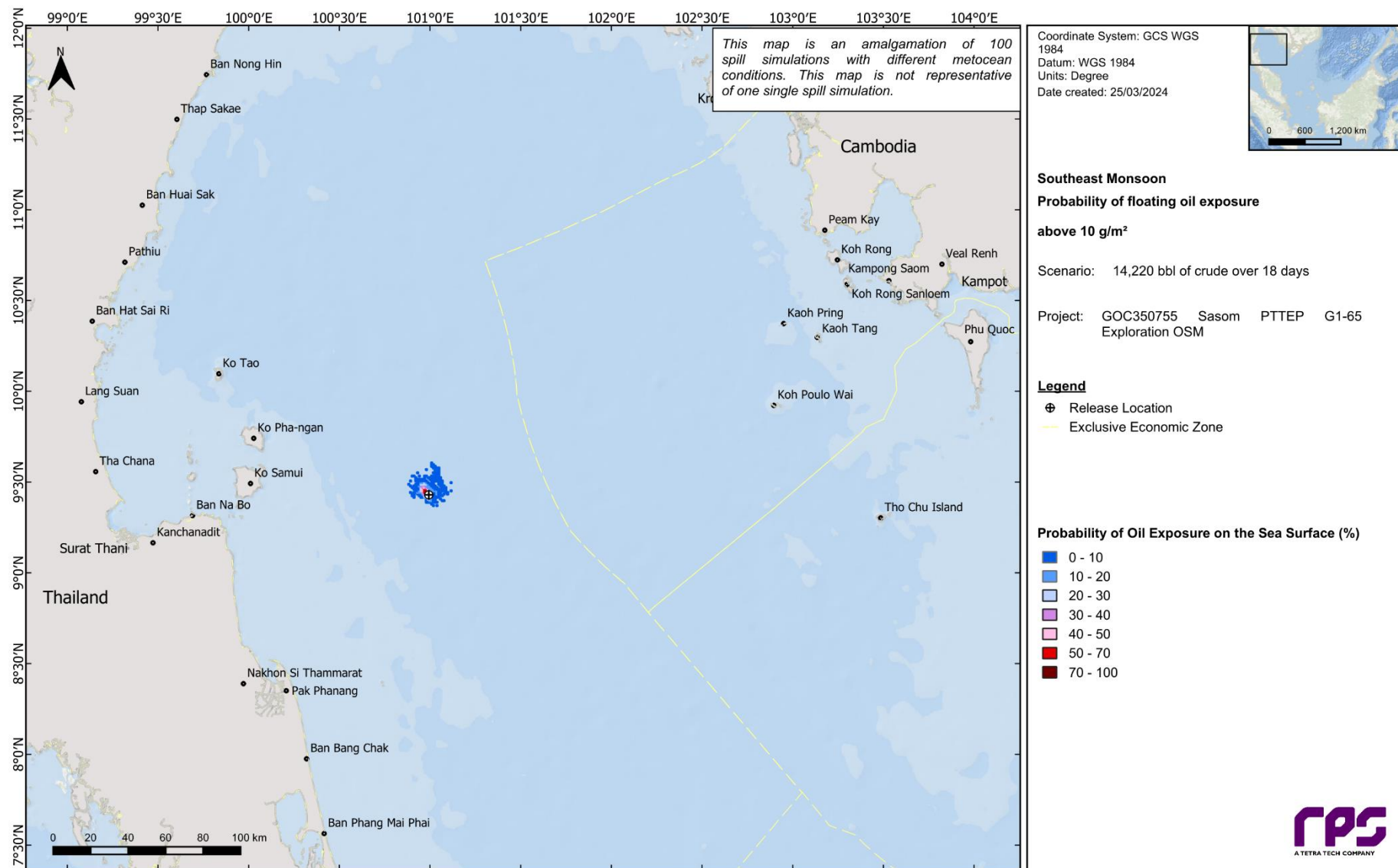


Figure 11.14 Probability map of floating oil exposure above the moderate threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

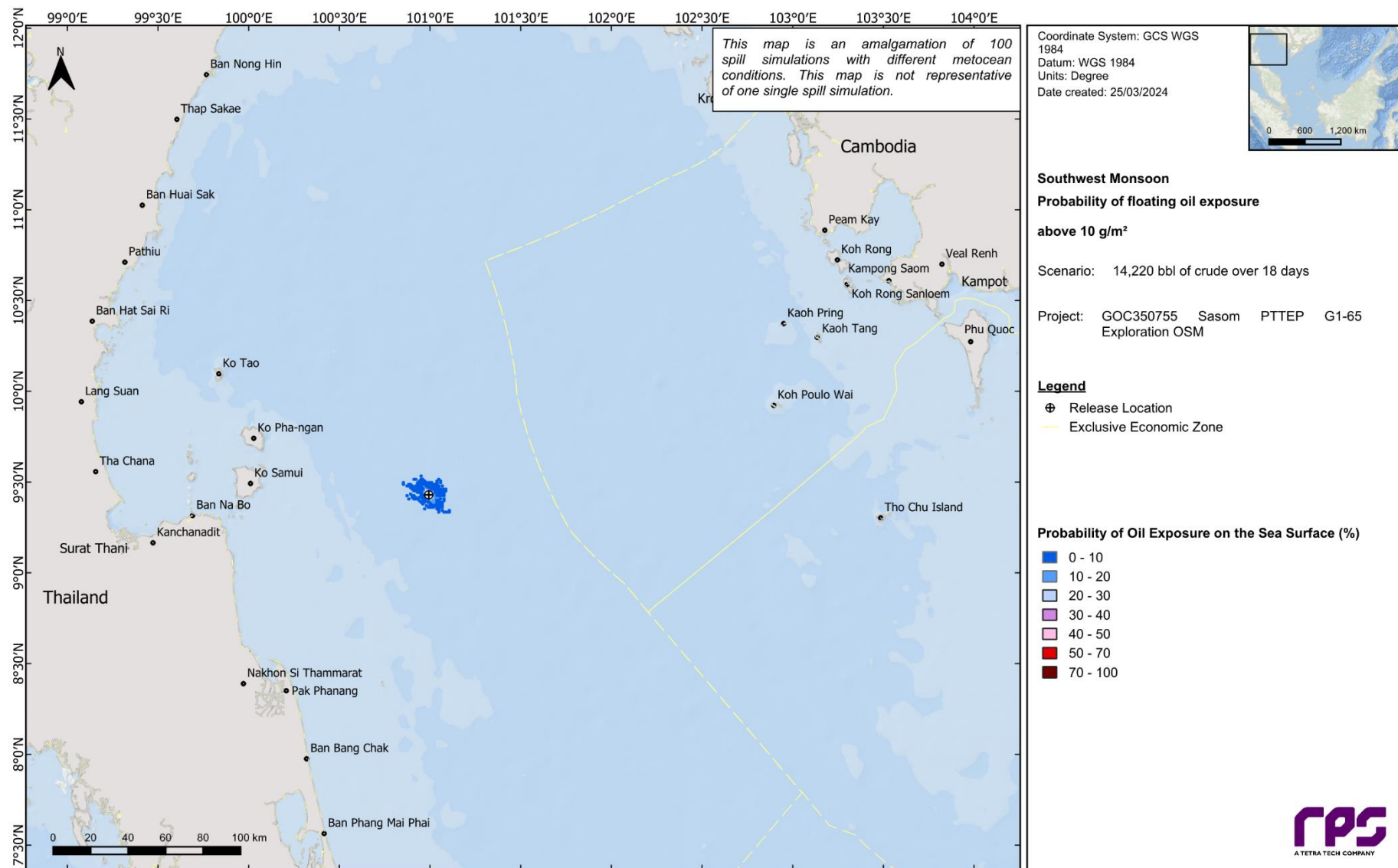


Figure 11.15 Probability map of floating oil exposure above the moderate threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

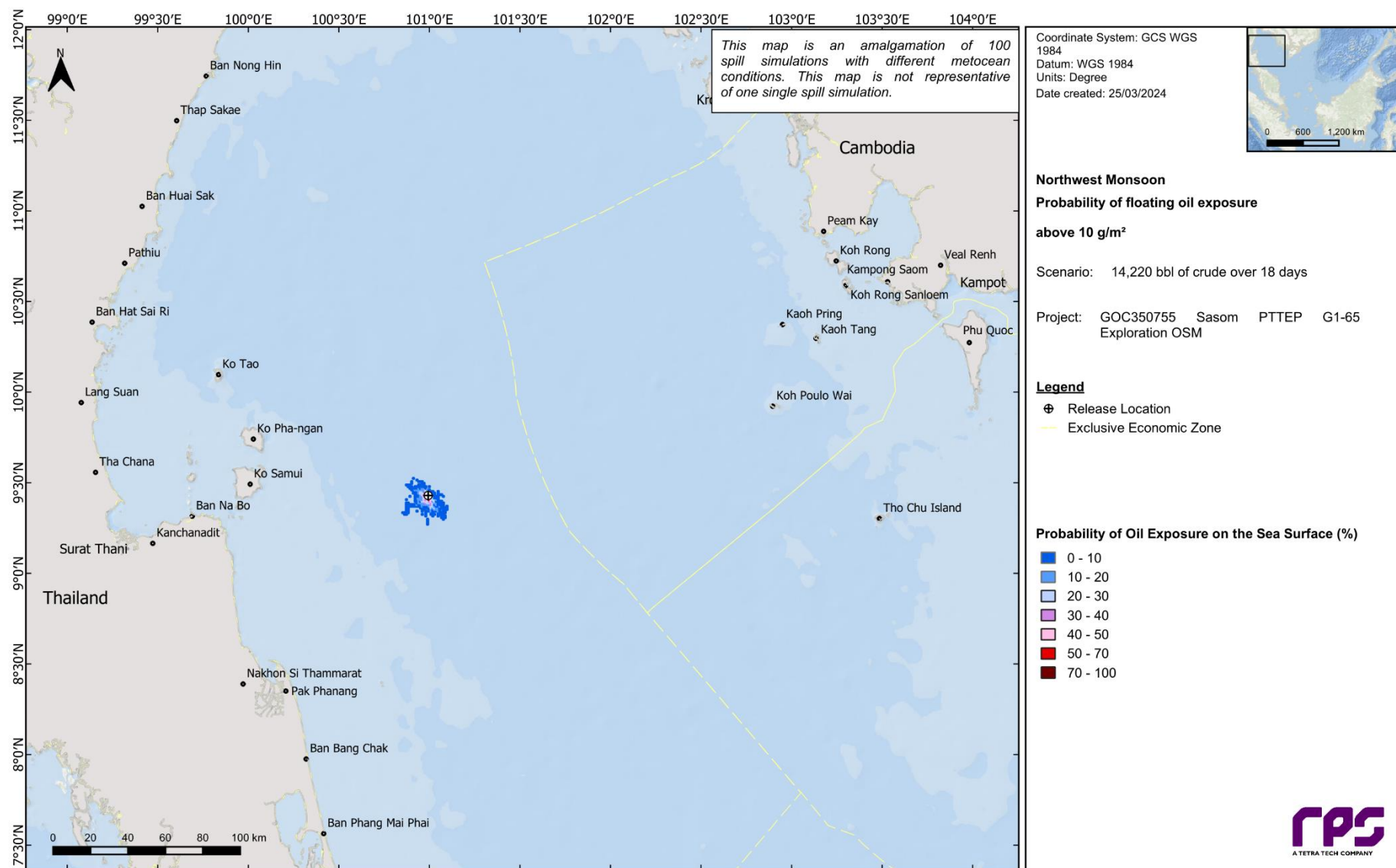


Figure 11.16 Probability map of floating oil exposure above the moderate threshold following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

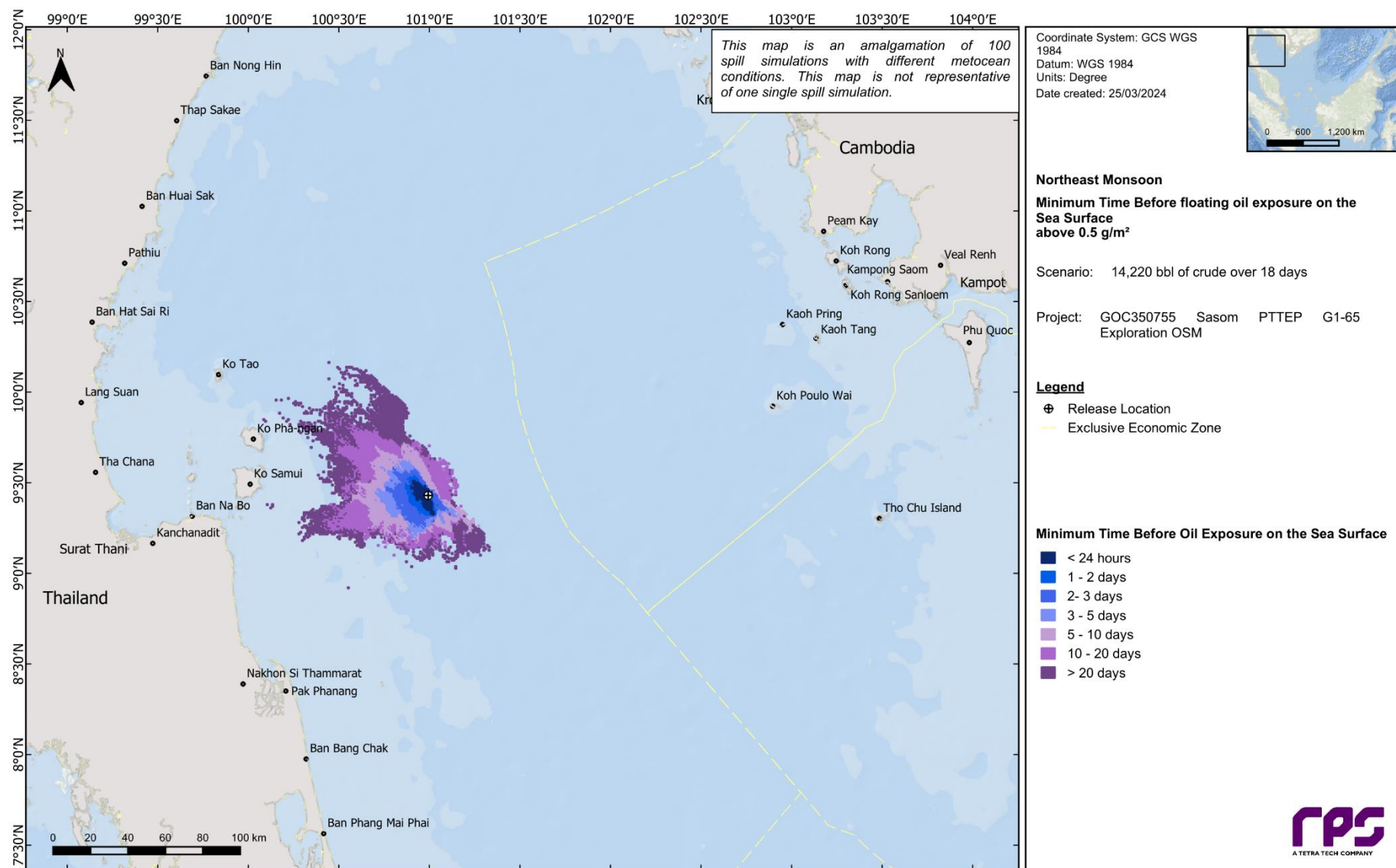


Figure 11.17 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the low threshold, produced from 100 simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

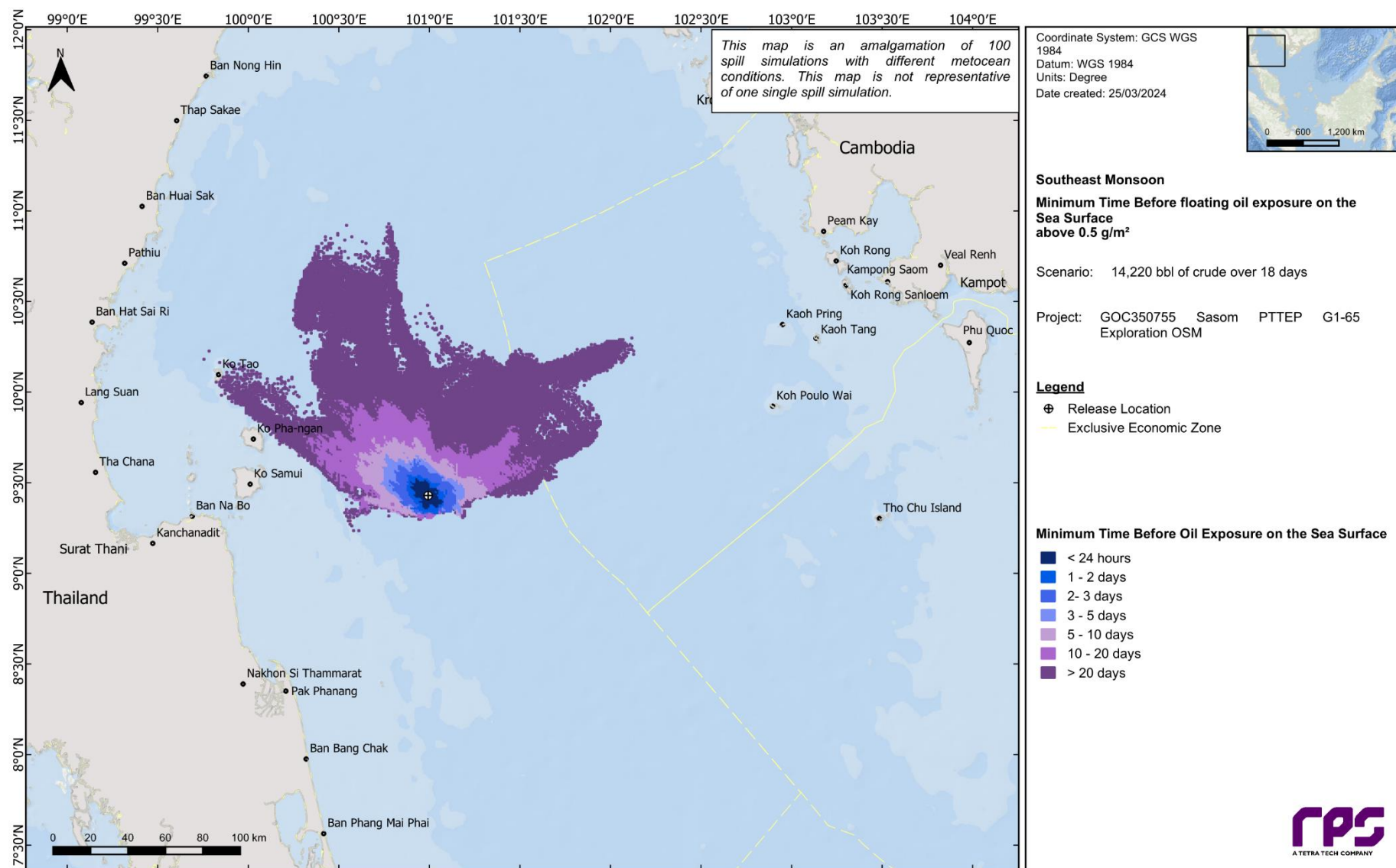


Figure 11.18 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the low threshold, produced from 100 simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

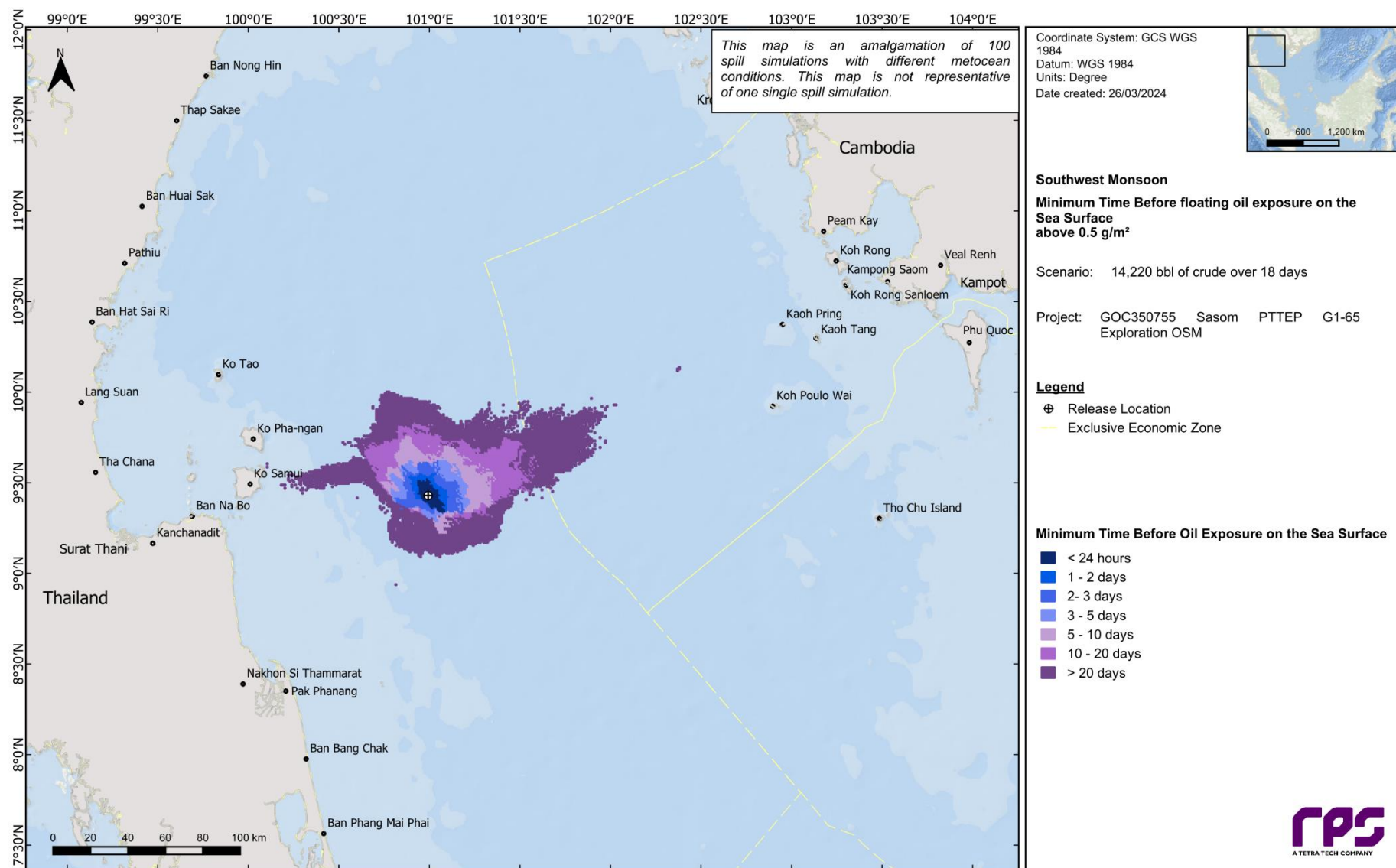


Figure 11.19 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the low threshold, produced from 100 simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

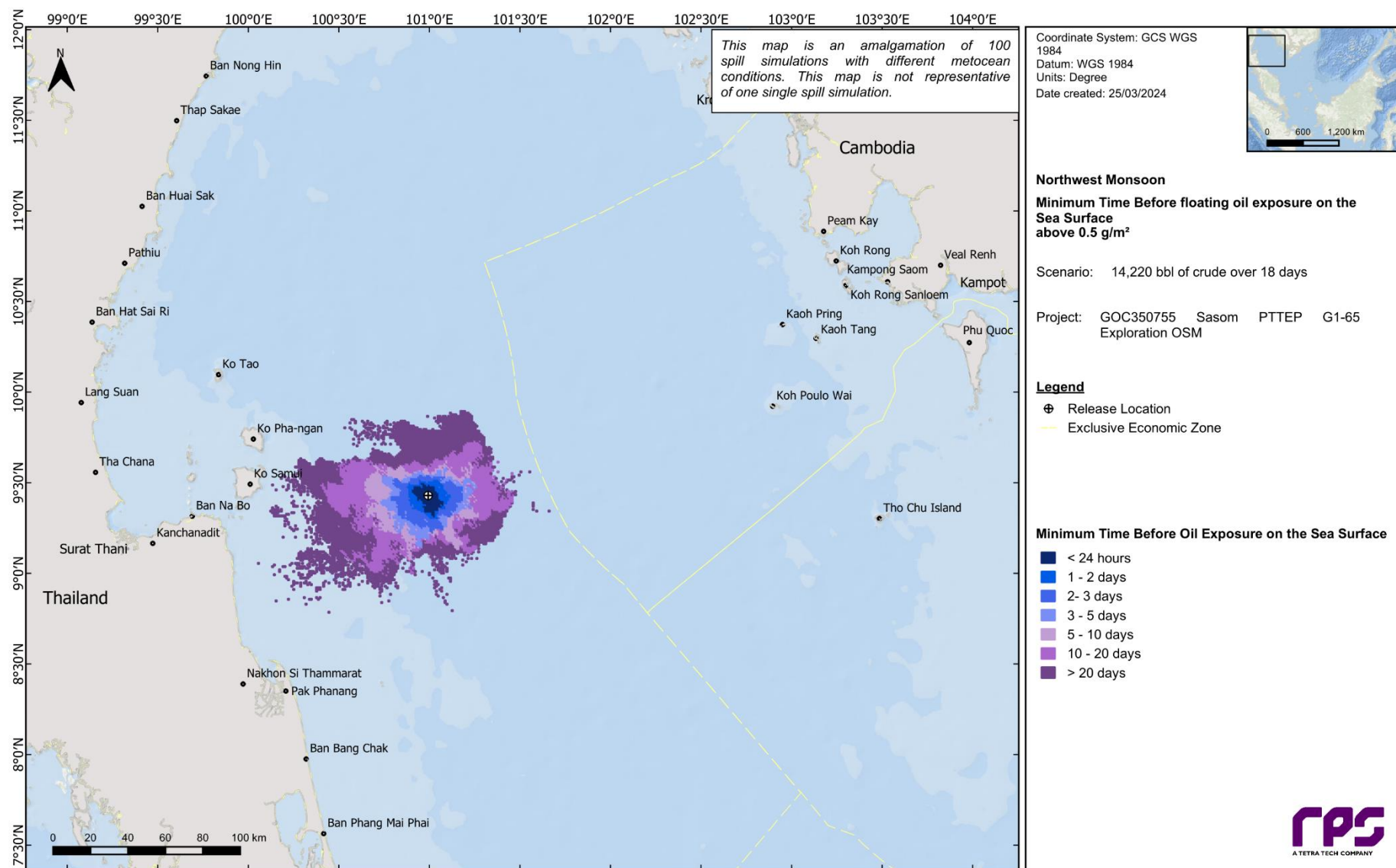


Figure 11.20 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the low threshold, produced from 100 simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

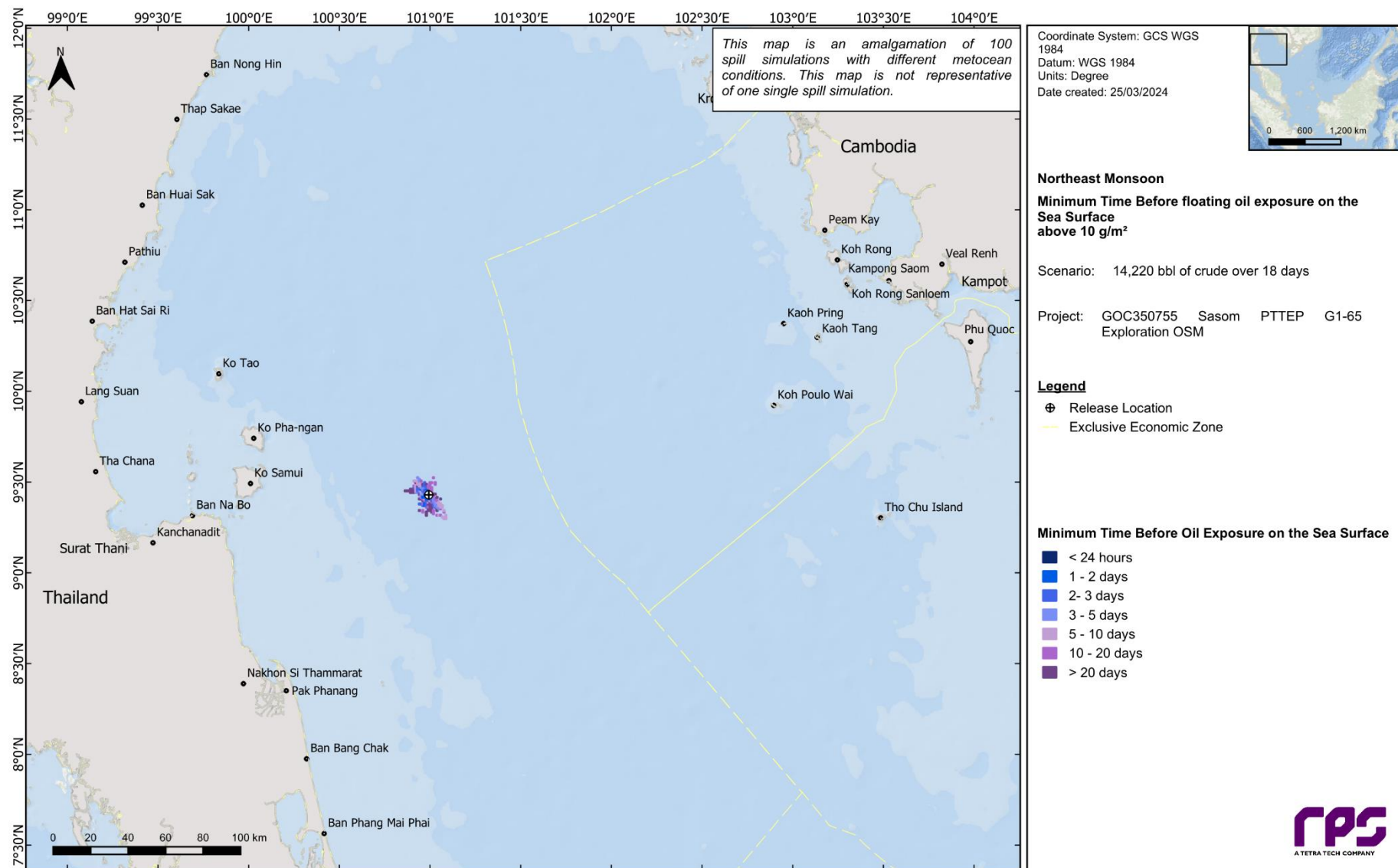


Figure 11.21 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the moderate threshold, produced from 100 simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

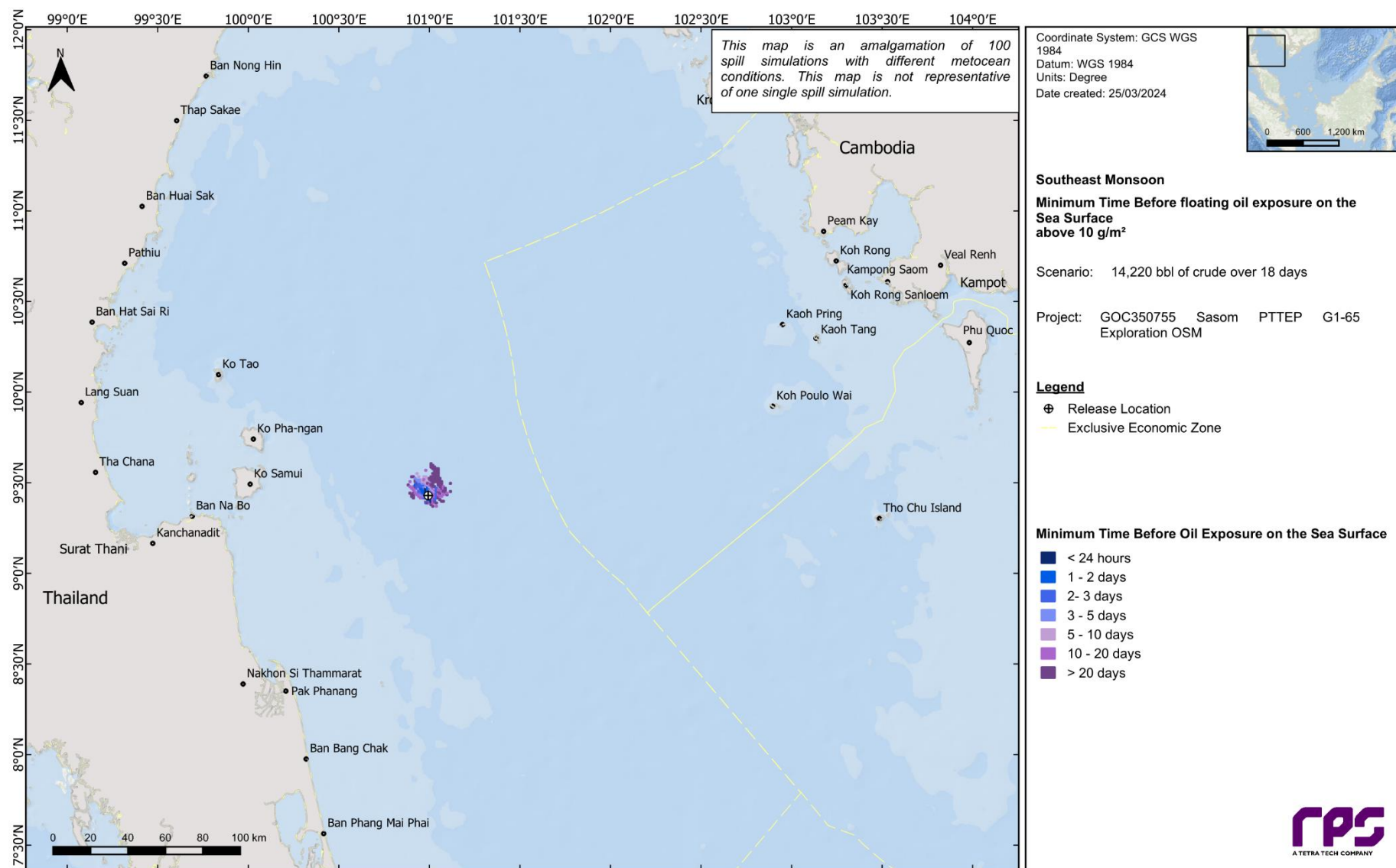


Figure 11.22 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the moderate threshold, produced from 100 simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

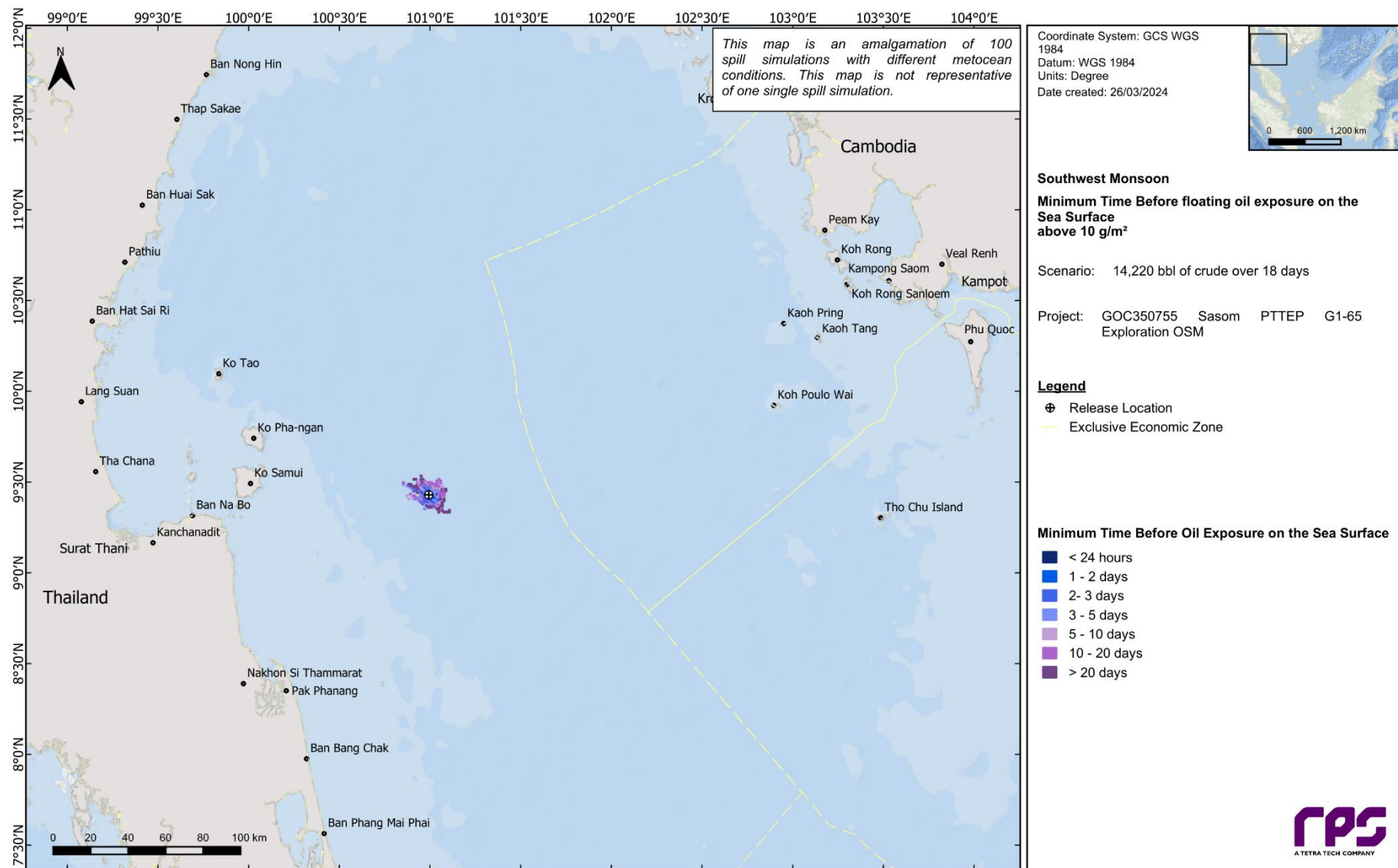


Figure 11.23 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the moderate threshold, produced from 100 simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

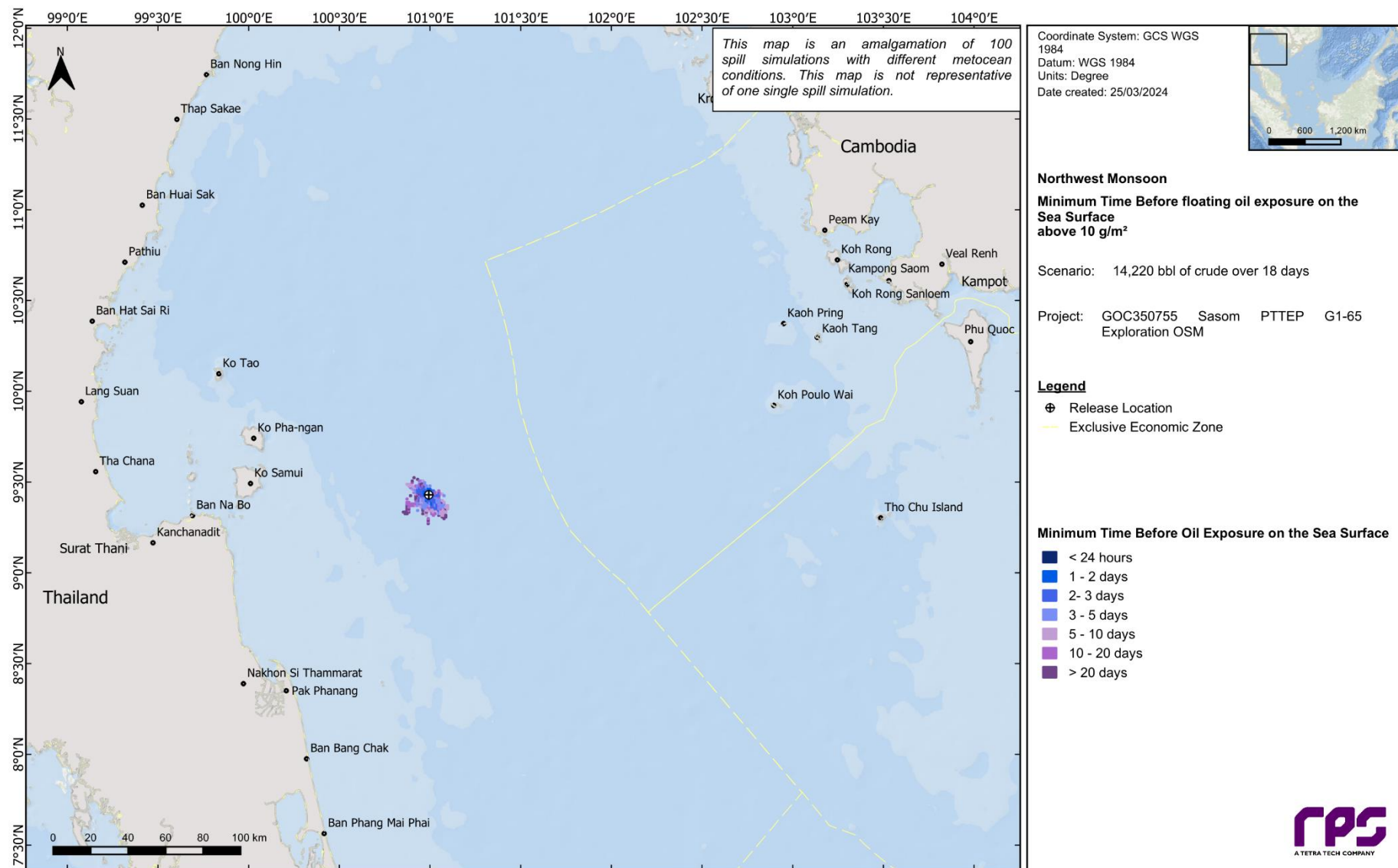


Figure 11.24 Map of minimum time before floating oil exposure on the sea surface above the moderate threshold, produced from 100 simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

11.2.2 Oil Accumulation on Shorelines

Table 11.3 presents a summary of predicted oil accumulation on *any* given shoreline at, or above, the low threshold ($>10 \text{ g/m}^2$) during each season.

The probability of oil accumulation on shorelines was lowest during southwest monsoon conditions at 14% and was highest during the northeast monsoon at 89%, meaning that 89 out of 100 simulations were predicted to reach any given shoreline(s). The quickest time for a spill simulation to reach the shoreline was 10.8 days (northeast monsoon). The maximum volume of oil to reach the shorelines from a single spill was 378.8 bbl (or $\sim 2.7\%$ of the total spill volume) during the northwest monsoon.

Table 11.4 presents a summary of oil accumulation on individual shoreline receptors.

During northeast monsoon conditions, the highest probabilities of oil accumulation (at or above the low threshold of 10 g/m^2) was forecast for Nakhon Si Thammarat (24%) as well as Ko Phangan and Ko Samui (21%) shorelines. The quickest time before oil accumulation was 10.8 days at Ko Phangan. No oil was predicted to reach the Cambodian shorelines under northeast monsoon conditions.

For the southeast monsoon conditions, Ko Tao recorded the highest probability of oil accumulation at 15% followed by Ko Phangan at 11% accumulation (at or above the low threshold of 10 g/m^2). The minimum times before an oil spill reached Ko Tao and Ko Phangan were 14.4 days and 16 days, respectively. No oil was predicted to reach the Cambodian shorelines under northeast monsoon conditions.

During southwest monsoon conditions, the Kaoh Kong shoreline of Cambodia, recorded the highest probability of oil accumulation at 9% accumulation (at or above the low threshold of 10 g/m^2). The minimum time before oil accumulation was recorded for the shoreline at Ko Samui at 21 days. Oil accumulation at the low threshold for Thai shorelines was for Ko Phangan and Ko Samui (2% at both).

Under northwest monsoon conditions, the highest probabilities of accumulation were Nakhon Si Thammatat (33%) and Ko Samui (23%) at or above the low threshold of 10 g/m^2 . The minimum time before oil had reached a shoreline was 12.8 days, which was Koh Samui. No oil was predicted to reach the Cambodian shorelines under northeast monsoon conditions.

Figure 11.25 to Figure 11.32 present probability maps of oil accumulation above the low and moderate thresholds ($\geq 10 \text{ g/m}^2$) and moderate ($\geq 100 \text{ g/m}^2$) for each season.

Figure 11.33 to Figure 11.36 reveal the maximum potential oil accumulation for each thresholds and season.

Table 11.3 Summary of oil accumulation on any shoreline following a surface loss of well control.
The results were calculated from 100 spill simulations per season.

Shoreline Statistics	Northeast Monsoon	Southeast Monsoon	Southwest Monsoon	Northwest Monsoon
Probability of accumulation on to any shoreline ($> 10 \text{ g/m}^2$) (%)	89	28	14	63
Minimum time to accumulate on shore, greater than the 10 g/m^2 threshold (days)	10.8	14.4	21.0	12.8
Maximum volume of hydrocarbons ashore (bbl)	315.0	243.2	149.2	378.8
Maximum volume of hydrocarbons ashore (% of total spill volume)	2.2	1.7	1.0	2.7

Table 11.4 Oil accumulation on individual shoreline receptors following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations per season.

Country	Shoreline sector	Northeast Monsoon						Southeast Monsoon						Southwest Monsoon						Northwest Monsoon					
		Maximum probability of contact (%)			Minimum time before accumulation on shore (days)			Maximum probability of contact (%)			Minimum time before accumulation on shore (days)			Maximum probability of contact (%)			Minimum time before accumulation on shore (days)			Maximum probability of contact (%)			Minimum time before accumulation on shore (days)		
		≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)	≥10 g/m ² (low)	≥100 g/m ² (mod)	≥1,000 g/m ² (high)
Cambodia	Kaoh Kong	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	29.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Thailand	Chumphon	6	-	-	24.0	-	-	4	-	-	28.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ko Kra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	24.7	-	-
	Ko Phangan	21	7	-	10.8	14.3	-	11	5	-	16.0	20.2	-	2	2	-	23.3	25.5	-	11	-	-	19.2	-	-
	Ko Samui	21	4	-	11.2	18.0	-	10	2	-	16.8	18.8	-	2	2	-	21.0	23.0	-	23	11	-	12.8	17.6	-
	Ko Tao	19	5	-	16.8	25.0	-	15	8	-	14.4	20.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mu Ko Chumphon Island Group	8	1	-	24.9	34.3	-	9	3	-	25.3	30.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nakhon Si Thammatat	24	1	-	14.8	34.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	4	-	15.8	19.7	-
	Surat Thani	6	-	-	20.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	1	-	17.5	32.7	-

“-”: No contact predicted for specified threshold.

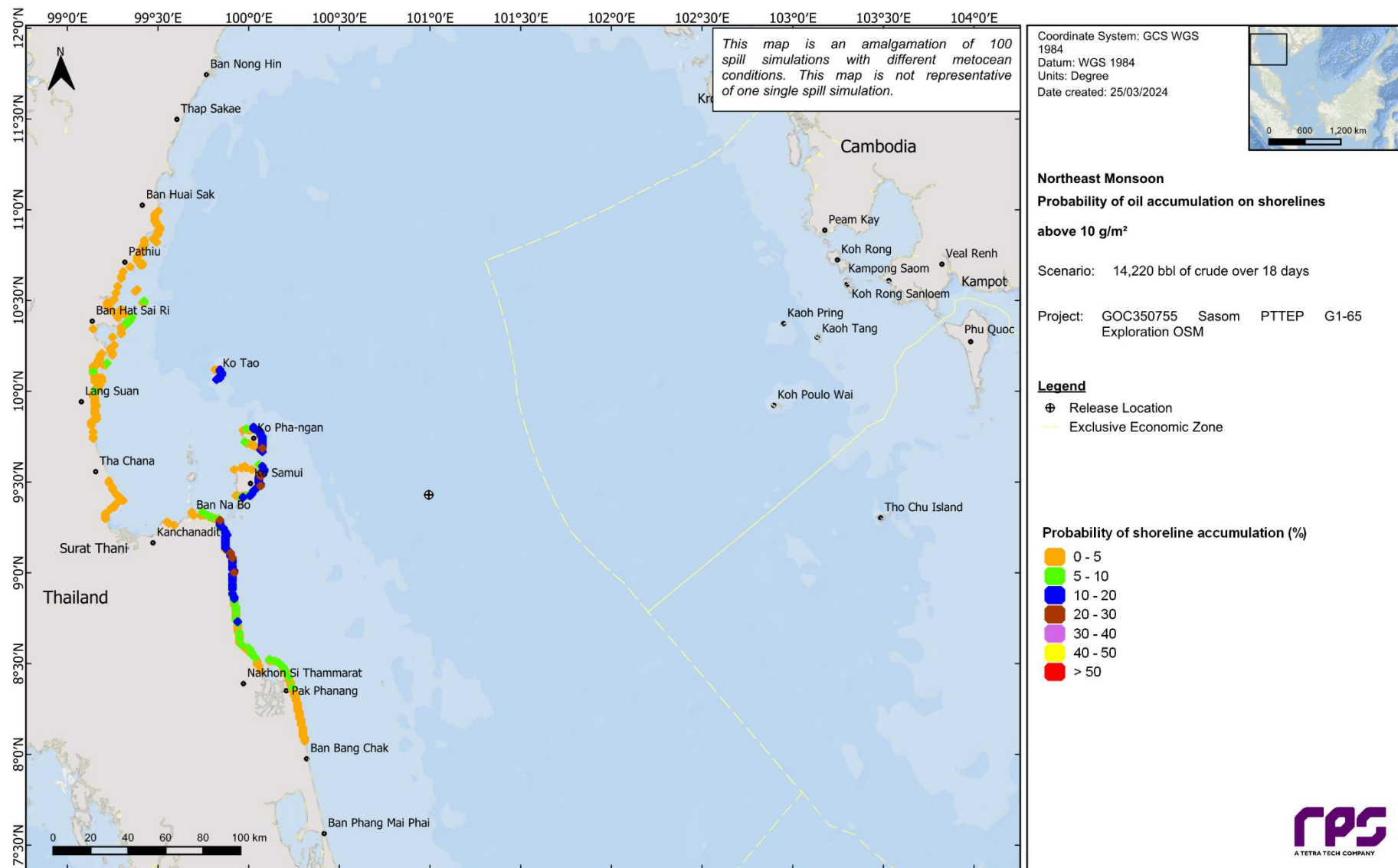


Figure 11.25 Probability map of oil accumulation on shorelines above the low threshold (at, or above 10 g/m²) following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northeast monsoon (November to February) conditions.

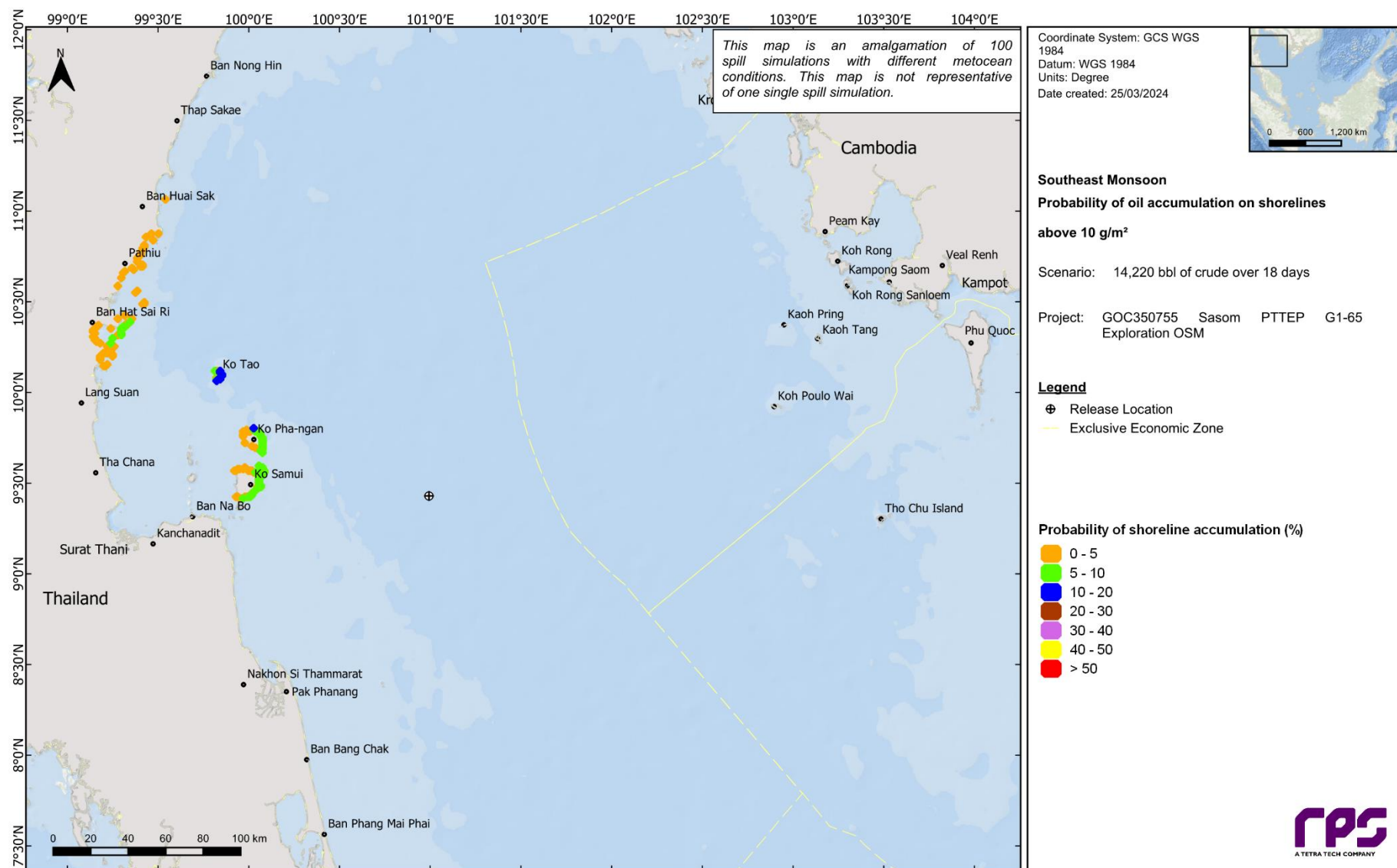


Figure 11.26 Probability map of oil accumulation on shorelines above the low threshold (at, or above 10 g/m²) following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southeast monsoon (March and April) conditions.

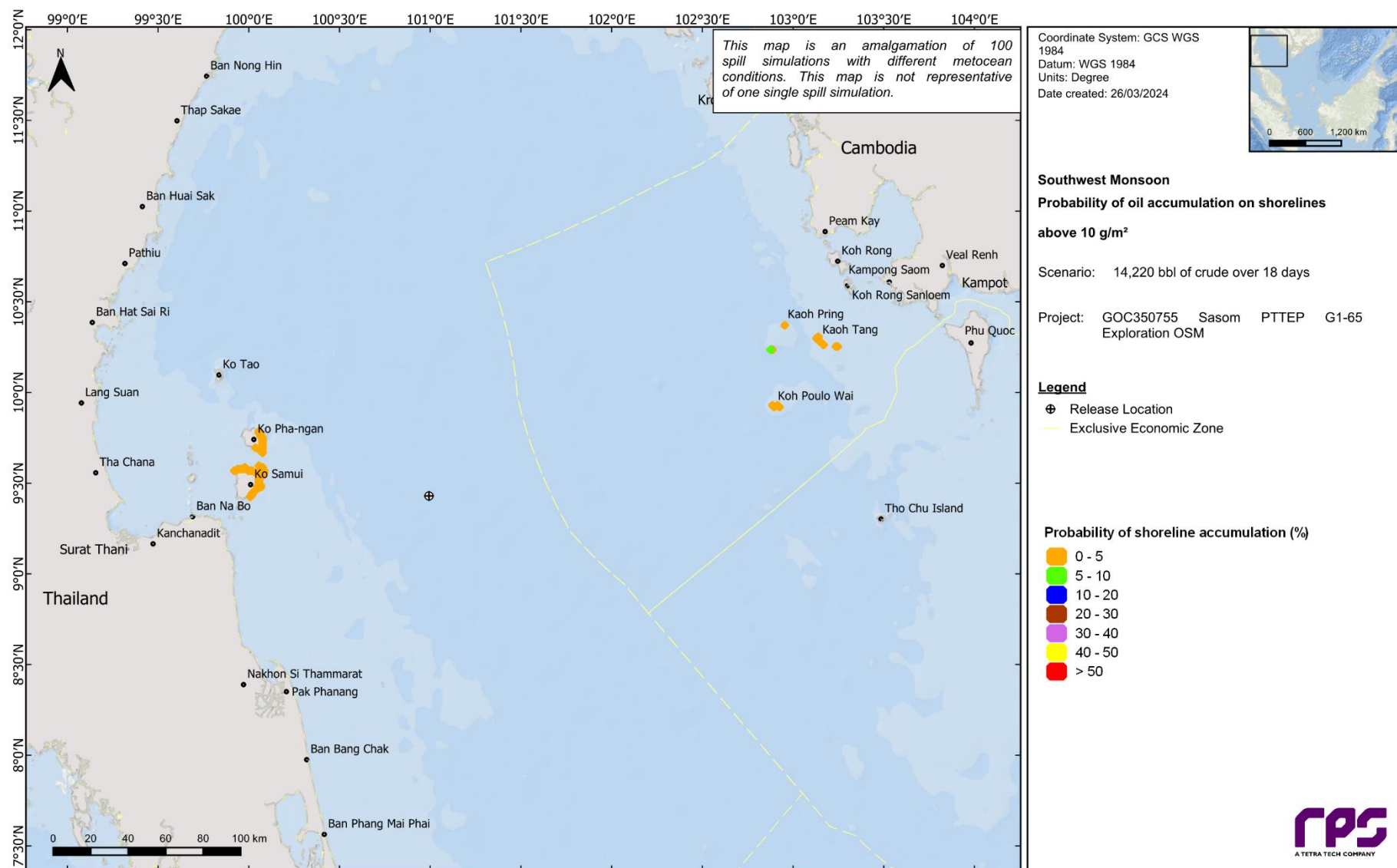


Figure 11.27 Probability map of oil accumulation on shorelines above the low threshold (at, or above 10 g/m²) following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during southwest monsoon (May to September) conditions.

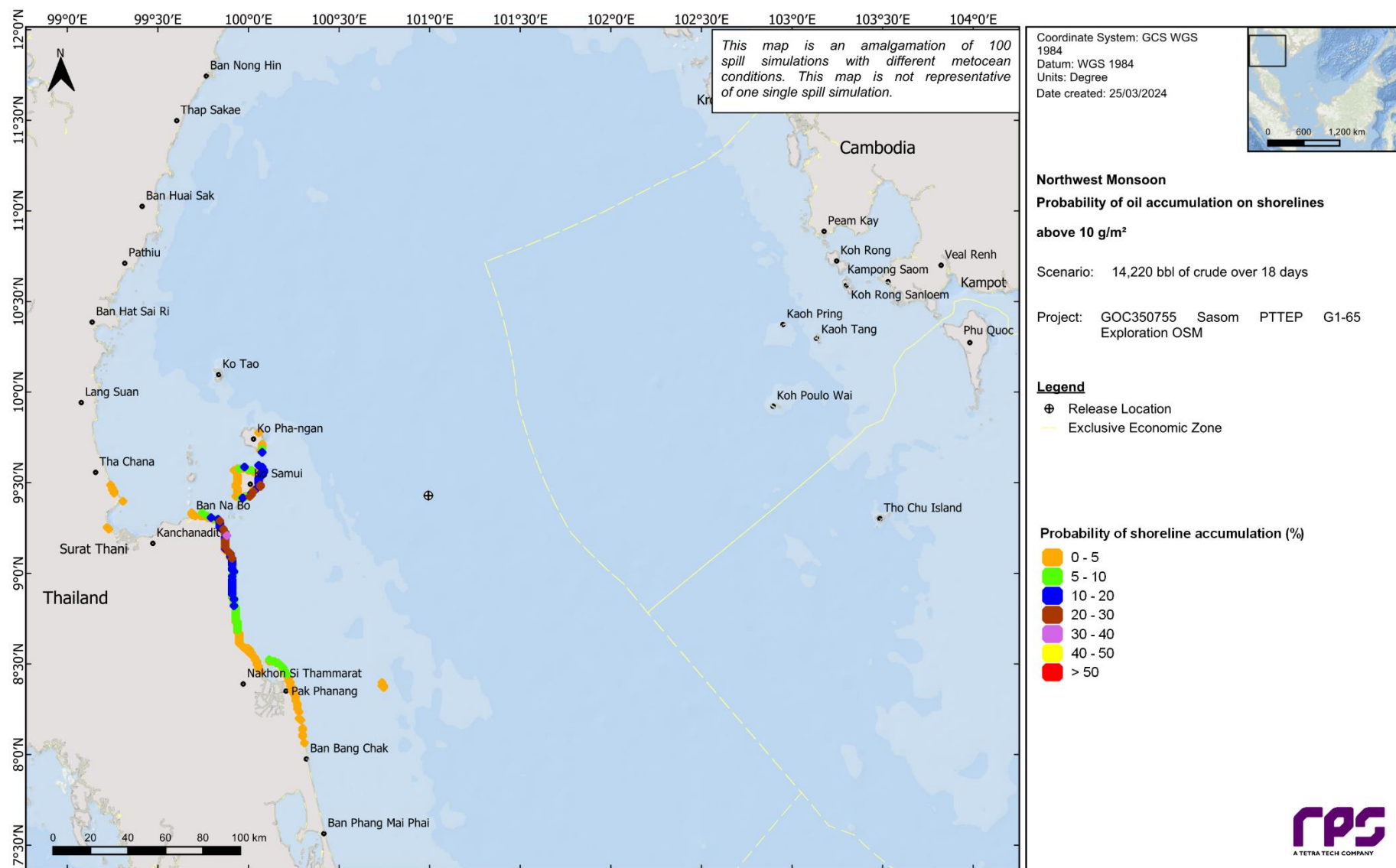


Figure 11.28 Probability map of oil accumulation on shorelines above the low threshold (at, or above 10 g/m²) following a surface loss of well control. The results were calculated from 100 spill simulations commencing during northwest monsoon (October) conditions.

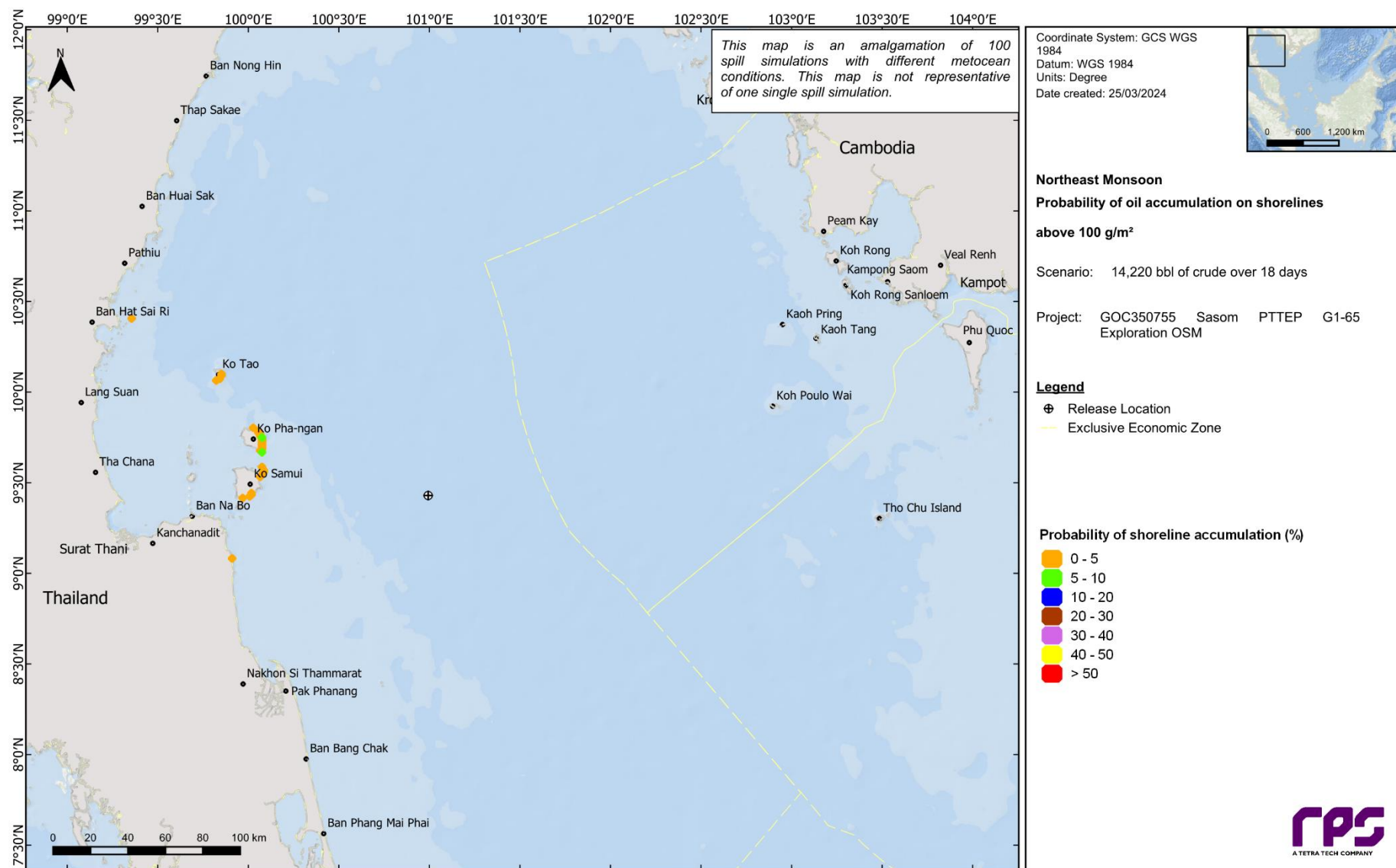


Figure 11.29 Probability map of oil accumulation on shorelines above the moderate threshold (at, or above 100 g/m²), produced from 100 simulations during northeast monsoon (November to February) conditions.

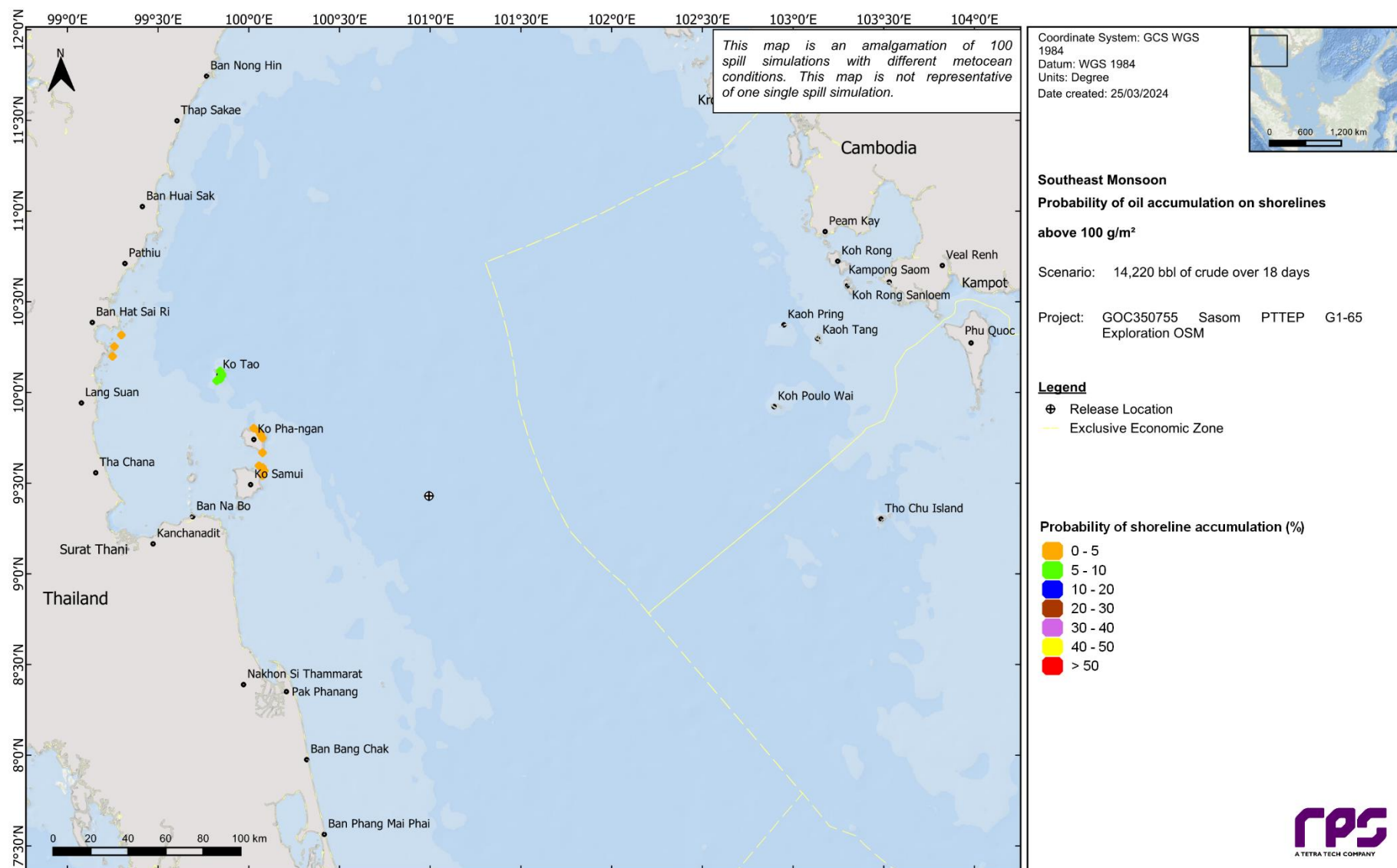


Figure 11.30 Probability map of oil accumulation on shorelines above the moderate threshold (at, or above 100 g/m²), produced from 100 simulations during southeast monsoon (March and April) conditions.

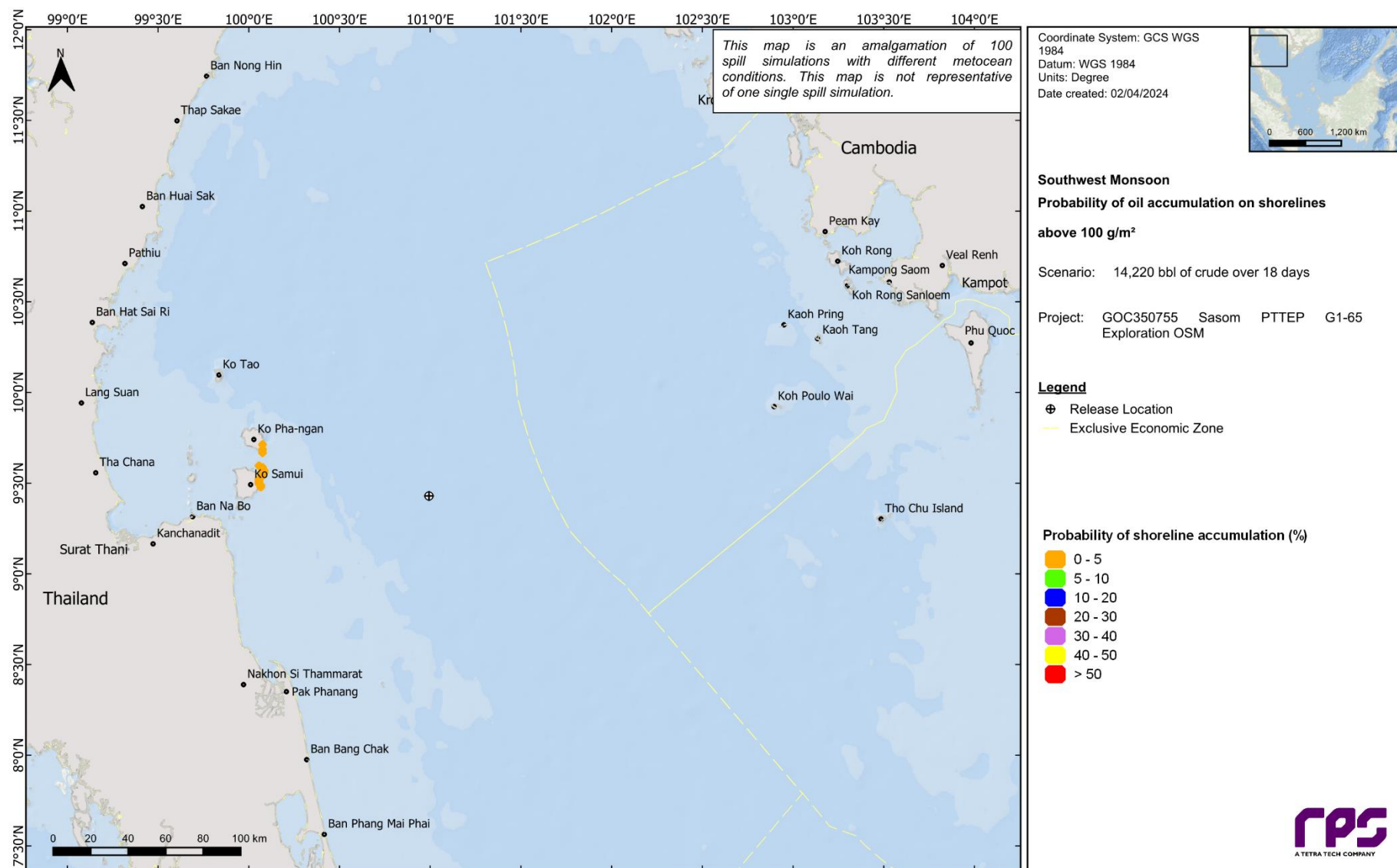


Figure 11.31 Probability map of oil accumulation on shorelines above the moderate threshold (at, or above 100 g/m²), produced from 100 simulations during southwest monsoon (May to September) conditions. Each spill simulation was based on a 14,220 bbl surface release of crude oil over 18 days, tracked for 35 days

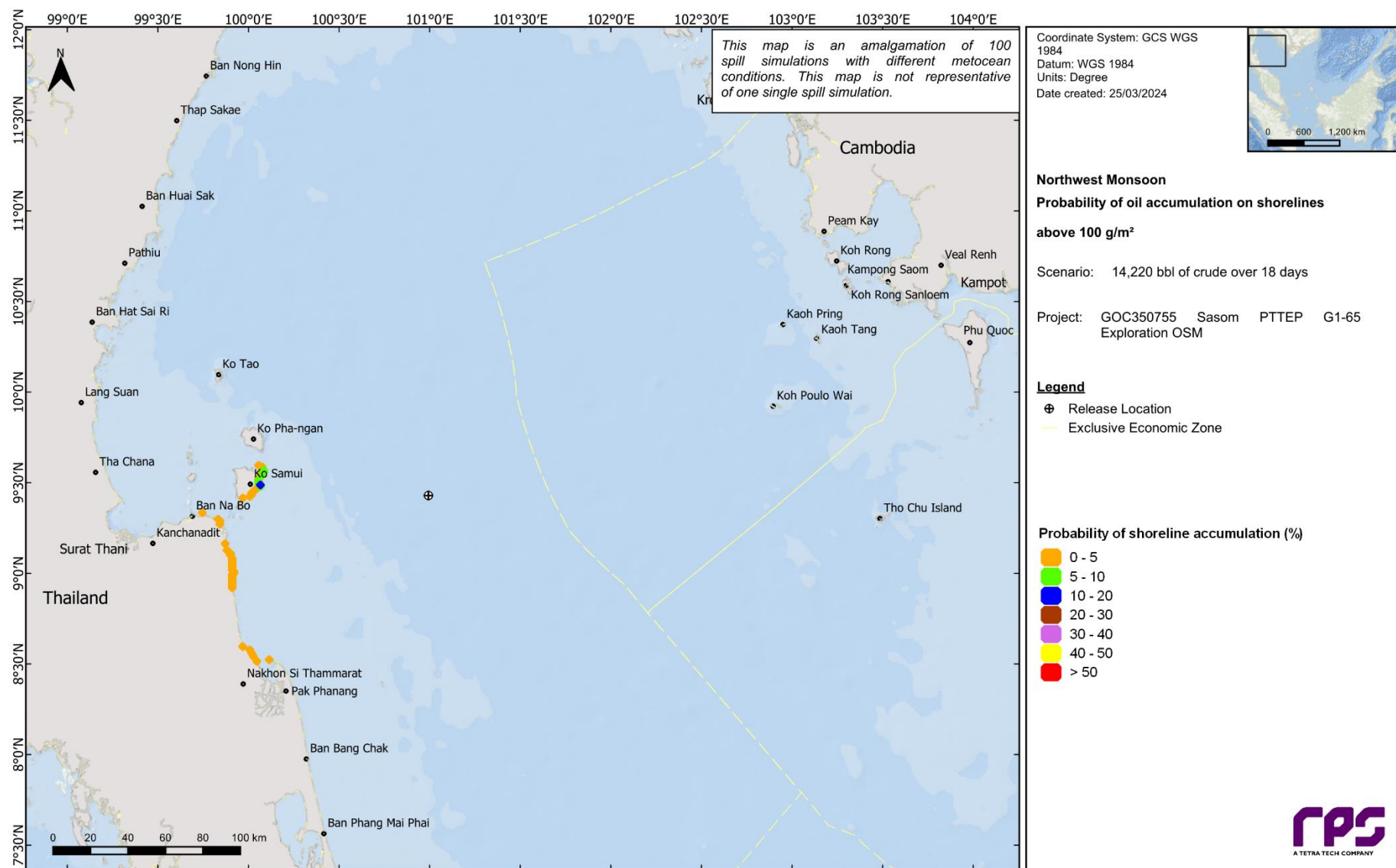


Figure 11.32 Probability map of oil accumulation on shorelines above the moderate threshold (at, or above 100 g/m²), produced from 100 simulations during northwest monsoon (October) conditions.

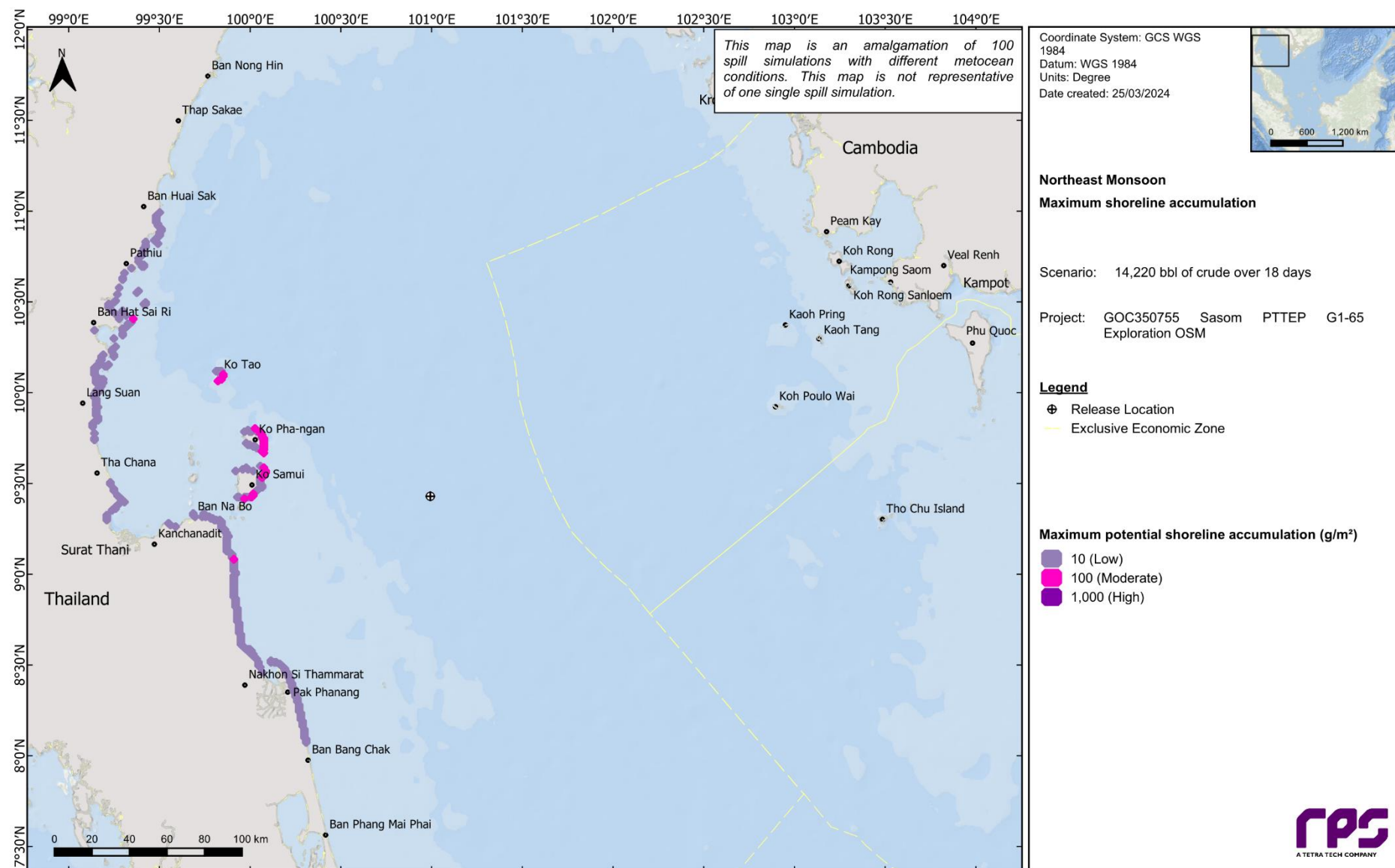


Figure 11.33 Maximum potential shoreline oil accumulation, produced from 100 simulations during northeast monsoon (November to February) conditions. Each spill simulation was based on a 14,220 bbl surface release of crude oil over 18 days, tracked for 35 days.

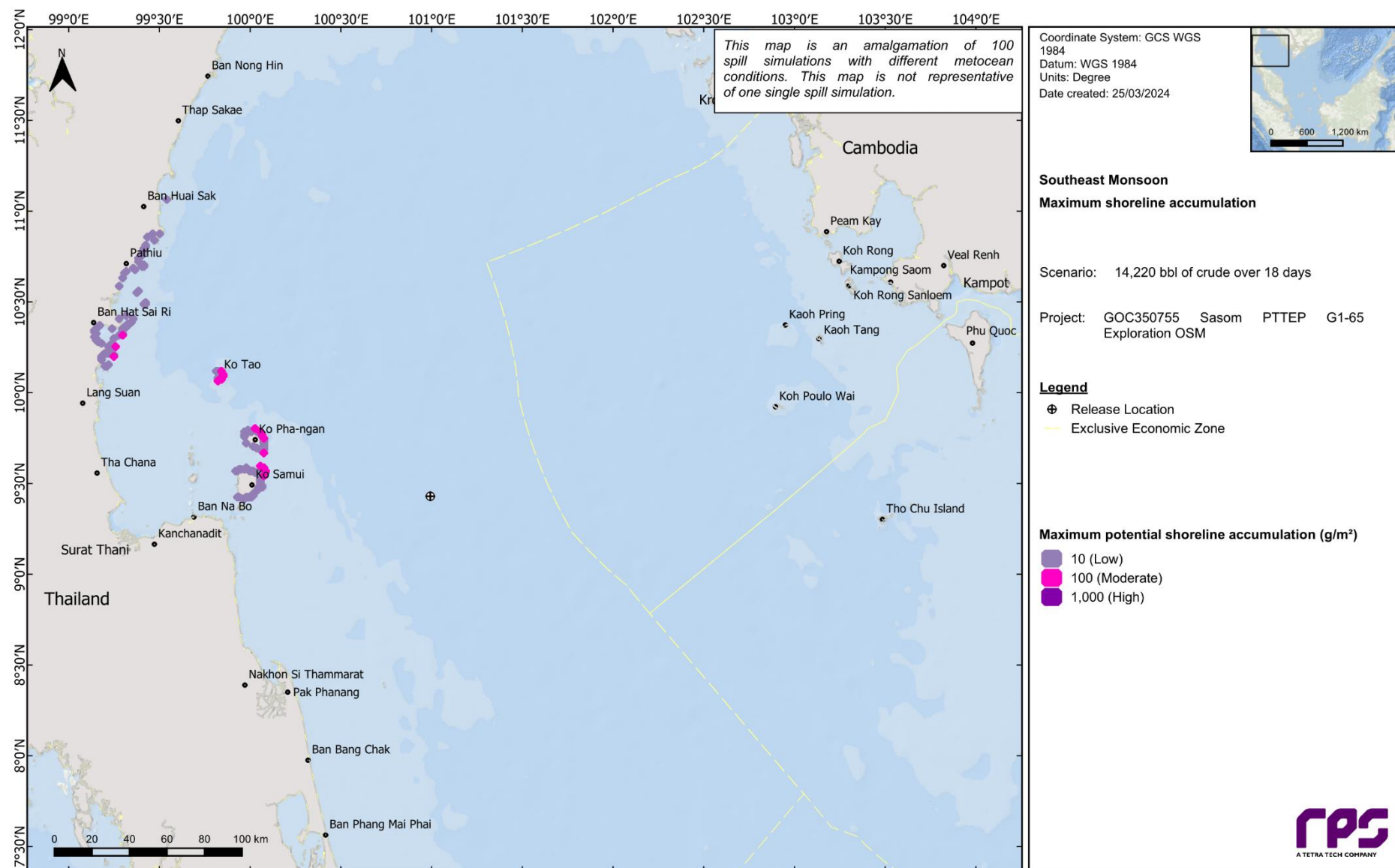


Figure 11.34 Maximum potential shoreline oil accumulation, produced from 100 simulations during southeast monsoon (March and April) conditions. Each spill simulation was based on a 14,220 bbl surface release of crude oil over 18 days, tracked for 35 days.

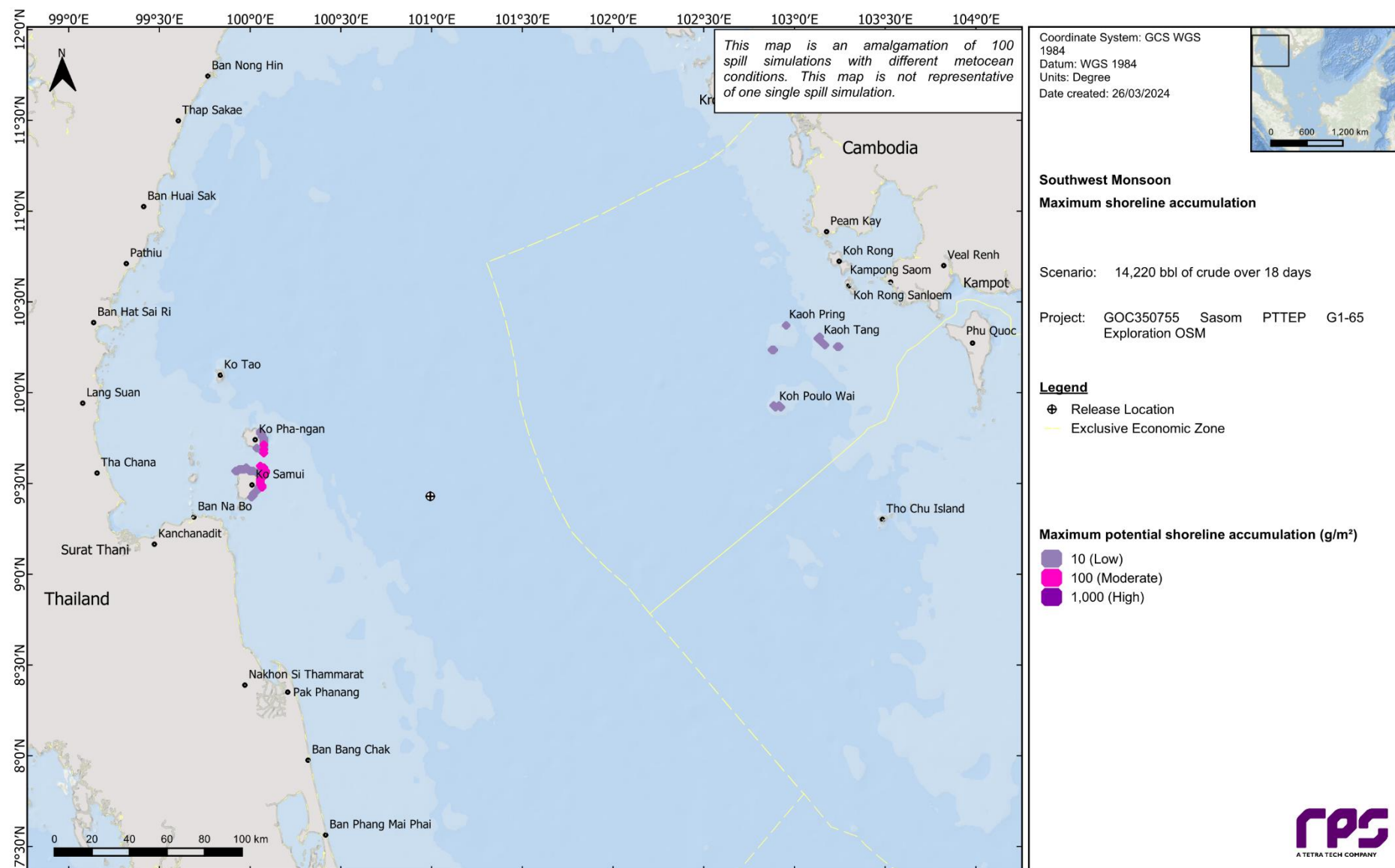


Figure 11.35 Maximum potential shoreline oil accumulation, produced from 100 simulations during southwest monsoon (May to September) conditions. Each spill simulation was based on a 14,220 bbl surface release of crude oil over 18 days, tracked for 35 days.

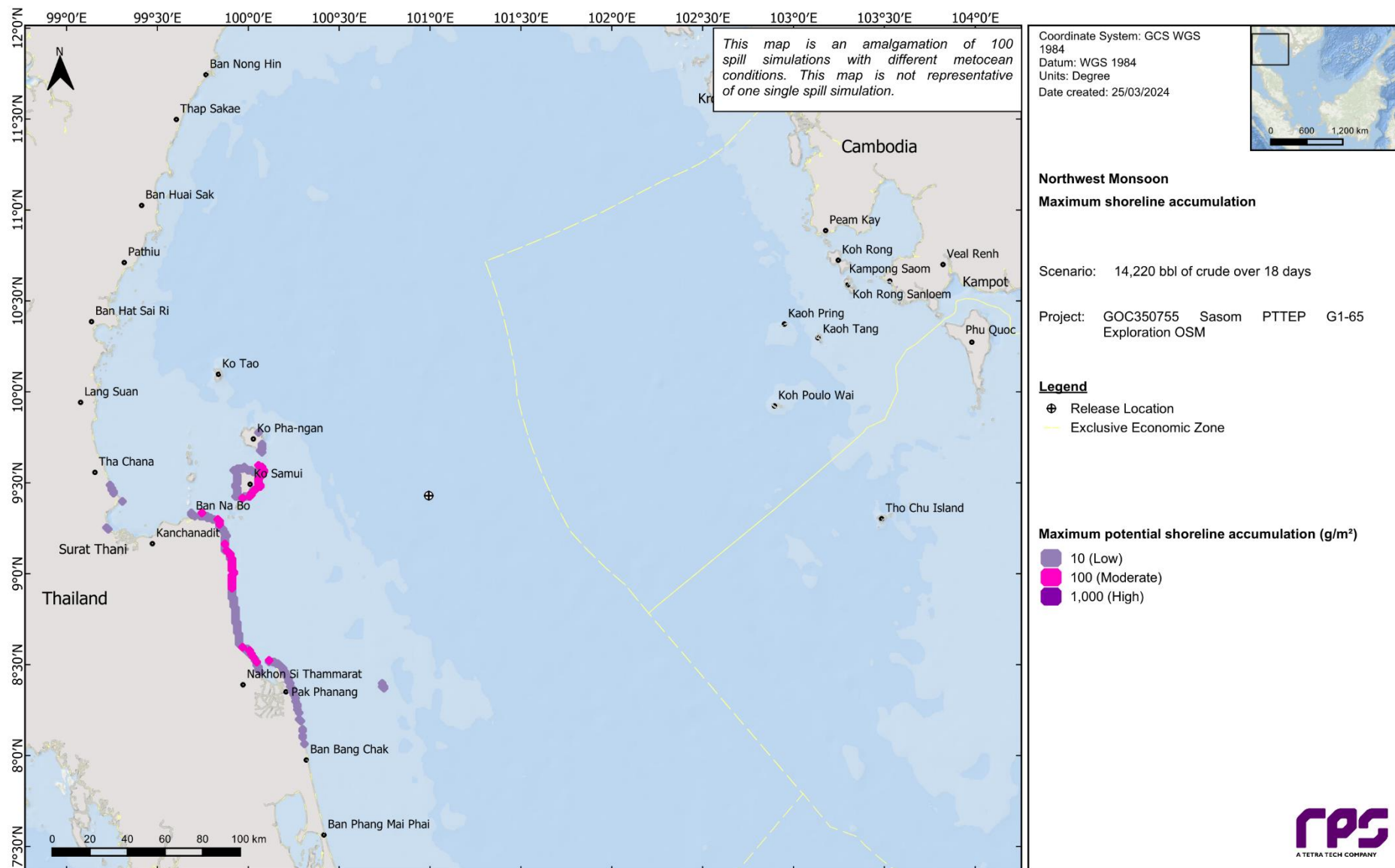


Figure 11.36 Maximum potential shoreline oil accumulation, produced from 100 simulations during northwest monsoon (October) conditions.

12 REFERENCES

- American Society for Testing and Materials (ASTM) 2013, F2067-13 Standard Practice for Development and Use of Oil-Spill Simulation Models, ASTM International, West Conshohocken (PA).
- Andersen, OB 1995, 'Global ocean tides from ERS 1 and TOPEX/POSEIDON altimetry', *Journal of Geophysical Research: Oceans*, vol. 100, no. C12, pp. 25249–25259.
- Asia-Pacific Applied Science Associates (APASA) 2009, An extensive study which compared measured data from different sources and periods within the Gulf of Thailand with results from the hydrodynamic model, HYDROMAP, Gold Coast.
- Australian Maritime Safety Authority (AMSA) 2015, 'Technical Guideline for the Preparation of Marine Pollution Contingency Plans for Marine and Coastal Facilities', viewed 1 February 2016, <https://www.amsa.gov.au/forms-and-publications/Publications/AMSA413.pdf>
- Becker, JJ, Sandwell, DT, Smith, WHF, Braud, J, Binder, B, Depner, J, Fabre, D, Factor, J, Ingalls, S, Kim, S-H, Ladner, R, Marks, K, Nelson, S, Pharaoh, A, Trimmer, R, Von Rosenberg, J, Wallace, G & Weatherall, P 2009, 'Global bathymetry and evaluation data at 30 arc second resolution: SRTM30_PLUS', *Marine Geodesy*, vol. 32, no. 4, pp. 355–371.
- Bonn Agreement 2009, Bonn Agreement aerial operations handbook, 2009 - Publication of the Bonn Agreement, London, viewed 13 January 2015, http://www.bonnagreement.org/site/assets/files/3947/ba-aoh_revision_2_april_2012.pdf
- Cai, S, Huang, Q & Long, X 2003, 'Three-dimensional numerical model study of the residual current in the South China Sea', *Oceanologica Acta*, vol. 26, no. 5, pp. 597–607.
- Clark, RB, 1984 'Impact of oil pollution on seabirds', *Environmental Pollution*, vol. 33, no.1, pp. 1–22.
- Davies, AM 1977a, 'The numerical solutions of the three-dimensional hydrodynamic equations using a B-spline representation of the vertical current profile', in JC Nihoul (ed), *Bottom Turbulence: Proceedings of the 8th Liège Colloquium on Ocean Hydrodynamics*, Elsevier Scientific, Amsterdam, pp. 1–25.
- Davies, AM 1977b, 'Three-dimensional model with depth-varying eddy viscosity', in JC Nihoul (ed), *Bottom Turbulence: Proceedings of the 8th Liège Colloquium on Ocean Hydrodynamics*, Elsevier Scientific, Amsterdam, pp. 27–48.
- Engelhardt, FR 1983, 'Petroleum effects on marine mammals', *Aquatic Toxicology*, vol. 4, no.3, pp. 199–217.
- Fang, G, Kwok, Y-K, Yu, K & Zhu, Y 1999, 'Numerical simulation of principal tidal constituents in the South China Sea, Gulf of Tonkin and Gulf of Thailand', *Continental Shelf Research*, vol. 19, no. 7, pp 845–869.
- Flanders Marine Institute 2018, 'Maritime boundaries Geodatabase', Available online at <https://www.marineregions.org/>.
- French, D 1998, 'Modeling the impacts of the North Cape Oil Spill', *Proceedings of the 21st Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar*, Environment Canada, Alberta, pp. 387–430.

- French, D, Reed, M, Jayko, K, Feng, S, Rines, H, Pavignano, S, Isaji, T, Puckett, S, Keller, A, French III, FW, Gifford, D, McCue, J, Brown, G, MacDonald, E, Quirk, J, Natzke, S, Bishop, R, Welsh, M, Phillips, M, Ingram, BS 1996, The CERCLA Type A natural resource damage assessment model for coastal and marine environments (NRDAM/CME), Technical Documentation, Volume I - Model Description, Final Report, Office of Environmental Policy and Compliance, U.S. Department of the Interior, Washington DC.
- French, D, Schuttenberg, H & Isaji, T 1999, 'Probabilities of oil exceeding thresholds of concern: examples from an evaluation for Florida Power and Light', Proceedings of the 22nd Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, Alberta, pp. 243–270.
- French-McCay, DP 2003, 'Development and application of damage assessment modelling: example assessment for the North Cape oil spill', Marine Pollution Bulletin, vol. 47, no. 9, pp. 9–12.
- French-McCay, DP 2004, 'Spill impact modelling: development and validation', Environmental Toxicology and Chemistry, vol. 23, no.10, pp. 2441–2456.
- French-McCay, DP 2009, 'State-of-the-art and research needs for oil spill impact assessment modelling', Proceedings of the 32nd Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, pp. 601–653.
- French-McCay, D, Rowe, JJ, Whittier, N, Sankaranarayanan, S, & Etkin, DS 2004, 'Estimate of potential impacts and natural resource damages of oil', Journal of Hazardous Materials, vol. 107, no. 1, pp. 11–25.
- French-McCay, D, Whittier, N, Dalton, C, Rowe, J, Sankaranarayanan, S & Aurand, D 2005a, 'Modeling the fates of hypothetical oil spills in Delaware, Florida, Texas, California, and Alaska waters, varying response options including use of dispersants', Proceedings of the International Oil Spill Conference 2005, American Petroleum Institute, Washington DC, paper 399.
- French-McCay, D, Whittier, N, Rowe, J, Sankaranarayanan, S, Kim, H-S & Aurand, D 2005b, 'Use of probabilistic simulation and impact modeling to assess consequences of oil spills with various response strategies,' Proceedings of the 28th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, pp. 253–271.
- French-McCay, D, Reich, D, Rowe, J, Schroeder, M & Graham, E 2011, 'Oil spill modeling input to the offshore environmental cost model (OECM) for US-BOEMRE's spill risk and costs evaluations', Proceedings of the 34th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa.
- French-McCay, D, Reich, D, Michel, J, Etkin, DS, Symons, L, Helton, D, & Wagner J 2012, 'Oil spill consequence analysis of potentially-polluting shipwrecks', Proceedings of the 35th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa.
- Gordon, R 1982, 'Wind driven circulation in Narragansett Bay' PhD thesis, Department of Ocean Engineering, University of Rhode Island.

- Grant, DL, Clarke, PJ & Allaway, WG 1993, 'The response of grey mangrove (*Avicennia marina* (Forsk.) Vierh) seedlings to spills of crude oil,' The Journal of Experimental Marine Biological Ecology, vol. 171, no. 2, pp. 273–295.
- International Tankers Owners Pollution Federation (ITOPF) 2014. Technical Information Paper 2 -Fate of Marine Oil Spills, International Tankers Owners Pollution Federation td, UK.
- Isaji, T & Spaulding, M 1984, 'A model of the tidally induced residual circulation in the Gulf of Maine and Georges Bank', Journal of Physical Oceanography, vol. 14, no. 6, pp. 1119–1126.
- Isaji, T, Howlett, E, Dalton C, & Anderson, E 2001, 'Stepwise-continuous-variable-rectangular grid hydrodynamics model', Proceedings of the 24th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar (including 18th TSOCS and 3rd PHYTO), Environment Canada, Edmonton, pp. 597–610.
- Jenssen, BM 1994, 'Review article: Effects of Oil Pollution, Chemically Treated Oil, and Cleaning on the Thermal Balance of Birds', Environmental Pollution, vol.86, no. 2, pp. 207–215.
- Koops, W, Jak, RG & van der Veen, DPC 2004, 'Use of dispersants in oil spill response to minimise environmental damage to birds and aquatic organisms', Proceedings of the Interspill 2004: Conference and Exhibition on Oil Spill Technology, Trondheim, presentation 429.
- Kostianoy, AG, Ginzburg, AI, Lebedev, SA, Frankignoulle, M & Delille, B 2003, 'Fronts and mesoscale variability in the southern Indian Ocean as inferred from the TOPEX/POSEIDON and ERS-2 Altimetry data', Oceanology, vol. 43, no. 5, pp. 632–642.
- Kowalik, Z & Murty, TS 1993, Numerical modelling of Ocean Dynamics, World Scientific Publishing, Singapore.
- Levitus, S, Antonov, JI, Baranova, OK, Boyer, TP, Coleman, CL, Garcia, HE, Grodsky, AI, Johnson, DR, Locarnini, RA, Mishonov, AV, Reagan, JR, Sazama, CL, Seidov, D, Smolyar, I, Yarosh, ES & Zweng, MM 2013, 'The World Ocean Database', Data Science Journal, vol.12, no. 0, pp. WDS229–WDS234.
- Lin, Q & Mendelssohn, IA 1996, 'A comparative investigation of the effects of south Louisiana crude oil on the vegetation of fresh, brackish and Salt Marshes', Marine Pollution Bulletin, vol. 32, no. 2, pp. 202–209.
- Ludicone, D, Santoleri, R, Marullo, S & Gerosa, P 1998, 'Sea level variability and surface eddy statistics in the Mediterranean Sea from TOPEX/POSEIDON data. Journal of Geophysical Research, vol. 103, no. C2, pp. 2995–3011.
- Matsumoto, K, Takanezawa, T & Ooe, M 2000, 'Ocean tide models developed by assimilating TOPEX/POSEIDON altimeter data into hydrodynamical model: A global model and a regional model around Japan', Journal of Oceanography, vol. 56, no.5, pp. 567–581.
- McCutcheon, SC, Dongwei, Z Bird, S 1990, 'Chapter 5: Model calibration, validation and use', in JJ Martin, RB Ambrose, SC McCutcheon (eds), Book III: Estuaries, Part 2: Application of estuarine waste load allocation models, US Environmental Protection Agency, Office of Water, Washington.

- Militello, A & Zundel, AK 1999, Surface water modelling system tidal constituent toolbox for ADCIRC, Coastal Engineering Technical Note IV-21, US Army Corps of Engineers, Washington.
- National Aeronautics and Space Administration (NASA) 2013a, National Aeronautics and Space Administration/Jet Propulsion Laboratory TOPEX/Poseidon Fact Sheet, NASA, viewed 23 November 2013, <https://sealevel.jpl.nasa.gov/missions/topex/topexfactsheet>
- National Aeronautics and Space Administration (NASA) 2013b, National Aeronautics and Space Administration/Jet Propulsion Laboratory TOPEX/Poseidon, NASA, viewed 23 November 2013, <https://sealevel.jpl.nasa.gov/missions/topex>
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) 2018, Screening level risk assessment package Gulf state, Office of National Marine Sanctuaries & Office of Response and Restoration, Washington DC.
- National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) 2018, 'At a glance: Oil spill modelling', viewed 15 November 2018, <https://www.nopsema.gov.au/assets/Publications/A626200.pdf>
- Oil Spill Solutions 2015, Evaluation - The Theory of Oil Slick Appearances, viewed 6 January 2015, <http://www.oilspillsolutions.org/evaluation.htm>
- Owen, A 1980, 'A three-dimensional model of the Bristol Channel', *Journal of Physical Oceanography*, vol. 10, no. 8, pp. 1290–1302.
- Qiu, B & Chen, S 2010, 'Eddy-mean flow interaction in the decadal modulating Kuroshio Extension system', *Deep-Sea Research II*, vol. 57, no. 13, pp. 1098–1110.
- Saha, S, Moorthi, S, Pan, H-L, Wu, X, Wang, J & Nadiga, S 2010, 'The NCEP Climate Forecast System Reanalysis', *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 91, no. 8, pp. 1015–1057.
- Scholten, MCTh, Kaag, NHBM, Dokkum, HP van, Jak, R.G., Schobben, HPM & Slob, W 1996, Toxische effecten van olie in het aquatische milieu, TNO report TNO-MEP – R96/230, Den Helder.
- Sousa, M & Dias, J 2007, 'Hydrodynamic model calibration for a mesotidal lagoon: the case of Ria de Aveiro (Portugal)', *Journal of Coastal Research*, vol. SI50, pp. 1075– 080.
- Spaulding, ML, Kolluru, VS, Anderson, E & Howlett, E 1994, 'Application of three-dimensional oil spill model (WOSM/OILMAP) to hindcast the Braer Spill', *Spill Science & Technology Bulletin*, vol. 1, no. 1, pp. 23–35.
- Suprayogi, B & Murray, F 1999, 'A field experiment of the physical and chemical effects of two oils on mangroves', *Environmental and Experimental Botany*, vol. 42, no. 3, pp. 221–229.
- Ye, AL & Robinson, IS 1983, 'Tidal dynamics in the South China Sea', *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, vol. 72, no. 3, pp. 691–707.

- Vikebo, F, Sundby, S, Adlansvik, B & Fiksen, O 2005, 'The combined effect of transport and temperature on distribution and growth of larvae and pelagic juveniles of Arcto-Norwegian cod', *Journal of Marine Science*, vol. 62 no. 7, pp. 1375-1386.
- Yaiprasert, C, Jaroensutasinee, K & Veruttipong, T 2005, 'Floating circle of objects simulation with the Prince Ocean Model for the Gulf of Thailand', *Walailak Journal of Science and Technology*, vol. 2, no. 1, pp. 99–113.
- Yaremchuk, M & Tangdong, Q 2004, 'Seasonal variability of the large-scale currents near the coast of the Philippines', *Journal of Physical Oceanography*, vol. 34, no., 4, pp. 844–855.
- Wolanski, E, Wattayakorn, G & King, B 1994, 'Water circulation and pollutant transport in the Gulf of Thailand', *Intergovernmental Oceanographic Commission (IOC)/Westpac Conference*, Bali.
- Zigic, S, Zapata, M, Isaji, T, King, B, & Lemckert, C 2003, 'Modelling of Moreton Bay using an ocean/coastal circulation model', *Proceedings of the Coasts and Ports Australasian Conference*, Auckland, NZ.
- Zu, T, Gan, J & Erofeeva, S 2008, 'Numerical study of the tide and tidal dynamics in the South China Sea', *Deep Sea Research* vol. 55, no.2, 137–154.