

רציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת

("השותפות")

13 בינואר, 2020

לכבוד	לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ	רשות ניירות ערך
רחוב אחוזת בית 2	רחוב כנפי נשרים 22
תל-אביב	ירושלים
<u>באמצעות מגנ"א</u>	<u>באמצעות מגנ"א</u>

ג.א.נ.,

הנדון: דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון בחזקות לווייתן

בהמשך לאמור בדיווח המידי מיום 25.3.2019 בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים בפרויקט לווייתן המצוי בשטח חזקות I/14 לווייתן דרום ו-I/15 לווייתן צפון ("חזקות לווייתן דרום" ו-"חזקות לווייתן צפון", בהתאמה) (חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון יקראו יחד להלן: "חזקות לווייתן" או "מאגר לווייתן" או "פרויקט לווייתן"), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לווייתן (אסמכתא: 2019-01-024408) ("דוח המשאבים הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, כדלקמן:

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell and Associates, Inc. ("NSAI" או "מעריך העתודות"), חלק מהמשאבים במאגר לווייתן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, דוח NSAI כולל שני חלקים, כמפורט להלן.

- דוח עתודות בהפקה (on production). נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות אלו מוצגים בסעיף 1(א)(5) להלן.
- דוח משאבים מותנים, בו חולקו המשאבים לשתי קטגוריות, לשלבי פיתוח מאגר לווייתן, כדלקמן:

(א) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים מותנים ביחס לשלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן, אשר הפקת הגז הטבעי ממנו החלה ביום 31.12.2019, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים (ראו סעיף 10.1.6(ג)(4) לפרק א' בדוח התקופתי ליום 31.12.2018, כפי שפורסם ביום 26.3.2019 (אסמכתא: 2019-01-025467) ("הדוח התקופתי"), בהקמת תשתיות נלוות ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה מוצגים בסעיף 1(ב)(2) להלן.

לסיכום נתוני תזרים מהוון מעתודות וממשאבים מותנים בשלב 1א', ראו סעיף 1(ב)(3) להלן.

(ב) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המותנים בקבלת החלטות השקעה נוספות, בהתאם לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' כאמור לעיל) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי.

יצוין כי, בדוח העתודות והמשאבים המותנים הנוכחי חל שינוי מהותי בהערכת כמויות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן ביחס לדוח המשאבים הקודם, כמפורט בסעיף 1(א)(4) להלן.

(א) עתודות במאגר לווייתן¹

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2019 ("דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבמאגר לווייתן המסווגות כעתודות בהפקה (on production), הינן כמפורט להלן:

קטגוריית עתודות		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ²	
		קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)		20.8	11,577.3	2.5	1,386.0
עתודות צפויות (Probable Reserves)		3.4	1,908.9	0.4	227.7
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)		24.2	13,486.2	2.9	1,613.7
עתודות אפשריות (Possible Reserves)		2.1	1,145.1	0.3	136.5
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)		26.3	14,631.3	3.2	1,750.2

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות שאינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). יש סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושיתחזויותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות

¹ לפרטים אודות אומדן משאבים במאגר לווייתן שבוצע על ידי משרד האנרגיה באמצעות יועצים חיצוניים, ראו ביאור ג'5 (4) לדוחות הכספיים בדוח התקופתי.

² בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,815 BCF ושל כ-3.3 מיליון חביות קונדנסט משלב א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 10.1.8 לדוח התקופתי.

לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר לויתן, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לויתן בפועל.

(3) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב, בין היתר, על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז לפי נוסחאות המחיר בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגר לויתן, לפי הנחות השותפות ביחס למכירות בהסכמים עתידיים למכירת גז טבעי, ולפי נוסחאות המחיר בהתאם להוראות מתווה הגז, הכוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל³, כפי שצפוי שישתנו במהלך השנים, לשער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי, או למחיר חבית נפט מסוג ברנט, ולפי פילוח שוק בהתאם לתחזיות ביקוש שנתקבלו מחברות ייעוץ בלתי תלויות. המחיר תחת הסכם ייצוא הגז הטבעי עם חברת Dolphinus Holdings Limited (כמפורט בדוחות מיידים של השותפות מהימים 2.10.2019 ו- 24.12.2019 (אסמכתאות: 2019-01-100258 ו- 2019-01-123541, בהתאמה)) ("הסכם הייצוא למצרים") הותאם לנקודת המסירה, כפי שנקבעה בהסכם הייצוא למצרים. יצוין, כי שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, עקב התאמת מחירים כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים⁴ וכן עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר שבהסכמי אספקת הגז. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות; (ב) תחזית הביקוש בשוק המקומי בישראל, בה נעשה שימוש לטובת הערכת היקף מכירות הגז הטבעי העתידי החזוי לשוק המקומי בישראל, הוכנה על-ידי יועץ חיצוני, BDO Consulting Group; (ג) התזרים המהוון, ביחס לתקופה לגביה הונחו מכירות קונדנסט חושב על בסיס מחיר קונדנסט המבוסס על מחיר הברנט (Brent) (לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לויתן ראו דיווח מידי של השותפות מיום 15.12.2019 (אסמכתא: 2019-01-121054)). הנתונים בדבר מחירי הקונדנסט כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות; (ד) לצורך חישוב מחיר הברנט נעשה שימוש בממוצע תחזיות מחירי נפט של צדדים שלישיים המספקים תחזית מחיר ארוכת טווח, ובהם ה- World Bank ואחרים, למחיר ה-NYMEX ICE Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה והמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור⁵; (ה) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, הוצאות תקורה והנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט וכן תשלומים לשותף הכללי בהתאם להסכם השותפות. עלויות אלו מחולקות להוצאות ברמת השדה ולהוצאות ליחידת תפוקה. עלויות התפעול שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות

³ תעריף ייצור החשמל המשוקלל ("תעריף ייצור החשמל") הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

⁴ הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם. יצוין, כי לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

⁵ לצורך חישוב תחזית המחירים הונחו הנתונים הבאים: (1) מחיר חבית ברנט (Brent) של כ-61 דולר לחבית בשנת 2020, העולה לכ-75 דולר לחבית בשנת 2025, ולכ-91 דולר לחבית בשנת 2030, ועלייה בשיעור של 2% לשנה בשנים שלאחר תום התחזיות; (2) תחזית תעריף ייצור החשמל שהוכנה על ידי יועץ חיצוני BDO Consulting Group והמבוססת, בין היתר, על שער חליפין של ש"ח לדולר ועל עלות רכש הדלקים על-ידי חברת החשמל.

נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט ועל ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהווה מעתודות הינן ההוצאות שאושרו על-ידי השותפות וכן אומדן הוצאות עתידיות שטרם אושרו על ידי השותפות, בתוספת, בין היתר הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכת גז טבעי וכן דמי השימוש בהן⁶, דמי השתתפות לוותין (כהגדרת המונח בדוח המידי מיום 2.10.2019 (אסמכתא: 2019-01-100258)) ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. היקף ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהווה מהמשאבים המותנים הינו בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל גם אומדן הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, לתשתיות נלוות, לציוד הפקה נוסף ולפעולות הנדסיות שונות, והינן מעבר להוצאות כפי שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח למאגר לוותין, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ז) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה ככל שהפרויקט יסתיים בשנת 2064, ובשנה זו הונח שיבוצע איטום הבארות וסגירת הפרויקט, אולם אין הדבר בהכרח כאמור (המועד הנוכחי לפקיעת החזקות הינו 13.2.2044). עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לוותין ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ח) תשלומי המס ושיעור הנכילים במסגרת התזרים המהווה חושבו בראיית המחזיק ביחידות ההשתתפות של השותפות שהינו חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט, בחישובי המס נלקח בחשבון שיעור מס חברות בהתאם לדין. יצוין, כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות החוק ולהחלטות הרשויות המוסמכות, עשויים להיות שונים באופן מהותי. הוצאות הפחת לצורכי מס חושבו בהתאם לשיעורי הפחת הקבועים בחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (בסעיף זה: "**החוק**"); (ט) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות המשאבים המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהווה. כמו-כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (י) בתזרים המהווה הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה ממאגר לוותין בשלב 1א', בהתבסס על הערכות השותפות בהתאם לתחזיות ההיצע והביקוש בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט, תוך התייחסות לצפי אספקת גז טבעי ממאגרים נוספים (ובהם המאגרים תמר, כריש ותנין⁷), היקף הביקוש בשווקים האזוריים, על-פי הערכות השותפות המתבססות על תחזיות ביקוש של חברות ייעוץ בלתי תלויות. יצוין, כי שלב 1א' אינו כולל מכירות עתידיות במסגרת שלבי פיתוח נוספים של פרויקט לוותין למכירת גז טבעי ממשאבים מותנים שסווגו לעיל בקטגוריית פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות למתקן ההנזלה ELNG מופעל על-ידי Shell במצרים, כמפורט בביאור 2'18 לדוחות הכספיים בדוח התקופתי, ומכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 30.7.2019 (אסמכתא: 2019-01-065289)), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים; (יא) בחישוב התזרים המהווה נלקחו בחשבון הכנסות מהסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל לישראל בע"מ (לפרטים ראו דוחות מידיים מהימים 12.6.2019 ו- 29.10.2019 (אסמכתאות: 2019-01-049863 ו- 2019-01-105727, בהתאמה)) וכן הכנסות מייצוא גז לשוק הירדני ולשוק המצרי, בין היתר, בהתבסס על הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט

⁶ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג"ז.
⁷ הנחת העבודה היא כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל והפקה מסחרית ממאגרי כריש ותנין תחלנה במהלך

שנת 2021.

לוויתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בביאור 4'18 לדוחות הכספיים בדוח התקופתי והסכם הייצוא למצרים; (יב) בחישוב התזרים המהווך נלקח בחשבון אומדן השותפות, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים למדינה בשיעור של 11.5% ושל התמלוגים בפועל לצדדים קשורים. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות; (יג) בחישוב התזרים המהווך נלקח בחשבון גם היטל רווחי הנפט אשר חל על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו בהתבסס על הערכות השותפות. לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על ידי בית המשפט.⁸ חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, בהתאם להחלטת רשות המסים מיום 10.10.2018 לעניין איחוד המיזמים הפועלים בחזקות לווייתן לצרכי החוק. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל, לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז; (יד) בחישוב התזרים המהווך נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2020 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו החל מיום 1.1.2020. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2020 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2019 לא נכללו בתזרים המהווך. עוד יצוין, כי הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט וכן הוצאות שבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה.

(4) התזרים המהווך עודכן ביחס לתזרים המהווך שנכלל בדוח המשאבים הקודם מהסיבות העיקריות הבאות:

- א. עודכנו הן השקעות שבוצעו עד למועד דוח זה והן פריסת עלות הפיתוח הצפויה של שלב 1' בתוכנית הפיתוח (לרבות עדכון מועד ביצוע קידוחים עתידיים ביחס לנתוני התזרים המהווך ממשאבים מותנים), בהתאם להערכת השותפות, בין היתר, בהתבסס על אומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה.
- ב. לאור עדכון תעריף ייצור החשמל, תחזיות תעריף ייצור החשמל, שער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי, מחיר חבית מסוג ברנט ותחזיות נוספות, עודכנו תחזיות מחירי המכירה הרלוונטיים הצמודים להם.
- ג. כמויות המכירה של גז טבעי מפרויקט לווייתן עודכנו, בין היתר, בשל עדכון הערכות השותפות לכמויות המכירה מפרויקט לווייתן בשל תיקון הסכמים קיימים ו/או חתימת הסכמים חדשים. זאת, בשילוב עם התפתחויות בשווקים המקומיים והאזוריים, הובילו לעדכון כמויות המכירה השנתיות החזויות ממאגר לווייתן.

(5) בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהווך, נכון ליום 31.12.2019, באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

⁸ יצוין, כי נכון למועד זה, נחתמו שומות היטל עם רשות המיסים עד וכולל בגין שנת 2017.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות IP (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2020	455	7.2	193,975	33,015	-	27,491	49,037	-	84,432	-	-	84,432	82,397	80,503	78,733	77,075
31.12.2021	549	8.7	236,630	40,275	-	25,570	6,470	-	164,316	-	19,258	145,058	134,821	125,734	117,624	110,350
31.12.2022	492	7.8	226,908	38,620	-	25,142	975	-	162,171	-	20,849	141,322	125,094	111,360	99,647	89,590
31.12.2023	536	8.4	255,734	43,526	-	25,395	-	-	186,813	-	26,206	160,607	135,395	115,051	98,474	84,846
31.12.2024	540	8.5	265,059	45,113	-	25,459	-	-	194,486	-	27,971	166,515	133,691	108,439	88,780	73,306
31.12.2025	572	9.0	286,724	48,800	-	25,649	-	-	212,275	-	32,062	180,212	137,798	106,690	83,550	66,113
31.12.2026	572	9.0	293,331	52,986	-	25,690	-	-	214,656	-	32,610	182,046	132,572	97,978	73,391	55,655
31.12.2027	572	9.0	301,722	56,905	-	25,742	-	-	219,076	37,744	24,945	156,387	108,463	76,516	54,823	39,842
31.12.2028	574	9.0	307,579	58,009	-	25,780	-	-	223,789	66,585	19,396	137,809	91,026	61,297	42,009	29,257

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2029	572	9.0	312,331	58,906	-	33,136	-	-	220,289	79,763	15,560	124,967	78,613	50,532	33,126	22,109
31.12.2030	568	9.0	315,266	59,459	-	25,818	-	-	229,989	96,305	29,510	104,174	62,413	38,295	24,012	15,359
31.12.2031	548	8.6	310,549	58,569	-	25,754	-	-	226,225	104,707	27,287	94,231	53,767	31,490	18,887	11,577
31.12.2032	537	8.5	309,683	58,406	-	25,731	-	-	225,546	105,556	26,965	93,025	50,552	28,261	16,214	9,524
31.12.2033	532	8.4	313,138	59,058	-	25,744	-	-	228,336	106,861	27,307	94,168	48,736	26,008	14,272	8,034
31.12.2034	529	8.3	318,406	60,051	-	33,100	-	-	225,254	105,419	26,930	92,906	45,793	23,326	12,244	6,606
31.12.2035	524	8.3	237,720	44,834	-	25,263	-	-	167,623	78,448	20,424	68,751	32,274	15,693	7,879	4,074
31.12.2036	519	8.2	238,493	44,980	-	25,261	-	-	168,252	78,742	20,587	68,923	30,813	14,302	6,868	3,403
31.12.2037	513	8.1	237,737	44,837	-	25,244	-	-	167,655	78,463	20,514	68,678	29,242	12,955	5,951	2,826

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2038	507	8.0	237,633	44,818	-	25,235	-	-	167,580	78,428	20,505	68,648	27,837	11,772	5,173	2,354
31.12.2039	503	7.9	238,537	44,988	-	32,561	-	-	160,988	75,342	19,698	65,947	25,469	10,281	4,321	1,884
31.12.2040	499	7.9	239,170	45,108	-	25,230	-	-	168,832	79,014	20,658	69,160	25,438	9,802	3,941	1,647
31.12.2041	493	7.8	240,763	45,408	-	25,230	-	-	170,125	79,619	20,817	69,690	24,412	8,979	3,453	1,383
31.12.2042	488	7.7	243,188	45,865	-	25,237	-	-	172,085	80,536	21,056	70,493	23,517	8,257	3,037	1,166
31.12.2043	484	7.6	245,913	46,379	-	25,247	-	-	174,287	81,566	21,326	71,395	22,684	7,602	2,675	984
31.12.2044	481	7.6	249,142	46,988	-	32,590	-	-	169,564	79,356	20,748	69,460	21,018	6,724	2,263	798
31.12.2045	475	7.5	251,038	47,346	-	25,264	-	-	178,428	83,504	21,832	73,091	21,064	6,432	2,070	699
31.12.2046	471	7.4	253,757	47,859	-	25,274	-	-	180,625	84,532	22,101	73,991	20,308	5,919	1,823	590

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2047	467	7.4	256,630	48,400	-	25,285	-	-	182,944	85,618	22,385	74,941	19,589	5,450	1,605	498
31.12.2048	465	7.3	260,082	49,051	-	25,302	-	-	185,729	86,921	22,726	76,082	18,940	5,030	1,417	421
31.12.2049	459	7.2	262,048	49,422	-	32,633	-	-	179,993	84,237	22,024	73,732	17,481	4,432	1,194	340
31.12.2050	454	7.2	263,751	49,744	-	25,306	-	-	188,702	88,313	23,090	77,300	17,454	4,224	1,089	297
31.12.2051	448	7.1	265,048	49,988	-	25,304	-	-	189,756	88,806	23,219	77,732	16,716	3,861	952	249
31.12.2052	442	7.0	266,811	50,321	-	25,306	-	-	191,184	89,474	23,393	78,317	16,040	3,537	834	209
31.12.2053	433	6.8	266,000	50,168	-	25,285	-	-	190,547	89,176	23,315	78,056	15,225	3,204	723	174
31.12.2054	422	6.7	264,170	49,823	-	32,584	-	-	181,763	85,065	22,241	74,458	13,832	2,779	600	138
31.12.2055	409	6.5	260,658	49,160	-	25,212	-	-	186,287	87,182	22,794	76,310	13,501	2,589	534	118

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2056	390	6.1	252,657	47,651	-	25,129	-	-	179,877	84,182	22,010	73,685	12,416	2,273	449	95
31.12.2057	354	5.6	233,627	44,062	-	24,951	-	-	164,614	77,040	20,142	67,433	10,821	1,891	357	72
31.12.2058	332	5.2	223,096	42,076	-	24,848	-	-	156,172	73,088	19,109	63,974	9,777	1,631	295	57
31.12.2059	319	5.0	218,321	41,175	-	32,125	-	-	145,021	67,870	17,745	59,406	8,647	1,377	238	44
31.12.2060	318	5.0	221,924	41,855	-	24,818	-	-	155,251	72,658	18,997	63,597	8,816	1,340	221	40
31.12.2061	315	5.0	223,947	42,236	-	24,825	-	-	156,885	73,422	19,196	64,266	8,485	1,231	195	33
31.12.2062	313	4.9	226,380	42,695	-	24,836	-	-	158,848	74,341	17,900	66,607	8,375	1,160	175	29
31.12.2063	310	4.9	228,762	43,145	-	24,847	-	-	160,771	75,241	18,135	67,395	8,070	1,067	154	24
31.12.2064	36	0.6	27,325	5,153	-	24,640	-	20,046	(22,514)	-	-	(22,514)	(2,568)	(324)	(44)	(7)
סה"כ	20,793	327.8	11,381,363	2,117,232	-	1,192,074	56,482	20,046	7,995,529	3,043,121	965,544	3,986,864	1,946,824	1,246,949	916,227	723,883

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2020	132	2.1	55,071	9,373	-	569	-	-	45,128	-	6,916	38,213	37,292	36,434	35,633	34,883
31.12.2021	138	2.2	54,883	9,341	-	592	-	-	44,950	-	13,802	31,148	28,949	26,998	25,257	23,695
31.12.2022	100	1.6	38,717	6,590	-	408	-	-	31,719	-	7,295	24,424	21,619	19,245	17,221	15,483
31.12.2023	132	2.1	53,137	9,044	-	552	-	-	43,541	-	10,014	33,527	28,264	24,017	20,556	17,711
31.12.2024	187	3.0	77,321	13,160	-	796	-	-	63,365	-	14,574	48,791	39,173	31,774	26,014	21,480
31.12.2025	149	2.3	61,691	15,341	-	634	-	-	45,716	-	9,515	31,855	24,357	18,859	14,768	11,686
31.12.2026	106	1.7	42,664	10,383	-	443	-	-	31,839	-	62,859	(23,885)	(17,394)	(12,855)	(9,629)	(7,302)
31.12.2027	77	1.2	30,357	5,725	-	319	-	-	24,313	-	44,544	(15,578)	(10,804)	(7,622)	(5,461)	(3,969)
31.12.2028	62	1.0	24,100	4,545	-	254	-	-	19,301	-	31,613	(9,480)	(6,262)	(4,217)	(2,890)	(2,013)
31.12.2029	54	0.9	21,104	3,980	-	222	-	-	16,902	-	28,696	(9,082)	(5,713)	(3,672)	(2,407)	(1,607)
31.12.2030	52	0.8	21,501	4,055	-	221	-	-	17,225	-	19,391	(1,668)	(999)	(613)	(384)	(246)
31.12.2031	64	1.0	26,768	5,048	-	274	-	-	21,446	-	11,203	7,887	4,500	2,636	1,581	969
31.12.2032	65	1.0	27,529	5,192	-	280	-	-	22,057	-	10,323	9,036	4,910	2,745	1,575	925
31.12.2033	56	0.9	22,917	4,322	-	236	-	-	18,359	-	8,592	7,521	3,892	2,077	1,140	642
31.12.2034	45	0.7	19,000	3,583	-	193	-	-	15,223	-	7,124	6,236	3,074	1,566	822	443
31.12.2035	37	0.6	16,637	3,138	-	166	-	-	13,334	-	6,240	5,462	2,564	1,247	626	324

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM 100%) מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2036	32	0.5	14,389	2,714	-	143	-	-	11,532	5,397	1,411	4,724	2,112	980	471	233
31.12.2037	26	0.4	12,100	2,282	-	120	-	-	9,698	4,539	1,187	3,973	1,692	749	344	163
31.12.2038	20	0.3	9,301	1,754	-	92	-	-	7,456	3,489	912	3,054	1,238	524	230	105
31.12.2039	22	0.3	10,340	1,950	-	101	-	-	8,289	3,879	1,014	3,395	1,311	529	222	97
31.12.2040	27	0.4	12,776	2,410	-	124	-	-	10,242	4,793	1,253	4,196	1,543	595	239	100
31.12.2041	31	0.5	15,317	2,889	-	148	-	-	12,280	5,747	1,503	5,030	1,762	648	249	100
31.12.2042	36	0.6	17,891	3,374	-	172	-	-	14,345	6,713	1,755	5,876	1,960	688	253	97
31.12.2043	40	0.6	20,520	3,870	-	195	-	-	16,455	7,701	2,013	6,740	2,142	718	253	93
31.12.2044	45	0.7	23,222	4,380	-	220	-	-	18,623	8,715	2,279	7,629	2,308	738	249	88
31.12.2045	49	0.8	25,859	4,877	-	243	-	-	20,739	9,706	2,538	8,496	2,448	748	241	81
31.12.2046	51	0.8	27,624	5,210	-	258	-	-	22,156	10,369	2,711	9,076	2,491	726	224	72
31.12.2047	53	0.8	28,905	5,451	-	268	-	-	23,185	10,851	2,837	9,498	2,483	691	203	63
31.12.2048	53	0.8	29,470	5,558	-	271	-	-	23,641	11,064	2,893	9,684	2,411	640	180	54
31.12.2049	52	0.8	29,523	5,568	-	270	-	-	23,685	11,084	2,898	9,702	2,300	583	157	45
31.12.2050	53	0.8	30,616	5,774	-	279	-	-	24,563	11,496	3,006	10,062	2,272	550	142	39
31.12.2051	54	0.9	32,129	6,059	-	291	-	-	25,779	12,064	3,154	10,560	2,271	525	129	34
31.12.2052	57	0.9	34,076	6,427	-	307	-	-	27,343	12,796	3,346	11,201	2,294	506	119	30

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2053	60	0.9	36,877	6,955	-	330	-	-	29,592	13,849	3,621	12,122	2,364	498	112	27
31.12.2054	67	1.0	41,648	7,855	-	370	-	-	33,423	15,642	4,090	13,691	2,543	511	110	25
31.12.2055	76	1.2	48,112	9,074	-	426	-	-	38,613	18,071	4,725	15,817	2,798	537	111	24
31.12.2056	92	1.5	59,772	11,273	-	526	-	-	47,973	22,452	5,870	19,652	3,311	606	120	25
31.12.2057	123	1.9	80,921	15,262	-	708	-	-	64,951	30,397	7,947	26,606	4,270	746	141	29
31.12.2058	140	2.2	94,289	17,783	-	821	-	-	75,685	35,421	9,261	31,004	4,738	790	143	28
31.12.2059	149	2.3	101,752	19,190	-	881	-	-	81,680	38,226	9,994	33,459	4,870	775	134	25
31.12.2060	145	2.3	100,975	19,044	-	870	-	-	81,061	37,937	9,919	33,206	4,603	700	116	21
31.12.2061	140	2.2	99,115	18,693	-	850	-	-	79,572	37,240	9,736	32,596	4,303	624	99	17
31.12.2062	136	2.1	98,097	18,501	-	837	-	-	78,759	36,859	9,637	32,263	4,057	562	85	14
31.12.2063	133	2.1	97,887	18,462	-	831	-	-	78,595	36,783	9,617	32,196	3,855	510	74	12
31.12.2064	15	0.2	11,599	2,188	-	98	-	-	9,313	-	37	9,276	1,058	133	17	3
סה"כ	3,428	54.1	1,838,498	347,647	-	17,205	-	-	1,473,646	698,212	176,245	599,188	235,233	156,748	129,588	114,847

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרים מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
111,959	114,367	116,937	119,689	122,644	6,916	-	129,560	-	49,037	28,061	-	42,388	249,046	9.3	587	31.12.2020
134,044	142,881	152,732	163,771	176,206	33,060	-	209,266	-	6,470	26,161	-	49,616	291,513	10.8	687	31.12.2021
105,073	116,869	130,605	146,713	165,746	28,144	-	193,890	-	975	25,550	-	45,209	265,625	9.3	591	31.12.2022
102,557	119,030	139,068	163,658	194,134	36,220	-	230,354	-	-	25,947	-	52,570	308,870	10.5	667	31.12.2023
94,785	114,793	140,214	172,864	215,306	42,545	-	257,851	-	-	26,255	-	58,273	342,379	11.5	727	31.12.2024
77,799	98,318	125,549	162,156	212,067	41,577	4,346	257,991	-	-	26,283	-	64,141	348,414	11.4	721	31.12.2025
48,353	63,762	85,123	115,178	158,161	25,475	62,859	246,495	-	-	26,132	-	63,369	335,996	10.7	678	31.12.2026
35,873	49,362	68,894	97,658	140,809	20,292	82,288	243,389	-	-	26,060	-	62,630	332,079	10.2	650	31.12.2027
27,245	39,119	57,080	84,764	128,328	16,564	98,198	243,090	-	-	26,034	-	62,555	331,679	10.0	636	31.12.2028
20,502	30,718	46,859	72,900	115,885	12,848	108,458	237,191	-	-	33,358	-	62,886	333,435	9.9	626	31.12.2029
15,113	23,628	37,681	61,413	102,506	29,012	115,696	247,214	-	-	26,038	-	63,514	336,767	9.8	619	31.12.2030
12,546	20,468	34,126	58,267	102,118	29,643	115,910	247,670	-	-	26,028	-	63,618	337,316	9.6	611	31.12.2031
10,449	17,788	31,006	55,462	102,061	29,664	115,879	247,604	-	-	26,010	-	63,598	337,212	9.5	601	31.12.2032
8,676	15,412	28,085	52,628	101,689	29,553	115,453	246,695	-	-	25,980	-	63,380	336,055	9.3	588	31.12.2033
7,049	13,066	24,892	48,866	99,142	28,792	112,543	240,477	-	-	33,294	-	63,635	337,406	9.0	574	31.12.2034
4,397	8,505	16,939	34,838	74,213	22,056	84,688	180,957	-	-	25,429	-	47,972	254,357	8.8	561	31.12.2035
3,636	7,339	15,282	32,925	73,647	21,998	84,139	179,785	-	-	25,403	-	47,693	252,881	8.7	551	31.12.2036

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
2,989	6,295	13,705	30,933	72,651	21,701	83,001	177,353	-	-	25,364	-	47,119	249,836	8.5	539	31.12.2037
2,459	5,403	12,296	29,076	71,702	21,417	81,917	175,036	-	-	25,327	-	46,572	246,934	8.3	528	31.12.2038
1,981	4,544	10,810	26,780	69,342	20,713	79,221	169,277	-	-	32,662	-	46,938	248,877	8.3	524	31.12.2039
1,747	4,180	10,396	26,981	73,356	21,912	83,807	179,075	-	-	25,355	-	47,517	251,947	8.3	526	31.12.2040
1,483	3,702	9,627	26,174	74,721	22,319	85,366	182,405	-	-	25,378	-	48,297	256,080	8.3	524	31.12.2041
1,263	3,290	8,945	25,478	76,369	22,812	87,249	186,430	-	-	25,409	-	49,239	261,079	8.3	524	31.12.2042
1,077	2,927	8,320	24,826	78,135	23,339	89,267	190,742	-	-	25,442	-	50,249	266,433	8.3	524	31.12.2043
885	2,511	7,462	23,327	77,089	23,026	88,071	188,186	-	-	32,810	-	51,368	272,364	8.3	526	31.12.2044
781	2,311	7,180	23,512	81,587	24,370	93,210	199,168	-	-	25,507	-	52,223	276,897	8.3	524	31.12.2045
662	2,046	6,645	22,799	83,067	24,812	94,902	202,781	-	-	25,532	-	53,068	281,381	8.2	523	31.12.2046
561	1,809	6,141	22,072	84,439	25,222	96,469	206,130	-	-	25,553	-	53,852	285,534	8.2	520	31.12.2047
475	1,597	5,671	21,351	85,766	25,618	97,985	209,370	-	-	25,573	-	54,610	289,552	8.2	517	31.12.2048
385	1,351	5,015	19,782	83,434	24,922	95,321	203,677	-	-	32,904	-	54,990	291,571	8.1	511	31.12.2049
336	1,230	4,774	19,726	87,362	26,095	99,808	213,265	-	-	25,584	-	55,518	294,368	8.0	506	31.12.2050
283	1,081	4,386	18,987	88,292	26,373	100,870	215,535	-	-	25,594	-	56,047	297,176	7.9	502	31.12.2051
239	953	4,042	18,334	89,517	26,739	102,271	218,527	-	-	25,612	-	56,747	300,887	7.9	499	31.12.2052
201	835	3,702	17,590	90,178	26,936	103,025	220,139	-	-	25,615	-	57,122	302,876	7.8	493	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת אלפי חביות (100%) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
163	710	3,290	16,375	88,149	26,330	100,707	215,186	-	-	32,955	-	57,677	305,819	7.7	489	31.12.2054
142	645	3,126	16,299	92,128	27,519	105,253	224,899	-	-	25,637	-	58,234	308,771	7.6	485	31.12.2055
120	568	2,879	15,727	93,336	27,880	106,634	227,850	-	-	25,655	-	58,924	312,429	7.6	482	31.12.2056
101	498	2,637	15,091	94,039	28,090	107,437	229,565	-	-	25,659	-	59,324	314,548	7.5	476	31.12.2057
85	437	2,421	14,516	94,978	28,370	108,509	231,857	-	-	25,669	-	59,859	317,385	7.4	472	31.12.2058
69	372	2,152	13,517	92,866	27,739	106,096	226,701	-	-	33,007	-	60,366	320,073	7.4	468	31.12.2059
60	337	2,039	13,419	96,803	28,915	110,594	236,312	-	-	25,688	-	60,899	322,899	7.3	463	31.12.2060
50	293	1,855	12,788	96,862	28,933	110,662	236,457	-	-	25,675	-	60,929	323,062	7.2	455	31.12.2061
43	260	1,721	12,431	98,870	27,537	111,200	237,607	-	-	25,673	-	61,196	324,476	7.1	449	31.12.2062
36	228	1,576	11,926	99,591	27,752	112,023	239,366	-	-	25,678	-	61,606	326,650	7.0	443	31.12.2063
(4)	(26)	(190)	(1,510)	(13,239)	37	-	(13,201)	20,046	-	24,738	-	7,341	38,924	0.8	52	31.12.2064
838,730	1,045,815	1,403,697	2,182,056	4,586,053	1,141,789	3,741,333	9,469,174	20,046	56,482	1,209,279	-	2,464,879	13,219,861	381.9	24,221	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
13,845	14,142	14,460	14,801	15,166	4,530	-	19,696	-	-	256	-	4,092	24,045	0.9	59	31.12.2020
9,119	9,720	10,391	11,142	11,988	3,581	-	15,568	-	-	192	-	3,233	18,993	0.6	41	31.12.2021
15,286	17,002	19,000	21,343	24,112	7,202	-	31,314	-	-	382	-	6,501	38,197	1.4	86	31.12.2022
14,849	17,234	20,136	23,696	28,109	8,396	-	36,505	-	-	434	-	7,576	44,515	1.5	94	31.12.2023
4,383	5,308	6,484	7,993	9,956	2,974	-	12,930	-	-	163	-	4,574	17,667	0.5	32	31.12.2024
(5,446)	(6,883)	(8,789)	(11,351)	(14,845)	(4,434)	31,884	12,604	-	-	163	-	4,902	17,669	0.5	32	31.12.2025
1,451	1,913	2,554	3,456	4,746	1,418	22,064	28,228	-	-	339	-	6,640	35,206	1.1	71	31.12.2026
1,398	1,924	2,685	3,806	5,488	1,639	26,974	34,101	-	-	411	-	8,022	42,534	1.4	87	31.12.2027
868	1,247	1,820	2,702	4,091	1,222	28,344	33,656	-	-	403	-	7,917	41,976	1.3	85	31.12.2028
1,948	2,919	4,452	6,927	11,011	3,289	17,367	31,668	-	-	376	-	7,448	39,492	1.2	78	31.12.2029
1,600	2,501	3,989	6,501	10,851	3,241	12,397	26,489	-	-	313	-	6,230	33,032	1.0	64	31.12.2030
1,331	2,172	3,621	6,182	10,835	3,236	12,379	26,450	-	-	307	-	6,220	32,977	1.0	61	31.12.2031
1,183	2,014	3,510	6,279	11,555	3,451	13,201	28,208	-	-	324	-	6,632	35,164	1.0	63	31.12.2032
1,093	1,942	3,539	6,632	12,815	3,828	14,641	31,284	-	-	357	-	7,355	38,995	1.1	68	31.12.2033
982	1,820	3,467	6,807	13,810	4,125	15,777	33,711	-	-	387	-	7,926	42,024	1.2	75	31.12.2034
747	1,445	2,878	5,919	12,608	3,766	14,404	30,778	-	-	372	-	7,241	38,391	1.3	80	31.12.2035
602	1,216	2,531	5,454	12,200	3,644	13,938	29,782	-	-	367	-	7,008	37,156	1.3	81	31.12.2036

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
504	1,061	2,309	5,211	12,239	3,656	13,983	29,878	-	-	367	-	7,030	37,275	1.3	80	31.12.2037
437	960	2,185	5,168	12,743	3,806	14,559	31,109	-	-	380	-	7,319	38,808	1.3	83	31.12.2038
356	816	1,941	4,807	12,448	3,718	14,222	30,388	-	-	370	-	7,149	37,907	1.3	80	31.12.2039
276	661	1,645	4,269	11,606	3,467	13,260	28,333	-	-	343	-	6,666	35,342	1.2	74	31.12.2040
211	528	1,372	3,731	10,652	3,182	12,169	26,003	-	-	313	-	6,117	32,433	1.0	66	31.12.2041
176	460	1,249	3,559	10,667	3,186	12,187	26,040	-	-	311	-	6,125	32,477	1.0	65	31.12.2042
141	384	1,091	3,257	10,250	3,062	11,710	25,022	-	-	297	-	5,885	31,204	1.0	61	31.12.2043
112	316	940	2,939	9,713	2,901	11,097	23,712	-	-	280	-	5,577	29,568	0.9	57	31.12.2044
84	250	776	2,543	8,823	2,636	10,080	21,539	-	-	252	-	5,065	26,857	0.8	51	31.12.2045
66	204	663	2,275	8,290	2,476	9,471	20,237	-	-	235	-	4,758	25,231	0.7	47	31.12.2046
53	171	582	2,092	8,003	2,391	9,143	19,537	-	-	226	-	4,594	24,356	0.7	44	31.12.2047
36	120	424	1,598	6,418	1,917	7,333	15,668	-	-	180	-	3,684	19,532	0.6	35	31.12.2048
27	96	355	1,401	5,908	1,765	6,750	14,424	-	-	165	-	3,391	17,979	0.5	32	31.12.2049
25	92	357	1,475	6,532	1,951	7,462	15,945	-	-	181	-	3,748	19,874	0.5	34	31.12.2050
23	87	354	1,531	7,118	2,126	8,132	17,376	-	-	196	-	4,084	21,656	0.6	37	31.12.2051
21	82	348	1,578	7,703	2,301	8,801	18,805	-	-	211	-	4,420	23,435	0.6	39	31.12.2052
18	77	340	1,614	8,274	2,471	9,452	20,198	-	-	225	-	4,747	25,170	0.6	41	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%												
16	71	330	1,645	8,853	2,644	10,114	21,612	-	-	240	-	5,079	26,930	0.7	43	31.12.2054
15	66	320	1,666	9,417	2,813	10,759	22,989	-	-	253	-	5,402	28,645	0.7	45	31.12.2055
13	61	308	1,682	9,980	2,981	11,402	24,363	-	-	267	-	5,725	30,355	0.7	47	31.12.2056
11	54	287	1,643	10,236	3,058	11,695	24,988	-	-	273	-	5,872	31,133	0.7	47	31.12.2057
7	36	200	1,201	7,859	2,348	8,979	19,186	-	-	208	-	4,508	23,902	0.6	36	31.12.2058
(1)	(6)	(33)	(210)	(1,445)	(432)	(1,651)	(3,529)	-	-	(38)	-	(829)	(4,396)	(0.1)	(6)	31.12.2059
(6)	(36)	(218)	(1,438)	(10,371)	(3,098)	(11,849)	(25,318)	-	-	(272)	-	(5,948)	(31,538)	(0.7)	(45)	31.12.2060
(7)	(38)	(243)	(1,672)	(12,668)	(3,784)	(14,472)	(30,924)	-	-	(330)	-	(7,265)	(38,518)	(0.9)	(54)	31.12.2061
(7)	(42)	(278)	(2,005)	(15,944)	(4,763)	(18,216)	(38,922)	-	-	(414)	-	(9,143)	(48,479)	(1.1)	(67)	31.12.2062
(5)	(34)	(237)	(1,792)	(14,964)	(4,470)	(17,096)	(36,530)	-	-	(386)	-	(8,581)	(45,497)	(1.0)	(62)	31.12.2063
(1)	(8)	(59)	(471)	(4,127)	(37)	-	(4,164)	-	-	(44)	-	(978)	(5,186)	(0.1)	(7)	31.12.2064
67,841	84,125	114,038	177,584	328,710	99,381	392,845	820,936	-	-	9,835	-	193,717	1,024,488	32.4	2,057	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% (הנפט)	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2020	646	10.2	273,090	46,480	-	28,317	49,037	-	149,256	-	11,446	137,811	134,489	131,397	128,509	125,803
31.12.2021	728	11.5	310,506	52,848	-	26,354	6,470	-	224,835	-	36,641	188,193	174,912	163,123	152,601	143,164
31.12.2022	677	10.7	303,822	51,710	-	25,932	975	-	225,204	-	35,347	189,858	168,057	149,605	133,870	120,358
31.12.2023	761	12.0	353,386	60,146	-	26,380	-	-	266,859	-	44,617	222,242	187,354	159,203	136,265	117,407
31.12.2024	759	12.0	360,046	62,847	-	26,418	-	-	270,781	-	45,519	225,262	180,858	146,697	120,101	99,168
31.12.2025	753	11.9	366,083	69,043	-	26,445	-	-	270,595	-	37,143	197,222	150,804	116,760	91,436	72,353
31.12.2026	749	11.8	371,202	70,009	-	26,471	-	-	274,722	-	84,923	162,907	118,634	87,677	65,675	49,804
31.12.2027	737	11.6	374,613	70,652	-	26,471	-	-	277,490	-	109,262	146,297	101,465	71,580	51,286	37,271
31.12.2028	720	11.4	373,655	70,471	-	26,437	-	-	276,746	-	126,541	132,419	87,466	58,900	40,366	28,113
31.12.2029	704	11.1	372,927	70,334	-	33,734	-	-	268,859	-	125,826	126,896	79,827	51,312	33,637	22,451
31.12.2030	684	10.8	369,799	69,744	-	26,351	-	-	273,703	-	128,093	113,357	67,914	41,670	26,129	16,713
31.12.2031	672	10.6	370,294	69,837	-	26,335	-	-	274,121	-	128,289	112,953	64,450	37,747	22,640	13,878
31.12.2032	664	10.5	372,376	70,230	-	26,335	-	-	275,811	-	129,080	113,616	61,741	34,517	19,802	11,633
31.12.2033	656	10.3	375,050	70,734	-	26,337	-	-	277,978	-	130,094	114,504	59,260	31,624	17,354	9,769
31.12.2034	649	10.2	379,430	71,560	-	33,681	-	-	274,189	-	128,320	112,951	55,673	28,359	14,886	8,031
31.12.2035	640	10.1	292,748	55,212	-	25,801	-	-	211,735	-	99,092	86,821	40,756	19,817	9,950	5,144
31.12.2036	632	10.0	290,037	54,701	-	25,770	-	-	209,566	-	98,077	85,847	38,380	17,813	8,555	4,239

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2037	619	9.8	287,112	54,149	-	25,731	-	-	207,232	96,984	25,357	84,890	36,145	16,014	7,356	3,493
31.12.2038	610	9.6	285,743	53,891	-	25,707	-	-	206,145	96,476	25,224	84,445	34,243	14,481	6,363	2,895
31.12.2039	604	9.5	286,784	54,087	-	33,032	-	-	199,664	93,443	24,431	81,791	31,587	12,751	5,359	2,337
31.12.2040	600	9.5	287,289	54,183	-	25,698	-	-	207,408	97,067	25,378	84,963	31,250	12,041	4,841	2,023
31.12.2041	591	9.3	288,513	54,414	-	25,691	-	-	208,408	97,535	25,501	85,372	29,905	11,000	4,230	1,694
31.12.2042	590	9.3	293,555	55,365	-	25,720	-	-	212,471	99,436	25,998	87,036	29,036	10,194	3,750	1,439
31.12.2043	586	9.2	297,637	56,134	-	25,739	-	-	215,764	100,977	26,401	88,385	28,082	9,411	3,311	1,218
31.12.2044	583	9.2	301,932	56,944	-	33,090	-	-	211,898	99,168	25,928	86,802	26,266	8,402	2,828	997
31.12.2045	575	9.1	303,754	57,288	-	25,759	-	-	220,707	103,291	27,006	90,410	26,055	7,956	2,561	865
31.12.2046	570	9.0	306,612	57,827	-	25,767	-	-	223,018	104,372	27,288	91,357	25,074	7,309	2,250	729
31.12.2047	564	8.9	309,891	58,445	-	25,779	-	-	225,667	105,612	27,613	92,442	24,164	6,723	1,980	614
31.12.2048	552	8.7	309,084	58,293	-	25,753	-	-	225,038	105,318	27,536	92,184	22,949	6,095	1,717	510
31.12.2049	542	8.6	309,550	58,381	-	33,068	-	-	218,101	102,071	26,687	89,343	21,182	5,370	1,447	412
31.12.2050	540	8.5	314,242	59,266	-	25,765	-	-	229,211	107,271	28,046	93,894	21,201	5,131	1,322	361
31.12.2051	538	8.5	318,832	60,132	-	25,790	-	-	232,910	109,002	28,499	95,409	20,518	4,739	1,168	306
31.12.2052	538	8.5	324,322	61,167	-	25,823	-	-	237,332	111,071	29,040	97,221	19,912	4,390	1,035	260
31.12.2053	534	8.4	328,046	61,869	-	25,840	-	-	240,336	112,477	29,408	98,451	19,203	4,042	912	219

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2054	532	8.4	332,749	62,756	-	33,194	-	-	236,798	110,822	28,975	97,002	18,020	3,620	781	180
31.12.2055	530	8.4	337,416	63,637	-	25,891	-	-	247,889	116,012	30,332	101,545	17,965	3,445	711	157
31.12.2056	529	8.3	342,784	64,649	-	25,922	-	-	252,213	118,036	30,861	103,316	17,408	3,187	629	133
31.12.2057	524	8.3	345,680	65,195	-	25,931	-	-	254,554	119,131	31,147	104,275	16,733	2,924	552	112
31.12.2058	508	8.0	341,287	64,367	-	25,877	-	-	251,043	117,488	30,718	102,837	15,717	2,621	473	92
31.12.2059	461	7.3	315,678	59,537	-	32,969	-	-	223,172	104,445	27,307	91,420	13,307	2,119	366	68
31.12.2060	418	6.6	291,361	54,951	-	25,416	-	-	210,994	98,745	25,817	86,432	11,981	1,821	301	54
31.12.2061	401	6.3	284,544	53,665	-	25,345	-	-	205,534	96,190	25,149	84,195	11,116	1,612	255	44
31.12.2062	382	6.0	275,997	52,053	-	25,260	-	-	198,685	92,984	22,774	82,926	10,427	1,444	218	36
31.12.2063	382	6.0	281,153	53,026	-	25,292	-	-	202,836	94,927	23,282	84,627	10,134	1,339	194	30
31.12.2064	45	0.7	33,737	6,363	-	24,694	-	20,046	(17,366)	-	-	(17,366)	(1,980)	(250)	(35)	(5)
סה"כ	26,278	414.3	14,244,348	2,658,596	-	1,219,114	56,482	20,046	10,290,110	4,134,178	1,241,170	4,914,762	2,359,641	1,517,735	1,129,940	906,571

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן. אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הונית, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(6) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי

השותפות⁹:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	4,348,407	1,346,372	990,665	784,953	עתודות מוכחות P1	3,628,994	1,146,872	840,631	661,530
(Reserves Proved)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	657,404	167,347	137,051	120,910	עתודות צפויות	538,645	145,052	121,072	107,757
(Reserves Probable)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	5,005,811	1,513,720	1,127,716	905,864	סה"כ עתודות מסוג P2	4,167,639	1,291,924	961,703	769,287
(Reserves Proved+Probable)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	360,686	123,060	90,177	72,414	עתודות אפשריות	296,956	105,745	78,889	64,066
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	5,366,497	1,636,780	1,217,893	978,277	סה"כ עתודות מסוג P3	4,464,596	1,397,670	1,040,592	833,353
(Proved+Probable+Possible Reserves)					(Proved+Probable+Possible Reserves)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1	4,527,132	1,393,927	1,025,918	813,732	עתודות מוכחות P1	3,450,987	1,095,821	801,729	629,323
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	687,169	173,419	141,501	124,603	עתודות צפויות	507,688	139,434	117,081	104,449
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	5,214,301	1,567,346	1,167,419	938,335	סה"כ עתודות מסוג P2	3,958,675	1,235,255	918,810	733,773
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	380,706	129,733	94,781	75,850	עתודות אפשריות	280,120	100,526	75,230	61,201
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	5,595,007	1,697,079	1,262,200	1,014,185	סה"כ עתודות מסוג P3	4,238,794	1,335,781	994,040	794,973
(Proved+Probable+Possible Reserves)					(Proved+Probable+Possible Reserves)				

⁹ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך למשתנה חיקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1	3,271,723	1,043,374	761,686	596,223	עתודות מוכחות P1	842,752	1,061,532	1,442,039	4,707,284
(Proved Reserves)									
עתודות צפויות	479,214	134,247	112,983	100,699	עתודות צפויות	128,643	146,385	180,033	717,744
(Probable Reserves)									
סה"כ עתודות מסוג P2	3,750,938	1,177,621	874,669	696,922	סה"כ עתודות מסוג P2	971,395	1,207,917	1,622,072	5,425,028
(Proved+Probable Reserves)									
עתודות אפשריות	262,860	96,142	72,580	59,406	עתודות אפשריות	78,115	97,974	134,683	397,799
(Possible Reserves)									
סה"כ עתודות מסוג P3	4,013,798	1,273,763	947,249	756,328	סה"כ עתודות מסוג P3	1,049,509	1,305,891	1,756,755	5,822,826
(Proved+Probable+Possible) (Reserves)									
(Reserves)					(Reserves)				

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	3,931,079	1,339,368	990,231	785,371	עתודות מוכחות P1	3,619,176	1,145,172	839,585	660,802
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	556,160	166,064	136,956	120,945	עתודות צפויות	538,987	146,071	121,895	108,407
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	4,487,239	1,505,432	1,127,187	906,316	סה"כ עתודות מסוג P2	4,158,163	1,291,242	961,480	769,209
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	333,885	122,085	90,038	72,423	עתודות אפשריות	294,148	104,393	77,882	63,298
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	4,821,124	1,627,517	1,217,225	978,739	סה"כ עתודות מסוג P3	4,452,311	1,395,635	1,039,362	832,506
(Proved+Probable+Possible) (Reserves)					(Proved+Probable+Possible) (Reserves)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1	3,917,014	1,382,089	1,024,876	814,245	עתודות מוכחות P1	3,436,248	1,093,232	800,127	628,205
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	537,486	171,545	141,384	124,663	עתודות צפויות	507,120	140,211	117,697	104,914
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	4,454,500	1,553,634	1,166,259	938,908	סה"כ עתודות מסוג P2	3,943,368	1,233,444	917,824	733,118
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	332,666	127,752	94,448	75,837	עתודות אפשריות	276,996	99,258	74,345	60,561
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	4,787,167	1,681,385	1,260,708	1,014,745	סה"כ עתודות מסוג P3	4,220,364	1,332,701	992,168	793,680
(Proved+Probable+Possible) (Reserves)					(Proved+Probable+Possible) (Reserves)				

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיסון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁰				
עתודות מוכחות P1	1,423,906	843,245	1,059,480	1,423,906	עתודות מוכחות P1	1,423,906	843,245	1,059,480	1,423,906
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	178,083	128,766	146,370	178,083	עתודות צפויות	178,083	128,766	146,370	178,083
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	1,601,989	972,011	1,205,850	1,601,989	סה"כ עתודות מסוג P2	1,601,989	972,011	1,205,850	1,601,989
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	129,425	76,511	95,557	129,425	עתודות אפשריות	129,425	76,511	95,557	129,425
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	1,731,414	1,048,522	1,301,406	1,731,414	סה"כ עתודות מסוג P3	1,731,414	1,048,522	1,301,406	1,731,414
(Proved+Probable+Possible) (Reserves)					(Proved+Probable+Possible) (Reserves)				

¹⁰ יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(ב) משאבים מותנים במאגר לווייתן¹¹

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח NSAI, המשאבים המותנים והקונדנסט שבמאגר לווייתן, המסווגים כמשאבים מותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

<div> <div>גז טבעי</div> <div>BCF</div> </div>						
סה"כ השיעור המשווה למחזיקי הזכויות ההוןיות של השותפות (Net) ¹²			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
645.1	39.8	605.3	5,405.9	334.1	5,071.8	האומדן הנמוך (Low Estimate) (1C)
1,126.1	578.4	547.6	9,438.8	4,850.7	4,588.2	האומדן היותר בטוח (Best Estimate) (2C)
1,577.6	1098.2	479.5	13,225.9	9,208.9	4,016.9	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ¹³ Million Barrels						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹²			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
1.2	0.1	1.1	7.29.7	8.20.6	9.1	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
2.0	1.0	1.0	16.517.0	8.7	0.68.2	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
2.9	2.0	0.9	23.8	17.016.5	9.77.2	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

¹¹ לפרטים אודות אומדן משאבים במאגר לווייתן שבוצע על ידי משרד האנרגיה באמצעות יעצים חיצוניים, ראו ביאור ג/41 לדוחות הכספיים בדוח התקופתי.

12 בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,815 BCF של כ-3.3 מיליון תכיות קונדנסט מעודדות שלב 1א' (בה"ש זו: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, במאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשויך למחצית הזכויות ההוויות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 10.1.8 לדוח התקופתי.

13 הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

- א. לאור ההיקף המשמעותי של המשאבים המוערכים בפרויקט לווייתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השוק הפוטנציאלי למשאבים כאמור וכן בחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 14 לפרק א' בדוח התקופתי ;
- ב. בדוח המשאבים מצוין כי סיווג המשאבים המותנים בפרויקט לווייתן בקטגוריית שלב 1א' כעתודות, מותנה בקבלת החלטות לביצוע קידוחים נוספים ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, וכי סיווג המשאבים המותנים בפרויקט לווייתן בקטגוריית פיתוחים עתידיים כמשאבים מותנים או כעתודות מותנה בקבלת החלטות השקעה נוספות ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים או כל המשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

(2) נתוני תזרים מהוון

בהתאם לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2019 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן המשאבים המותנים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
12,834	13,110	13,405	13,720	14,059	-	-	14,059	-	-	178	-	2,920	17,158	0.7	43	31.12.2020
6,234	6,645	7,104	7,617	8,195	6,647	-	14,843	-	-	195	-	3,084	18,122	0.7	45	31.12.2021
12,132	13,493	15,080	16,939	19,137	5,716	-	24,853	-	-	313	-	5,162	30,328	1.2	74	31.12.2022
12,486	14,491	16,931	19,924	23,635	7,060	-	30,694	-	-	384	-	6,374	37,452	1.4	90	31.12.2023
10,250	12,414	15,163	18,694	23,284	6,955	-	30,239	-	-	375	-	6,279	36,894	1.4	87	31.12.2024
10,266	12,973	16,566	21,396	27,982	8,358	-	36,341	-	-	465	-	9,223	46,029	1.7	106	31.12.2025
1,952	2,574	3,436	4,649	6,384	1,907	33,957	42,247	-	-	562	-	12,830	55,638	2.0	128	31.12.2026
(10,843)	(14,920)	(20,823)	(29,517)	(42,559)	2,764	19,972	(19,823)	-	54,540	4,580	-	9,134	48,431	1.8	112	31.12.2027
2,811	4,036	5,889	8,746	13,240	2,326	32,831	48,397	-	-	609	-	11,391	60,396	2.2	139	31.12.2028
2,081	3,118	4,756	7,399	11,761	1,884	40,531	54,176	-	-	681	-	12,751	67,608	2.4	155	31.12.2029
2,672	4,178	6,662	10,859	18,124	3,785	40,570	62,479	-	-	784	-	14,705	77,967	2.8	178	31.12.2030
3,954	6,451	10,756	18,365	32,186	7,985	37,531	77,702	-	-	962	-	18,285	96,949	3.4	214	31.12.2031
3,666	6,240	10,877	19,457	35,804	9,066	39,472	84,342	-	-	1,036	-	19,845	105,222	3.6	227	31.12.2032
3,110	5,524	10,067	18,865	36,451	9,259	40,211	85,921	-	-	1,052	-	20,216	107,188	3.6	230	31.12.2033
2,618	4,853	9,245	18,150	36,822	9,370	40,635	86,827	-	-	1,064	-	20,429	108,321	3.7	233	31.12.2034
2,677	5,177	10,311	21,206	45,174	11,864	50,176	107,214	-	-	1,230	-	25,207	133,651	3.8	238	31.12.2035
2,194	4,428	9,221	19,866	44,436	11,644	49,334	105,414	-	-	1,227	-	24,787	131,429	3.9	244	31.12.2036
37	78	170	384	901	17,511	16,196	34,608	-	63,630	5,989	-	24,226	128,453	3.9	249	31.12.2037

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
1,454	3,195	7,272	17,197	42,408	10,767	46,777	99,951	-	-	1,202	-	23,512	124,665	4.0	254	31.12.2038
1,226	2,811	6,688	16,568	42,900	10,914	47,340	101,153	-	-	1,219	-	23,795	126,168	4.1	259	31.12.2039
1,055	2,525	6,282	16,302	44,322	11,338	48,964	104,624	-	-	1,256	-	24,610	130,490	4.2	265	31.12.2040
905	2,260	5,876	15,976	45,607	11,722	50,432	107,762	-	-	1,287	-	25,347	134,395	4.2	269	31.12.2041
186	484	1,316	3,749	11,236	16,932	24,780	52,949	-	54,540	5,414	-	26,243	139,146	4.3	273	31.12.2042
689	1,873	5,322	15,882	49,985	11,401	54,001	115,387	-	-	1,360	-	27,137	143,884	4.4	278	31.12.2043
596	1,690	5,021	15,695	51,867	11,963	56,152	119,982	-	-	1,405	-	28,215	149,601	4.5	283	31.12.2044
510	1,509	4,687	15,350	53,264	12,380	57,747	123,392	-	-	1,437	-	29,015	153,844	4.5	286	31.12.2045
438	1,353	4,395	15,079	54,942	12,881	59,664	127,487	-	-	1,475	-	29,976	158,938	4.6	290	31.12.2046
372	1,198	4,068	14,620	55,932	14,127	61,631	131,690	-	-	1,514	-	30,962	164,166	4.6	294	31.12.2047
317	1,066	3,784	14,249	57,238	15,468	63,959	136,666	-	-	1,561	-	32,129	170,355	4.7	299	31.12.2048
271	952	3,533	13,936	58,781	15,929	65,722	140,432	-	-	1,595	-	33,013	175,040	4.8	303	31.12.2049
60	218	846	3,496	15,481	22,556	33,461	71,498	-	68,933	6,815	-	34,225	181,470	4.9	308	31.12.2050
207	793	3,216	13,921	64,735	15,648	70,713	151,095	-	-	1,697	-	35,515	188,307	5.0	314	31.12.2051
178	711	3,015	13,674	66,763	17,068	73,746	157,577	-	-	1,759	-	37,036	196,372	5.1	321	31.12.2052
17	72	318	1,509	7,737	26,476	30,097	64,311	-	92,415	8,749	-	38,463	203,938	5.2	329	31.12.2053
60	260	1,204	5,991	32,251	22,870	48,490	103,612	-	63,630	6,673	-	40,424	214,339	5.4	339	31.12.2054
57	258	1,249	6,513	36,811	22,653	52,310	111,775	-	65,145	6,885	-	42,723	226,527	5.6	353	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)									
88	416	2,106	11,507	68,290	11,516	70,206	150,012	-	-	1,645	-	35,251	186,908	4.5	288	31.12.2056
57	282	1,493	8,544	53,243	7,021	53,014	113,279	-	-	1,235	-	26,617	141,132	3.4	214	31.12.2057
34	173	956	5,732	37,509	2,322	35,039	74,869	-	-	812	-	17,591	93,272	2.2	139	31.12.2058
20	108	623	3,916	26,905	(846)	22,924	48,983	-	-	529	-	11,508	61,020	1.4	89	31.12.2059
16	88	532	3,503	25,267	(306)	21,958	46,919	-	-	504	-	11,023	58,446	1.3	84	31.12.2060
12	68	431	2,973	22,523	(96)	19,729	42,156	-	-	450	-	9,903	52,509	1.2	74	31.12.2061
9	56	373	2,696	21,441	(3,703)	15,604	33,341	-	-	354	-	7,832	41,528	0.9	57	31.12.2062
7	42	293	2,213	18,481	(3,207)	13,436	28,710	-	-	303	-	6,744	35,758	0.8	49	31.12.2063
(10)	(66)	(468)	(3,709)	(32,526)	-	-	(32,526)	32,985	-	2,505	-	689	3,653	0.1	5	31.12.2064
89,960	129,259	219,247	473,797	1,388,407	419,897	1,639,314	3,447,617	32,985	462,833	83,327	-	936,345	4,963,107	143.6	9,109	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
4,546	4,644	4,748	4,860	4,980	1,487	-	6,467	-	-	77	-	1,342	7,886	0.2	15	31.12.2020
504	538	575	616	663	198	-	861	-	-	11	-	179	1,051	0.0	3	31.12.2021
6,442	7,165	8,007	8,994	10,161	3,035	-	13,196	-	-	166	-	2,741	16,103	0.6	39	31.12.2022
6,833	7,930	9,265	10,903	12,933	3,863	-	16,797	-	-	210	-	3,488	20,495	0.8	49	31.12.2023
(10,386)	(12,579)	(15,364)	(18,942)	(23,593)	691	-	(22,901)	-	27,270	2,125	-	1,332	7,825	0.3	18	31.12.2024
3,076	3,887	4,964	6,411	8,384	1,690	5,303	15,377	-	-	192	-	3,899	19,467	0.7	42	31.12.2025
4,289	5,656	7,551	10,217	14,030	3,376	13,293	30,699	-	-	381	-	7,224	38,305	1.3	85	31.12.2026
3,769	5,186	7,238	10,260	14,794	3,604	22,282	40,680	-	-	506	-	9,573	50,759	1.8	113	31.12.2027
2,843	4,082	5,956	8,845	13,390	3,185	30,161	46,737	-	-	580	-	10,998	58,314	2.0	129	31.12.2028
3,334	4,995	7,620	11,854	18,843	4,814	25,599	49,256	-	-	612	-	11,591	61,459	2.2	137	31.12.2029
3,185	4,980	7,942	12,944	21,606	5,639	23,967	51,212	-	-	638	-	12,052	63,903	2.3	144	31.12.2030
648	1,057	1,762	3,008	5,271	8,498	12,113	25,883	-	27,270	2,728	-	12,989	68,870	2.4	152	31.12.2031
2,701	4,599	8,016	14,338	26,385	6,252	28,711	61,348	-	-	751	-	14,434	76,533	2.6	164	31.12.2032
2,447	4,346	7,920	14,842	28,677	6,937	31,330	66,944	-	-	814	-	15,749	83,507	2.8	175	31.12.2033
2,148	3,981	7,584	14,888	30,205	7,800	33,433	71,438	-	-	872	-	16,808	89,117	3.0	189	31.12.2034
2,329	4,505	8,972	18,453	39,309	10,927	44,193	94,429	-	-	1,071	-	22,198	117,698	3.2	202	31.12.2035
1,941	3,918	8,158	17,576	39,313	10,928	44,197	94,439	-	-	1,091	-	22,205	117,734	3.4	214	31.12.2036
1,608	3,387	7,372	16,640	39,081	10,859	43,932	93,872	-	-	1,104	-	22,076	117,051	3.5	224	31.12.2037

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
(108)	(238)	(542)	(1,282)	(3,162)	16,297	11,555	24,690	-	63,630	5,889	-	21,898	116,107	3.7	235	31.12.2038
1,155	2,648	6,300	15,606	40,409	9,355	43,777	93,541	-	-	1,126	-	22,004	116,671	3.8	239	31.12.2039
977	2,338	5,816	15,092	41,034	9,542	44,491	95,066	-	-	1,139	-	22,362	118,567	3.8	239	31.12.2040
817	2,040	5,305	14,422	41,172	9,990	45,007	96,170	-	-	1,146	-	22,620	119,936	3.8	239	31.12.2041
688	1,791	4,870	13,871	41,579	10,519	45,830	97,928	-	-	1,160	-	23,032	122,119	3.8	239	31.12.2042
583	1,584	4,503	13,438	42,294	10,733	46,647	99,673	-	-	1,173	-	23,441	124,287	3.8	239	31.12.2043
497	1,410	4,191	13,100	43,291	11,030	47,786	102,108	-	-	1,193	-	24,011	127,311	3.8	239	31.12.2044
75	223	694	2,273	7,888	15,932	20,954	44,774	-	54,540	5,292	-	24,314	128,921	3.8	239	31.12.2045
368	1,137	3,694	12,674	46,176	10,263	49,650	106,089	-	-	1,225	-	24,944	132,258	3.8	240	31.12.2046
316	1,017	3,453	12,411	47,478	10,652	51,137	109,268	-	-	1,254	-	25,690	136,212	3.8	243	31.12.2047
18	59	211	793	3,185	17,933	18,577	39,695	-	68,933	6,467	-	26,752	141,847	3.9	248	31.12.2048
235	826	3,064	12,088	50,983	11,541	55,002	117,525	-	-	1,333	-	27,627	146,486	4.0	252	31.12.2049
51	188	728	3,006	13,314	17,270	26,905	57,489	-	59,843	5,862	-	28,635	151,829	4.0	257	31.12.2050
179	684	2,776	12,016	55,876	11,215	59,020	126,110	-	-	1,415	-	29,642	157,167	4.1	261	31.12.2051
49	197	834	3,782	18,466	17,022	31,219	66,707	-	59,843	5,949	-	30,798	163,296	4.2	266	31.12.2052
(13)	(56)	(248)	(1,177)	(6,036)	19,738	12,054	25,756	-	101,505	9,110	-	31,698	168,068	4.3	270	31.12.2053
113	491	2,276	11,330	60,989	7,922	60,621	129,532	-	-	1,436	-	30,442	161,410	4.1	258	31.12.2054
88	398	1,927	10,046	56,784	7,481	56,534	120,799	-	-	1,332	-	28,388	150,519	3.7	236	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
75	354	1,792	9,787	58,086	8,684	58,738	125,509	-	-	1,376	-	29,493	156,378	3.8	241	31.12.2056
64	317	1,676	9,593	59,779	9,190	60,672	129,640	-	-	1,414	-	30,462	161,516	3.9	245	31.12.2057
50	259	1,436	8,609	56,331	9,190	57,638	123,158	-	-	1,336	-	28,937	153,431	3.6	228	31.12.2058
35	190	1,099	6,903	47,423	7,558	48,367	103,348	-	-	1,115	-	24,281	128,744	3.0	188	31.12.2059
30	170	1,031	6,784	48,940	8,905	50,886	108,731	-	-	1,167	-	25,544	135,442	3.1	194	31.12.2060
26	153	969	6,677	50,573	10,287	53,538	114,398	-	-	1,222	-	26,874	142,494	3.2	201	31.12.2061
24	144	954	6,890	54,801	9,159	56,266	120,226	-	-	1,277	-	28,242	149,745	3.3	207	31.12.2062
17	111	765	5,788	48,334	9,637	50,997	108,968	-	-	1,152	-	25,596	135,716	2.9	184	31.12.2063
(7)	(50)	(359)	(2,844)	(24,940)	(37)	-	(24,977)	32,985	-	2,584	-	2,462	13,054	0.3	17	31.12.2064
48,657	80,660	157,497	388,381	1,305,480	390,792	1,522,382	3,218,654	32,985	462,833	80,074	-	881,065	4,675,611	129.9	8,240	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום	
					מס הכנסה	היטל											
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%													
4,785	4,888	4,998	5,116	5,242	1,566	-	6,808	-	-	81	-	1,413	8,302	0.3	16	31.12.2020	
425	453	484	519	558	167	-	725	-	-	9	-	151	884	0.0	2	31.12.2021	
4,945	5,500	6,146	6,904	7,800	2,330	-	10,130	-	-	126	-	2,104	12,360	0.5	29	31.12.2022	
(40)	(46)	(54)	(63)	(75)	(22)	-	(97)	-	-	(1)	-	(20)	(119)	(0.0)	(0)	31.12.2023	
(11,580)	(14,025)	(17,130)	(21,119)	(26,305)	(119)	-	(26,424)	-	27,270	2,076	-	320	3,243	0.1	7	31.12.2024	
1,279	1,616	2,063	2,665	3,485	227	489	4,201	-	-	50	-	988	5,239	0.2	10	31.12.2025	
1,057	1,394	1,861	2,518	3,458	218	2,093	5,769	-	-	68	-	1,357	7,194	0.2	14	31.12.2026	
1,188	1,634	2,281	3,234	4,662	578	5,218	10,458	-	-	125	-	2,460	13,043	0.4	26	31.12.2027	
1,495	2,147	3,133	4,652	7,043	1,289	8,927	17,259	-	-	209	-	4,060	21,528	0.7	45	31.12.2028	
1,732	2,595	3,959	6,159	9,791	2,110	10,469	22,369	-	-	273	-	5,263	27,905	0.9	59	31.12.2029	
1,877	2,934	4,679	7,626	12,728	2,987	13,825	29,540	-	-	362	-	6,951	36,853	1.3	79	31.12.2030	
1,778	2,901	4,837	8,258	14,473	3,508	15,818	33,799	-	-	414	-	7,952	42,166	1.4	91	31.12.2031	
1,675	2,851	4,969	8,888	16,356	4,071	17,969	38,396	-	-	467	-	9,033	47,896	1.6	101	31.12.2032	
1,496	2,658	4,843	9,076	17,536	4,424	19,318	41,278	-	-	500	-	9,711	51,489	1.7	107	31.12.2033	
13	25	47	93	188	7,387	6,664	14,239	-	27,270	2,575	-	10,247	54,331	1.8	114	31.12.2034	
1,580	3,056	6,086	12,517	26,665	7,150	29,747	63,562	-	-	698	-	14,936	79,196	1.9	123	31.12.2035	
1,338	2,701	5,624	12,118	27,106	7,282	30,251	64,638	-	-	724	-	15,193	80,555	2.1	133	31.12.2036	
1,104	2,325	5,061	11,424	26,831	7,200	29,937	63,967	-	-	737	-	15,040	79,744	2.3	144	31.12.2037	

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
892	1,960	4,461	10,548	26,011	6,955	29,000	61,966	-	-	737	-	14,574	77,277	2.4	153	31.12.2038
757	1,736	4,130	10,231	26,492	7,099	29,550	63,141	-	-	756	-	14,852	78,750	2.5	159	31.12.2039
666	1,593	3,962	10,283	27,959	7,537	31,225	66,721	-	-	795	-	15,693	83,210	2.6	166	31.12.2040
583	1,455	3,783	10,286	29,365	7,957	32,832	70,155	-	-	833	-	16,500	87,488	2.7	172	31.12.2041
497	1,295	3,522	10,032	30,070	8,167	33,637	71,874	-	-	848	-	16,903	89,626	2.7	173	31.12.2042
430	1,169	3,323	9,915	31,208	8,507	34,937	74,652	-	-	876	-	17,556	93,084	2.8	177	31.12.2043
(109)	(309)	(919)	(2,873)	(9,496)	14,812	4,677	9,994	-	63,630	5,686	-	18,434	97,743	2.9	182	31.12.2044
335	991	3,080	10,086	34,998	8,553	38,312	81,864	-	-	949	-	19,249	102,063	3.0	188	31.12.2045
292	902	2,931	10,054	36,632	9,041	40,179	85,852	-	-	990	-	20,185	107,028	3.1	194	31.12.2046
254	819	2,780	9,991	38,221	9,516	41,995	89,732	-	-	1,029	-	21,096	111,857	3.1	199	31.12.2047
231	776	2,754	10,371	41,661	10,544	45,924	98,129	-	-	1,118	-	23,069	122,316	3.4	213	31.12.2048
202	708	2,626	10,360	43,698	11,152	48,251	103,101	-	-	1,169	-	24,236	128,505	3.5	221	31.12.2049
172	631	2,450	10,124	44,834	11,491	49,549	105,875	-	-	1,193	-	24,887	131,955	3.5	223	31.12.2050
147	563	2,285	9,893	46,006	11,841	50,888	108,735	-	-	1,219	-	25,557	135,511	3.5	225	31.12.2051
127	505	2,142	9,716	47,439	12,269	52,525	112,233	-	-	1,250	-	26,378	139,861	3.6	227	31.12.2052
28	116	513	2,439	12,503	17,311	26,227	56,041	-	54,540	5,362	-	26,950	142,893	3.6	229	31.12.2053
93	405	1,875	9,333	50,238	12,427	55,127	117,792	-	-	1,299	-	27,681	146,773	3.6	231	31.12.2054
79	356	1,725	8,993	50,830	13,554	56,639	121,023	-	-	1,328	-	28,439	150,790	3.7	233	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
9	44	223	1,216	7,216	19,830	23,792	50,837	-	68,933	6,534	-	29,358	155,660	3.7	236	31.12.2056
60	296	1,566	8,964	55,862	12,483	60,123	128,468	-	-	1,396	-	30,185	160,049	3.8	239	31.12.2057
54	278	1,537	9,214	60,287	13,805	65,178	139,270	-	-	1,506	-	32,722	173,497	4.0	255	31.12.2058
54	287	1,664	10,449	71,791	17,241	78,322	167,354	-	-	1,801	-	39,318	208,474	4.8	302	31.12.2059
28	157	950	6,248	45,071	24,901	61,554	131,526	-	59,843	6,586	-	46,012	243,967	5.5	347	31.12.2060
48	278	1,758	12,120	91,804	18,750	97,254	207,808	-	-	2,216	-	48,817	258,841	5.7	362	31.12.2061
27	168	1,110	8,015	63,747	20,492	74,104	158,343	-	59,843	6,851	-	52,307	277,343	6.0	382	31.12.2062
19	119	822	6,222	51,962	10,602	55,038	117,602	-	101,505	10,006	-	53,255	282,368	6.0	382	31.12.2063
(3)	(17)	(120)	(954)	(8,367)	-	-	(8,367)	32,985	-	2,759	-	6,363	33,740	0.7	45	31.12.2064
22,117	42,887	100,821	301,860	1,205,583	379,190	1,407,564	2,992,337	32,985	462,833	76,586	-	827,735	4,392,475	113.7	7,215	סה"כ

(3) סיכום נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותניים המסווגים בשלב Phase I – First Stage

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותניים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותניים כאמור בסעיפים 1(א) ו-1(ב) (2) לעיל.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותניים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2020	498	7.8	211,133	35,935	-	27,670	49,037	-	98,491	-	-	98,491	96,117	93,907	91,843	89,909
31.12.2021	595	9.4	254,752	43,359	-	25,765	6,470	-	179,159	-	25,905	153,254	142,438	132,838	124,269	116,584
31.12.2022	566	8.9	257,236	43,782	-	25,455	975	-	187,024	-	26,565	160,459	142,034	126,439	113,141	101,721
31.12.2023	625	9.9	293,186	49,900	-	25,778	-	-	217,507	-	33,266	184,242	155,319	131,982	112,965	97,332
31.12.2024	626	9.9	301,952	51,392	-	25,835	-	-	224,725	-	34,926	189,799	152,385	123,603	101,194	83,556
31.12.2025	678	10.7	332,752	58,024	-	26,113	-	-	248,615	-	40,421	208,195	159,195	123,256	96,523	76,379
31.12.2026	701	11.0	348,970	65,816	-	26,251	-	-	256,903	33,957	34,517	188,430	137,220	101,414	75,965	57,606
31.12.2027	684	10.8	350,153	66,039	-	30,321	54,540	-	199,253	57,716	27,710	113,827	78,945	55,693	39,904	28,999

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדינסט (BCM) (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדינסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
32,068	46,045	67,186	99,772	151,049	21,722	99,416	272,186	-	-	26,389	-	69,400	367,975	11.2	713	31.12.2028
24,190	36,243	55,287	86,012	136,728	17,444	120,293	274,465	-	-	33,817	-	71,657	379,939	11.5	728	31.12.2029
18,031	28,190	44,957	73,271	122,298	33,294	136,875	292,468	-	-	26,602	-	74,164	393,233	11.8	746	31.12.2030
15,532	25,338	42,246	72,132	126,417	35,272	142,238	303,927	-	-	26,717	-	76,854	407,498	12.0	762	31.12.2031
13,190	22,454	39,139	70,008	128,829	36,031	145,028	309,888	-	-	26,766	-	78,251	414,906	12.0	764	31.12.2032
11,144	19,796	36,075	67,601	130,619	36,565	147,072	314,256	-	-	26,796	-	79,274	420,326	12.0	762	31.12.2033
9,224	17,097	32,572	63,942	129,728	36,299	146,054	312,081	-	-	34,165	-	80,481	426,726	12.0	762	31.12.2034
6,750	13,056	26,004	53,479	113,925	32,288	128,624	274,837	-	-	26,493	-	70,041	371,371	12.0	762	31.12.2035
5,597	11,296	23,522	50,680	113,359	32,231	128,076	273,666	-	-	26,488	-	69,767	369,921	12.0	764	31.12.2036
2,863	6,029	13,125	29,625	69,579	38,025	94,659	202,263	-	63,630	31,233	-	69,063	366,189	12.0	762	31.12.2037

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת אלפי (חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
3,808	8,368	19,045	45,034	111,055	31,272	125,205	267,532	-	-	26,437	-	68,329	362,298	12.0	762	31.12.2038
3,110	7,132	16,969	42,036	108,847	30,612	122,682	262,141	-	-	33,781	-	68,783	364,705	12.0	762	31.12.2039
2,702	6,466	16,083	41,740	113,482	31,997	127,978	273,457	-	-	26,486	-	69,718	369,661	12.0	764	31.12.2040
2,288	5,712	14,855	40,388	115,297	32,539	130,051	277,887	-	-	26,517	-	70,755	375,159	12.0	762	31.12.2041
1,351	3,521	9,573	27,266	81,729	37,989	105,316	225,034	-	54,540	30,652	-	72,108	382,334	12.0	762	31.12.2042
1,673	4,547	12,925	38,566	121,380	32,727	135,568	289,674	-	-	26,607	-	73,516	389,797	12.0	762	31.12.2043
1,393	3,952	11,745	36,713	121,327	32,711	135,507	289,545	-	-	33,995	-	75,203	398,743	12.0	764	31.12.2044
1,209	3,579	11,119	36,414	126,356	34,213	141,252	301,820	-	-	26,701	-	76,361	404,882	12.0	762	31.12.2045
1,028	3,176	10,315	35,387	128,933	34,983	144,196	308,112	-	-	26,749	-	77,834	412,696	12.0	762	31.12.2046
870	2,803	9,518	34,209	130,873	36,513	147,249	314,635	-	-	26,799	-	79,362	420,796	12.0	762	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדינסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת חביות (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
738	2,483	8,815	33,190	133,320	38,194	150,881	322,395	-	-	26,862	-	81,181	430,438	12.0	764	31.12.2048
612	2,146	7,965	31,418	132,513	37,953	149,959	320,425	-	-	34,229	-	82,435	437,088	12.0	762	31.12.2049
357	1,307	5,070	20,950	92,781	45,645	121,774	260,200	-	68,933	32,120	-	83,969	445,222	12.0	762	31.12.2050
457	1,745	7,077	30,637	142,466	38,867	159,518	340,851	-	-	27,001	-	85,503	453,355	12.0	762	31.12.2051
387	1,545	6,552	29,713	145,079	40,462	163,220	348,761	-	-	27,065	-	87,356	463,183	12.0	764	31.12.2052
191	794	3,522	16,734	85,793	49,792	119,274	254,858	-	92,415	34,035	-	88,630	469,938	12.0	762	31.12.2053
198	859	3,982	19,823	106,709	45,111	133,556	285,375	-	63,630	39,258	-	90,247	478,510	12.0	762	31.12.2054
175	792	3,838	20,014	113,121	45,447	139,493	298,061	-	65,145	32,096	-	91,883	487,186	12.0	762	31.12.2055
183	864	4,379	23,922	141,975	33,526	154,388	329,889	-	-	26,774	-	82,902	439,564	10.7	678	31.12.2056
130	639	3,384	19,365	120,675	27,164	130,054	277,893	-	-	26,186	-	70,679	374,759	8.9	568	31.12.2057

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
91	467	2,587	15,510	101,483	21,431	108,127	231,040	-	-	25,660	-	59,667	316,367	7.4	471	31.12.2058
64	346	2,000	12,563	86,311	16,899	90,794	194,003	-	-	32,654	-	52,684	279,341	6.4	408	31.12.2059
55	309	1,872	12,319	88,864	18,691	94,616	202,171	-	-	25,322	-	52,878	280,370	6.3	402	31.12.2060
45	263	1,662	11,458	86,789	19,101	93,151	199,041	-	-	25,276	-	52,140	276,456	6.1	389	31.12.2061
38	232	1,533	11,071	88,048	14,197	89,945	192,189	-	-	25,191	-	50,527	267,907	5.8	370	31.12.2062
31	197	1,359	10,283	85,876	14,928	88,677	189,481	-	-	25,150	-	49,888	264,520	5.7	359	31.12.2063
(16)	(110)	(792)	(6,277)	(55,040)	-	-	(55,040)	53,031	-	27,144	-	5,842	30,978	0.7	41	31.12.2064
813,843	1,045,486	1,466,196	2,420,621	5,375,271	1,385,441	4,682,434	11,443,146	53,031	519,315	1,275,400	-	3,053,578	16,344,470	471.4	29,902	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת אלפי חביות (100%) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
116,504	119,010	121,685	124,548	127,624	8,403	-	136,027	-	49,037	28,138	-	43,730	256,932	9.50	602	31.12.2020
134,549	143,418	153,307	164,387	176,869	33,258	-	210,127	-	6,470	26,173	-	49,794	292,564	10.87	690	31.12.2021
111,514	124,033	138,612	155,708	175,907	31,179	-	207,086	-	975	25,716	-	47,950	281,728	9.94	631	31.12.2022
109,390	126,960	148,333	174,561	207,067	40,084	-	247,151	-	-	26,157	-	56,058	329,365	11.30	717	31.12.2023
84,399	102,215	124,849	153,922	191,714	43,236	-	234,950	-	27,270	28,380	-	59,605	350,204	11.75	745	31.12.2024
80,875	102,205	130,513	168,566	220,451	43,267	9,650	273,368	-	-	26,474	-	68,040	367,882	12.04	763	31.12.2025
52,642	69,418	92,674	125,395	172,191	28,852	76,151	277,194	-	-	26,514	-	70,593	374,301	12.03	763	31.12.2026
39,642	54,548	76,133	107,919	155,602	23,897	104,570	284,069	-	-	26,566	-	72,203	382,838	12.03	763	31.12.2027
30,087	43,201	63,036	93,609	141,718	19,749	128,359	289,827	-	-	26,614	-	73,553	389,994	12.06	765	31.12.2028
23,836	35,713	54,479	84,754	134,729	17,662	134,057	286,448	-	-	33,970	-	74,477	394,895	12.03	763	31.12.2029
18,298	28,608	45,624	74,358	124,112	34,651	139,664	298,427	-	-	26,677	-	75,566	400,670	12.03	763	31.12.2030
13,194	21,525	35,888	61,275	107,389	38,141	128,023	273,553	-	27,270	28,756	-	76,607	406,186	12.03	763	31.12.2031
13,151	22,387	39,022	69,800	128,446	35,916	144,589	308,952	-	-	26,761	-	78,032	413,745	12.06	765	31.12.2032
11,123	19,758	36,005	67,470	130,366	36,490	146,783	313,639	-	-	26,794	-	79,129	419,562	12.03	763	31.12.2033

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2034	763	12.03	426,523	80,442	-	34,166	-	-	311,915	145,976	36,593	129,346	63,754	32,476	17,046	9,197
31.12.2035	763	12.03	372,054	70,169	-	26,500	-	-	275,385	128,880	32,983	113,522	53,290	25,912	13,010	6,726
31.12.2036	765	12.06	370,616	69,898	-	26,494	-	-	274,223	128,336	32,927	112,960	50,501	23,439	11,257	5,577
31.12.2037	763	12.03	366,888	69,195	-	26,468	-	-	271,225	126,933	32,560	111,732	47,573	21,077	9,682	4,597
31.12.2038	763	12.03	363,042	68,470	-	31,216	63,630	-	199,726	93,472	37,714	68,540	27,793	11,754	5,165	2,350
31.12.2039	763	12.03	365,548	68,942	-	33,788	-	-	262,818	122,999	30,068	109,751	42,386	17,110	7,191	3,136
31.12.2040	765	12.06	370,513	69,879	-	26,494	-	-	274,141	128,298	31,453	114,390	42,073	16,212	6,518	2,724
31.12.2041	763	12.03	376,016	70,917	-	26,524	-	-	278,575	130,373	32,309	115,893	40,596	14,932	5,742	2,300
31.12.2042	763	12.03	383,198	72,271	-	26,569	-	-	284,358	133,080	33,331	117,948	39,349	13,815	5,081	1,950
31.12.2043	763	12.03	390,720	73,690	-	26,615	-	-	290,415	135,914	34,072	120,429	38,263	12,823	4,512	1,659
31.12.2044	765	12.06	399,675	75,379	-	34,003	-	-	290,294	135,857	34,057	120,379	36,426	11,653	3,922	1,382
31.12.2045	763	12.03	405,818	76,537	-	30,799	54,540	-	243,942	114,165	40,302	89,475	25,785	7,874	2,535	856
31.12.2046	763	12.03	413,639	78,012	-	26,757	-	-	308,870	144,551	35,075	129,243	35,473	10,340	3,184	1,031
31.12.2047	763	12.03	421,746	79,541	-	26,807	-	-	315,397	147,606	35,874	131,917	34,482	9,594	2,826	877

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
493	1,657	5,881	22,144	88,951	43,551	116,562	249,065	-	68,933	32,041	-	81,362	431,400	12.06	765	31.12.2048
620	2,177	8,079	31,869	134,417	36,462	150,323	321,203	-	-	34,237	-	82,618	438,057	12.03	763	31.12.2049
387	1,418	5,501	22,733	100,676	43,365	126,713	270,755	-	59,843	31,447	-	84,153	446,197	12.03	763	31.12.2050
462	1,766	7,161	31,003	144,168	37,587	159,890	341,645	-	-	27,009	-	85,689	454,343	12.03	763	31.12.2051
288	1,150	4,876	22,116	107,984	43,761	133,490	285,234	-	59,843	31,562	-	87,545	464,183	12.06	765	31.12.2052
187	779	3,454	16,412	84,142	46,674	115,079	245,894	-	101,505	34,725	-	88,820	470,944	12.03	763	31.12.2053
277	1,201	5,566	27,705	149,138	34,253	161,328	344,719	-	-	34,391	-	88,119	467,229	11.78	747	31.12.2054
230	1,043	5,052	26,346	148,912	35,000	161,787	345,699	-	-	26,969	-	86,622	459,290	11.37	721	31.12.2055
195	922	4,670	25,514	151,423	36,564	165,372	353,359	-	-	27,031	-	88,417	468,807	11.40	723	31.12.2056
165	814	4,313	24,684	153,818	37,280	168,108	359,206	-	-	27,073	-	89,786	476,064	11.37	721	31.12.2057
135	697	3,857	23,125	151,309	37,560	166,147	355,015	-	-	27,005	-	88,796	470,816	11.04	700	31.12.2058
105	562	3,251	20,419	140,288	35,297	154,463	330,049	-	-	34,122	-	84,647	448,818	10.34	656	31.12.2059
91	507	3,070	20,203	145,743	37,820	161,480	345,043	-	-	26,855	-	86,443	458,341	10.36	657	31.12.2060
76	446	2,824	19,465	147,435	39,220	164,200	350,855	-	-	26,897	-	87,804	465,556	10.34	656	31.12.2061

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2062	656	10.34	474,221	89,438	-	26,950	-	-	357,833	167,466	36,696	153,671	19,322	2,675	405	66
31.12.2063	627	9.89	462,366	87,202	-	26,829	-	-	348,334	163,020	37,389	147,925	17,714	2,341	339	53
31.12.2064	69	1.09	51,977	9,803	-	27,322	-	53,031	(38,179)	-	-	(38,179)	(4,354)	(549)	(76)	(11)
סה"כ	32,462	512	17,895,472	3,345,945	-	1,289,353	519,315	53,031	12,687,829	5,263,715	1,532,581	5,891,532	2,570,437	1,561,194	1,126,475	887,387

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2020	662	10.43	281,392	47,893	-	28,398	49,037	-	156,064	-	13,012	143,052	139,605	136,395	133,397	130,588
31.12.2021	730	11.50	311,390	52,999	-	26,363	6,470	-	225,559	-	36,808	188,752	175,431	163,607	153,054	143,588
31.12.2022	707	11.14	316,181	53,814	-	26,058	975	-	235,334	-	37,676	197,658	174,961	155,751	139,370	125,303
31.12.2023	761	11.99	353,267	60,126	-	26,379	-	-	266,761	-	44,594	222,167	187,291	159,150	136,219	117,367
31.12.2024	765	12.06	363,289	63,167	-	28,494	27,270	-	244,358	-	45,400	198,958	159,738	129,567	106,077	87,588
31.12.2025	763	12.03	371,322	70,031	-	26,495	-	-	274,795	-	36,719	200,707	153,469	118,824	93,052	73,632
31.12.2026	763	12.03	378,396	71,366	-	26,539	-	-	280,492	-	87,015	166,365	121,152	89,538	67,070	50,861
31.12.2027	763	12.03	387,656	73,112	-	26,596	-	-	287,948	-	114,479	150,959	104,698	73,861	52,921	38,459
31.12.2028	765	12.06	395,183	74,532	-	26,646	-	-	294,005	-	135,468	139,462	92,118	62,032	42,513	29,608
31.12.2029	764	12.04	400,832	75,597	-	34,007	-	-	291,228	-	136,295	136,687	85,986	55,271	36,232	24,183
31.12.2030	763	12.03	406,652	76,695	-	26,714	-	-	303,244	-	141,918	126,086	75,540	46,349	29,063	18,589
31.12.2031	763	12.03	412,460	77,790	-	26,750	-	-	307,920	-	144,107	127,426	72,708	42,583	25,541	15,656
31.12.2032	765	12.06	420,272	79,263	-	26,802	-	-	314,207	-	147,049	129,971	70,629	39,486	22,653	13,307
31.12.2033	763	12.03	426,539	80,445	-	26,837	-	-	319,256	-	149,412	132,040	68,336	36,467	20,012	11,266
31.12.2034	763	12.03	433,761	81,807	-	36,256	27,270	-	288,428	-	134,984	113,139	55,766	28,407	14,911	8,044
31.12.2035	763	12.03	371,944	70,149	-	26,499	-	-	275,297	-	128,839	113,486	53,273	25,903	13,005	6,724

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2036	765	12.06	370,592	69,894	-	26,494	-	-	274,204	128,328	32,924	112,952	50,498	23,438	11,256	5,577
31.12.2037	763	12.03	366,855	69,189	-	26,467	-	-	271,199	126,921	32,557	111,721	47,569	21,075	9,681	4,597
31.12.2038	763	12.03	363,020	68,466	-	26,444	-	-	268,111	125,476	32,179	110,456	44,791	18,942	8,323	3,787
31.12.2039	763	12.03	365,533	68,940	-	33,788	-	-	262,806	122,993	31,530	108,283	41,819	16,881	7,095	3,094
31.12.2040	765	12.06	370,499	69,876	-	26,493	-	-	274,129	128,292	32,915	112,921	41,533	16,004	6,434	2,689
31.12.2041	763	12.03	376,001	70,914	-	26,524	-	-	278,563	130,367	33,458	114,738	40,192	14,783	5,685	2,277
31.12.2042	763	12.03	383,181	72,268	-	26,568	-	-	284,345	133,073	34,165	117,106	39,068	13,717	5,045	1,936
31.12.2043	763	12.03	390,721	73,690	-	26,615	-	-	290,416	135,915	34,908	119,593	37,998	12,734	4,480	1,648
31.12.2044	765	12.06	399,675	75,379	-	38,775	63,630	-	221,891	103,845	40,740	77,306	23,392	7,483	2,518	888
31.12.2045	763	12.03	405,817	76,537	-	26,709	-	-	302,571	141,603	35,559	125,409	36,141	11,036	3,552	1,200
31.12.2046	763	12.03	413,639	78,012	-	26,757	-	-	308,870	144,551	36,330	127,989	35,128	10,239	3,153	1,021
31.12.2047	763	12.03	421,747	79,542	-	26,807	-	-	315,398	147,606	37,129	130,663	34,155	9,503	2,799	868
31.12.2048	765	12.06	431,400	81,362	-	26,871	-	-	323,167	151,242	38,079	133,846	33,320	8,849	2,493	741
31.12.2049	763	12.03	438,056	82,617	-	34,237	-	-	321,201	150,322	37,839	133,040	31,543	7,996	2,155	614
31.12.2050	763	12.03	446,197	84,153	-	26,959	-	-	335,086	156,820	39,538	138,728	31,325	7,580	1,954	534
31.12.2051	763	12.03	454,343	85,689	-	27,009	-	-	341,645	159,890	40,340	141,415	30,411	7,025	1,732	453

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%	
31.12.2052	765	12.06	464,183	87,545	-	27,074	-	-	349,565	163,596	41,309	144,659	29,627	6,533	1,541	386	
31.12.2053	763	12.03	470,939	88,819	-	31,202	54,540	-	296,377	138,705	46,718	110,954	21,642	4,555	1,027	247	
31.12.2054	763	12.03	479,522	90,438	-	34,494	-	-	354,590	165,948	41,401	147,240	27,352	5,495	1,186	273	
31.12.2055	763	12.03	488,206	92,076	-	27,219	-	-	368,912	172,651	43,886	152,375	26,958	5,170	1,067	235	
31.12.2056	765	12.06	498,444	94,007	-	32,456	68,933	-	303,049	141,827	50,690	110,532	18,624	3,409	673	142	
31.12.2057	763	12.03	505,729	95,380	-	27,327	-	-	383,021	179,254	43,630	160,137	25,698	4,490	848	172	
31.12.2058	763	12.03	514,784	97,088	-	27,383	-	-	390,313	182,666	44,522	163,124	24,930	4,158	751	146	
31.12.2059	763	12.03	524,152	98,855	-	34,770	-	-	390,527	182,766	44,549	163,212	23,756	3,782	653	122	
31.12.2060	765	12.06	535,328	100,963	-	32,002	59,843	-	342,520	160,300	50,718	131,503	18,229	2,770	458	82	
31.12.2061	763	12.03	543,385	102,482	-	27,560	-	-	413,342	193,444	43,899	175,999	23,236	3,371	533	91	
31.12.2062	763	12.03	553,340	104,360	-	32,110	59,843	-	357,027	167,089	43,266	146,673	18,442	2,554	386	63	
31.12.2063	763	12.03	563,521	106,280	-	35,298	101,505	-	320,438	149,965	33,884	136,589	16,356	2,162	313	49	
31.12.2064	90	1.42	67,477	12,726	-	27,453	-	53,031	(25,733)	-	-	(25,733)	(2,935)	(370)	(51)	(8)	
סה"כ	33,493	528.1	18,636,824	3,486,331	-	1,295,701	519,315	53,031	13,282,447	5,541,742	1,620,360	6,120,345	2,661,501	1,618,556	1,172,827	928,688	

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך של משאבים ועתודות (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2019 (באלפי

דולר), אשר בוצע על ידי השותפות¹⁴

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיצון במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	5,895,688	1,587,556	1,131,366	881,887	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	4,857,240	1,343,806	958,055	744,030
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,460,924	1,688,768	1,217,082	959,601	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	5,322,238	1,431,226	1,033,207	812,533
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	6,716,112	1,751,394	1,267,768	1,004,772	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	5,528,705	1,486,490	1,077,993	852,355
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיצון במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	6,155,749	1,647,123	1,173,124	914,763	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	4,597,216	1,280,753	912,587	707,568
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,743,637	1,751,079	1,261,086	994,580	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	5,039,567	1,366,477	986,503	774,890
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	7,013,458	1,816,373	1,313,706	1,041,293	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	5,232,122	1,418,598	1,028,698	812,419

¹⁴ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת.

קישור במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
670,449	866,406	1,217,026	4,337,603	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	948,079	1,215,492	1,707,548	6,417,605	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות
				(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
735,068	937,295	1,298,902	4,753,921	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	1,030,346	1,306,211	1,814,995	7,029,688	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות
				(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
772,203	979,153	1,350,568	4,936,328	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	1,077,038	1,358,799	1,880,458	7,309,983	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות
				(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קישור בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
743,152	956,742	1,341,549	4,842,599	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	882,334	1,130,506	1,576,886	5,282,512	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות
				(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
811,630	1,031,858	1,428,893	5,306,050	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	960,107	1,216,311	1,677,632	5,739,664	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות
				(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
851,447	1,076,635	1,484,136	5,511,849	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	1,003,999	1,265,197	1,736,129	5,836,034	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות
				(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותניים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	5,238,886	1,628,455	1,171,115	915,237	משאבים מותניים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	4,575,251	1,277,334	910,586	706,222
(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
משאבים מותניים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	5,689,896	1,732,908	1,259,515	995,225	משאבים מותניים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	5,015,269	1,362,934	984,438	773,500
(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
משאבים מותניים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	5,755,999	1,794,907	1,311,647	1,041,862	משאבים מותניים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	5,206,833	1,415,040	1,026,635	811,032
(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותניים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	5,156,658	1,676,332	1,210,161	947,207	משאבים מותניים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	4,310,385	1,213,401	864,383	669,105
(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
משאבים מותניים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	5,640,130	1,788,345	1,303,454	1,031,028	משאבים מותניים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	4,723,670	1,295,257	935,324	733,789
(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
משאבים מותניים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	5,709,298	1,850,786	1,355,633	1,077,660	משאבים מותניים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	4,902,578	1,345,763	976,345	770,303
(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				

(ג)

התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

בדוח העתודות והמשאבים המעודכן חל שינוי מהותי בכמויות הכוללות של גז טבעי וקונדנסט שבמאגר בקטגוריה הטובה ביותר והגבוהה ביחס לדוח המשאבים הקודם שפורסם בדוח המשאבים הקודם, הנובע בעיקר מניתוח מעודכן של תוצאות העיבוד מחדש של הסקרים הסיסמיים, אשר הסתיים במהלך שנת 2019, כך שעודכנו סך המשאבים בקטגוריה הטובה ביותר (2P+2C) בכ-6.7% (מכ-21,495 BCF לכ-22,925 BCF), ובקטגוריה הגבוהה (3P+3C) בכ-7.8% (מכ-25,844 BCF לכ-27,857 BCF) וכתוצאה מכך גדלו המשאבים המותנים מסוג 2C בקטגוריית פיתוחים עתידיים בכ-1,441 BCF והמשאבים המותנים מסוג 3C בקטגוריית פיתוחים עתידיים בכ-2,035 BCF. סך המשאבים בקטגוריה הנמוכה (1P+1C) נותר ללא שינוי (כ-16,983 BCF).

בנוסף, לאור עדכון הערכות השותפות לכמויות המכירה ממאגר לווייתן, ובעיקר לאור כניסתו לתוקף של הסכם הייצוא למצרים¹⁵, שונה סיווג חלק מהמשאבים באופן הבא: הגדלת עתודות מסוג 1P בדוח הנוכחי בכ-2,152 BCF, הפחתת המשאבים המותנים מסוג 1C בקטגוריית שלב א' בכ-2,299 BCF והגדלת המשאבים המותנים מסוג 1C בקטגוריית פיתוחים עתידיים בכ-147 BCF. הגדלת עתודות מסוג 2P בדוח הנוכחי בכ-101 BCF והפחתת המשאבים המותנים מסוג 2C בקטגוריית שלב א' בכ-112 BCF. הגדלת עתודות מסוג 3P בדוח הנוכחי בכ-427 BCF והפחתת המשאבים המותנים מסוג 3C בקטגוריית שלב א' בכ-449 BCF.

(ד) נתוני הפקה

ההפקה המסחרית ממאגר לווייתן החלה ביום 31.12.2019.

(ה) חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוח העתודות והמשאבים במאגר לווייתן שהוכנו על ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2019, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

(ו) הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 13.1.2020;
- (2) ציון שם התאגיד: רציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: ליגד רוטלוי, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007)

¹⁵ לפרטים ראו דיווח מיידי שפרסמה השותפות ביום 24.12.2019 בדבר סיווג מחדש של משאבים במאגר לווייתן בשל כניסתו לתוקף של הסכם לייצוא גז טבעי למצרים (אסמכתא: 2019-01-123541).

Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;

- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על ידי השותפות;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

ליגד רוטלוי

"חזקה" – כמשמעותה בחוק הנפט, התשי"ב-1952 ("חוק הנפט").

"מאגר (Reservoir)" – שכבה או שכבות של סלע המתאפיינות בנקבוביות וחדירות גבוהות יחסית, המאפשרות קיבולת וזרימה של נוזלים וגז. לעתים משמש גם לתיאור שדה של נפט ו/או גז.

"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources 2018 Management System" – מערכת דיווח להערכת עתודות ומשאבי נפט, כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), וכפי שתתוקן מעת לעת.

"משאבים מותנים (Contingent Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט ו/או גז טבעי המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים ידועים על-ידי יישום של תכניות פיתוח, אך עדיין אינן נחשבות ברות הפקה מבחינה כלכלית, כתוצאה מתנאי אחד או יותר.

"משאבים מנובאים (Prospective Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט ו/או גז טבעי המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים שטרם נתגלו/נקדחו, על-ידי יישום תכניות פיתוח עתידיות.

"נכס נפט" – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

"נפט" – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבונים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

"עתודות (Reserves)" – מוגדרות על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט הצפויות להיות ברות הפקה על-ידי יישום של תוכנית פיתוח על הצטברויות שנתגלו מיום מסוים ואילך תחת תנאים מוגדרים. על עתודות לענות על ארבעה תנאים: (1) עליהן להתגלות; (2) ברות הפקה; (3) מסחריות וקבועות (מיום ההערכה); (4) להתבסס על פרויקט הפיתוח המיושם.

"קונדנסט" – פחמימנים הנמצאים במצב גזי בתנאי המאגר, אך הופכים נוזל במעבר מהמאגר לפני השטח.

"רשיון" – כמשמעו בחוק הנפט.

"BCF" – מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ- 0.0283 BCM.

"BCM" – מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

"MMCF" – מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ- 0.00003 BCM.

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3107	35310.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

השותפים בפרויקט לווייתן ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

השותפות 15.00%

39.66% Noble Energy Mediterranean Ltd.

45.34% דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

רציו חיפושי נפט בע"מ

השותף הכללי ברציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת

על-ידי ליגד רוטלוי, יו"ר

נספח א' - דוח העתודות והמשאבים במאגר לויתן שהוכן על-ידי NSAI,

נכון ליום 31.12.2019 והסכמת NSAI להכללתו בדוח המיידי

January 13, 2020

Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership
85 Yehuda Halevi Street
Tel Aviv 65796
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved developed producing, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2019, to the Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership (Ratio) interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2019, to the Ratio interest in these properties. Leviathan Field began producing on December 31, 2019. It is our understanding that Ratio owns a direct working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves and the Phase I – First Stage contingent resources, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Ratio, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$), thousands of United States dollars (M\$), or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the January 9, 2020, exchange rate was 3.47 Israeli New Shekels per United States dollar.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Ratio's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the working interest reserves to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2019, to be:

January 13, 2020
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved Developed Producing	11,577.3	1,736.6	20.8	3.1
Probable	1,908.9	286.3	3.4	0.5
Proved + Probable (2P)	13,486.2	2,022.9	24.2	3.6
Possible	1,145.1	171.8	2.1	0.3
Proved + Probable + Possible (3P)	14,631.3	2,194.7	26.3	3.9

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2019, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved Developed Producing	3,986.9	1,946.8	1,246.9	916.2	723.9
Probable	599.2	235.2	156.7	129.6	114.8
Proved + Probable (2P)	4,586.1	2,182.1	1,403.7	1,045.8	838.7
Possible	328.7	177.6	114.0	84.1	67.8
Proved + Probable + Possible (3P)	4,914.8	2,359.6	1,517.7	1,129.9	906.6

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. Our study indicates that as of December 31, 2019, there are no proved developed non-producing or proved undeveloped reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue shown in this report is Ratio's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Ratio's estimates of its gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Ratio interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Ratio receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

January 13, 2020
Page 3 of 6

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon finalization of additional gas contracts, sanctioning of additional Phase I – First Stage drilling, and project sanctioning for additional future development. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2019, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	5,071.8	4,588.2	4,016.9	9.1	8.2	7.2
Future Development	334.1	4,850.7	9,208.9	0.6	8.7	16.5
Total	5,405.9	9,438.8	13,225.9	9.7	17.0	23.8

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For the Phase I – First Stage, the 2C and 3C contingent resources are less than the 1C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the best and high estimate cases have been classified as reserves.

We estimate the working interest contingent resources by development phase to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2019, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	760.8	688.2	602.5	1.4	1.2	1.1
Future Development	50.1	727.6	1,381.3	0.1	1.3	2.5
Total	810.9	1,415.8	1,983.9	1.5	2.5	3.6

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For the Phase I – First Stage, the 2C and 3C contingent resources are less than the 1C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the best and high estimate cases have been classified as reserves.

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. The costs required to resolve the contingencies for the future development phase have not been included in this report;

January 13, 2020
Page 4 of 6

estimates of cash flow are based on the assumption that all contingencies will be successfully addressed. For the Phase I – First Stage, we estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2019, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	1,388.4	473.8	219.2	129.3	90.0
Best Estimate (2C)	1,305.5	388.4	157.5	80.7	48.7
High Estimate (3C)	1,205.6	301.9	100.8	42.9	22.1

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is Ratio's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Ratio's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables VI through VIII present cash flow, costs, and taxes by resources category for the Phase I – First Stage contingent resources. As requested, we have included an appendix to this report that presents tables of cash flow, costs, and taxes resulting from aggregating our estimates of reserves and the Phase I – First Stage contingent resources.

ECONOMIC PARAMETERS

As requested, this report has been prepared using gas and condensate prices specified by Ratio. Gas prices are based on Ratio's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived from various formulae that include indexation mainly to the Power Generation Tariffs, published by The Electricity Authority, or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense estimates of Ratio. Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Noble Energy Mediterranean Ltd. is the operator of the properties. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Ratio and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for new development wells, production equipment, and gas transportation pipelines. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Ratio's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and

production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which contingent resources have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Ratio, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table IX. The reserves and contingent resources shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on October 28, 2019, by Mr. Ligad Rotlevy, Chairman of Ratio, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Ratio, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Ratio.

January 13, 2020
Page 6 of 6

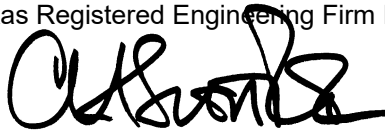
QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.


This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

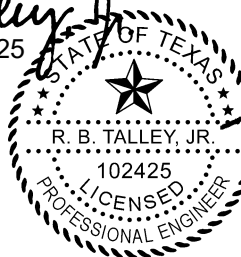
Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: 


C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

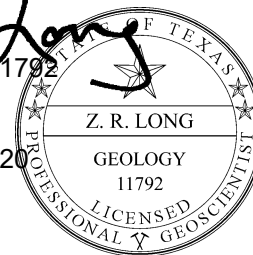
By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President



Date Signed: January 13, 2020

RBT:MDK

By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President



Date Signed: January 13, 2020

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

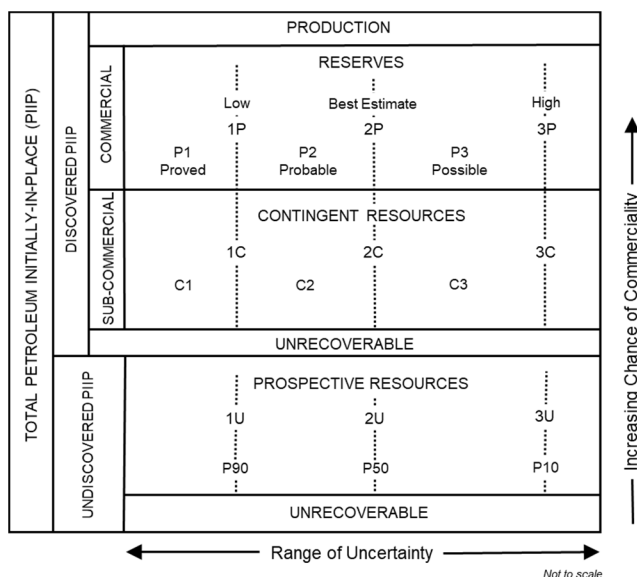


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

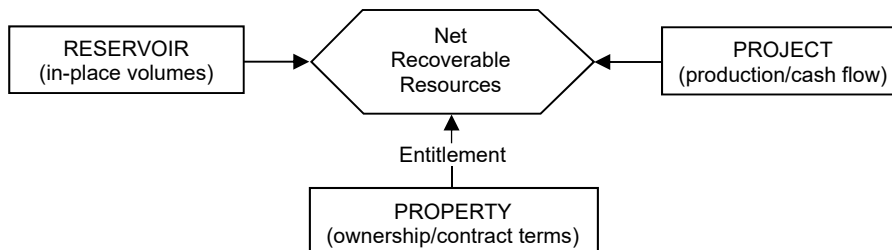


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED DEVELOPED PRODUCING RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	193,975.0	22,307.1	10,707.4	0.0	33,014.5	49,037.3	0.0	27,491.4	84,431.8
12-31-2021	236,630.5	27,212.5	13,062.0	0.0	40,274.5	6,469.7	0.0	25,569.8	164,316.5
12-31-2022	226,907.9	26,094.4	12,525.3	0.0	38,619.7	975.0	0.0	25,141.9	162,171.2
12-31-2023	255,733.7	29,409.4	14,116.5	0.0	43,525.9	0.0	0.0	25,394.7	186,813.1
12-31-2024	265,058.6	30,481.7	14,631.2	0.0	45,113.0	0.0	0.0	25,459.4	194,486.3
12-31-2025	286,723.5	32,973.2	15,827.1	0.0	48,800.3	0.0	0.0	25,648.7	212,274.5
12-31-2026	293,331.4	33,733.1	19,253.0	0.0	52,986.2	0.0	0.0	25,689.6	214,655.7
12-31-2027	301,722.0	34,698.0	22,206.7	0.0	56,904.8	0.0	0.0	25,741.5	219,075.7
12-31-2028	307,579.0	35,371.6	22,637.8	0.0	58,009.4	0.0	0.0	25,780.1	223,789.5
12-31-2029	312,331.2	35,918.1	22,987.6	0.0	58,905.7	0.0	0.0	33,136.0	220,289.5
12-31-2030	315,266.1	36,255.6	23,203.6	0.0	59,459.2	0.0	0.0	25,817.8	229,989.1
12-31-2031	310,548.6	35,713.1	22,856.4	0.0	58,569.5	0.0	0.0	25,754.4	226,224.7
12-31-2032	309,683.4	35,613.6	22,792.7	0.0	58,406.3	0.0	0.0	25,730.7	225,546.4
12-31-2033	313,137.8	36,010.8	23,046.9	0.0	59,057.8	0.0	0.0	25,744.2	228,335.8
12-31-2034	318,405.6	36,616.6	23,434.7	0.0	60,051.3	0.0	0.0	33,100.4	225,254.0
Subtotal	4,247,034.3	488,408.9	283,289.0	0.0	771,698.0	56,482.0	0.0	401,200.5	3,017,653.8
Remaining	7,134,328.5	820,447.8	525,086.6	0.0	1,345,534.4	0.0	20,046.0	790,873.2	4,977,875.0
Total	11,381,362.8	1,308,856.7	808,375.6	0.0	2,117,232.3	56,482.0	20,046.0	1,192,073.7	7,995,528.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	84,431.8	23.0	0.0	84,431.8	82,397.0	80,502.6	78,733.1	77,075.4
12-31-2021	-	0.0	164,316.5	23.0	19,258.1	145,058.4	134,821.4	125,734.3	117,624.0	110,349.7
12-31-2022	-	0.0	162,171.2	23.0	20,848.9	141,322.3	125,094.3	111,359.9	99,647.4	89,589.6
12-31-2023	-	0.0	186,813.1	23.0	26,206.1	160,607.0	135,394.8	115,050.9	98,474.1	84,845.8
12-31-2024	-	0.0	194,486.3	23.0	27,970.9	166,515.4	133,691.1	108,439.4	88,779.8	73,305.9
12-31-2025	-	0.0	212,274.5	23.0	32,062.2	180,212.3	137,798.1	106,690.2	83,550.0	66,113.1
12-31-2026	-	0.0	214,655.7	23.0	32,609.9	182,045.8	132,571.5	97,977.9	73,391.3	55,654.8
12-31-2027	17.2	37,743.6	181,332.1	23.0	24,945.4	156,386.7	108,462.6	76,516.4	54,823.4	39,841.9
12-31-2028	29.8	66,584.9	157,204.6	23.0	19,396.1	137,808.5	91,026.3	61,296.9	42,009.2	29,257.4
12-31-2029	36.2	79,762.5	140,527.0	23.0	15,560.3	124,966.7	78,613.3	50,531.7	33,125.7	22,109.2
12-31-2030	41.9	96,305.0	133,684.0	23.0	29,509.8	104,174.3	62,412.7	38,294.6	24,012.3	15,358.8
12-31-2031	46.3	104,706.6	121,518.1	23.0	27,287.1	94,231.0	53,767.1	31,490.4	18,887.2	11,577.4
12-31-2032	46.8	105,555.7	119,990.7	23.0	26,965.4	93,025.3	50,551.6	28,261.3	16,213.6	9,524.4
12-31-2033	46.8	106,861.2	121,474.7	23.0	27,306.7	94,168.0	48,735.8	26,007.7	14,271.9	8,034.5
12-31-2034	46.8	105,418.9	119,835.1	23.0	26,929.6	92,905.5	45,792.8	23,326.4	12,244.0	6,605.6
Subtotal		702,938.4	2,314,715.4		356,856.3	1,957,859.0	1,421,130.4	1,081,480.7	855,787.0	699,243.2
Remaining		2,340,182.2	2,637,692.8		608,687.7	2,029,005.1	525,693.3	165,468.1	60,439.5	24,639.4
Total		3,043,120.6	4,952,408.2		965,544.0	3,986,864.2	1,946,823.7	1,246,948.8	916,226.5	723,882.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	55,070.8	6,333.1	3,039.9	0.0	9,373.1	0.0	0.0	569.5	45,128.3
12-31-2021	54,882.6	6,311.5	3,029.5	0.0	9,341.0	0.0	0.0	591.7	44,949.9
12-31-2022	38,716.7	4,452.4	2,137.2	0.0	6,589.6	0.0	0.0	408.2	31,718.9
12-31-2023	53,136.7	6,110.7	2,933.1	0.0	9,043.9	0.0	0.0	551.8	43,541.0
12-31-2024	77,320.5	8,891.9	4,268.1	0.0	13,160.0	0.0	0.0	795.6	63,365.0
12-31-2025	61,690.8	7,094.4	8,246.4	0.0	15,340.8	0.0	0.0	633.9	45,716.1
12-31-2026	42,664.5	4,906.4	5,476.2	0.0	10,382.7	0.0	0.0	442.7	31,839.1
12-31-2027	30,357.0	3,491.1	2,234.3	0.0	5,725.3	0.0	0.0	318.6	24,313.0
12-31-2028	24,100.1	2,771.5	1,773.8	0.0	4,545.3	0.0	0.0	254.3	19,300.5
12-31-2029	21,104.2	2,427.0	1,553.3	0.0	3,980.2	0.0	0.0	222.3	16,901.7
12-31-2030	21,500.9	2,472.6	1,582.5	0.0	4,055.1	0.0	0.0	220.5	17,225.3
12-31-2031	26,767.6	3,078.3	1,970.1	0.0	5,048.4	0.0	0.0	273.5	21,445.8
12-31-2032	27,529.0	3,165.8	2,026.1	0.0	5,192.0	0.0	0.0	279.8	22,057.3
12-31-2033	22,916.8	2,635.4	1,686.7	0.0	4,322.1	0.0	0.0	235.8	18,358.9
12-31-2034	19,000.0	2,185.0	1,398.4	0.0	3,583.4	0.0	0.0	193.3	15,223.3
Subtotal	576,758.2	66,327.2	43,355.5	0.0	109,682.7	0.0	0.0	5,991.5	461,083.9
Remaining	1,261,739.6	145,100.1	92,864.0	0.0	237,964.1	0.0	0.0	11,213.8	1,012,561.7
Total	1,838,497.8	211,427.2	136,219.6	0.0	347,646.8	0.0	0.0	17,205.4	1,473,645.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	45,128.3	23.0	6,915.6	38,212.6	37,291.7	36,434.3	35,633.5	34,883.2
12-31-2021	-	0.0	44,949.9	23.0	13,802.3	31,147.5	28,949.4	26,998.2	25,256.7	23,694.7
12-31-2022	-	0.0	31,718.9	23.0	7,295.3	24,423.5	21,619.0	19,245.4	17,221.2	15,483.0
12-31-2023	-	0.0	43,541.0	23.0	10,014.4	33,526.5	28,263.5	24,016.8	20,556.4	17,711.5
12-31-2024	-	0.0	63,365.0	23.0	14,574.0	48,791.1	39,173.2	31,774.1	26,013.6	21,479.5
12-31-2025	1.7	4,346.5	41,369.6	23.0	9,515.0	31,854.6	24,357.4	18,858.7	14,768.4	11,686.2
12-31-2026	25.5	62,858.7	-31,019.7	23.0	-7,134.5	-23,885.1	-17,393.9	-12,855.1	-9,629.2	-7,302.1
12-31-2027	33.8	44,544.3	-20,231.3	23.0	-4,653.2	-15,578.1	-10,804.3	-7,622.0	-5,461.1	-3,968.8
12-31-2028	40.4	31,612.7	-12,312.1	23.0	-2,831.8	-9,480.3	-6,262.0	-4,216.8	-2,890.0	-2,012.7
12-31-2029	45.7	28,695.9	-11,794.2	23.0	-2,712.7	-9,081.5	-5,713.0	-3,672.2	-2,407.3	-1,606.7
12-31-2030	46.8	19,391.3	-2,166.0	23.0	-498.2	-1,667.8	-999.2	-613.1	-384.4	-245.9
12-31-2031	46.8	11,203.2	10,242.6	23.0	2,355.8	7,886.8	4,500.1	2,635.6	1,580.8	969.0
12-31-2032	46.8	10,322.8	11,734.5	23.0	2,698.9	9,035.5	4,910.1	2,745.0	1,574.8	925.1
12-31-2033	46.8	8,591.9	9,766.9	23.0	2,246.4	7,520.5	3,892.2	2,077.0	1,139.8	641.7
12-31-2034	46.8	7,124.5	8,098.8	23.0	1,862.7	6,236.1	3,073.7	1,565.7	821.8	443.4
Subtotal		228,691.8	232,392.1		53,450.2	178,941.9	154,857.9	137,371.7	123,795.0	112,781.1
Remaining		469,520.3	543,041.4		122,794.9	420,246.5	80,374.8	19,376.4	5,793.4	2,066.2
Total		698,212.1	775,433.5		176,245.1	599,188.4	235,232.7	156,748.1	129,588.4	114,847.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	249,045.8	28,640.3	13,747.3	0.0	42,387.6	49,037.3	0.0	28,060.8	129,560.1
12-31-2021	291,513.1	33,524.0	16,091.5	0.0	49,615.5	6,469.7	0.0	26,161.5	209,266.3
12-31-2022	265,624.6	30,546.8	14,662.5	0.0	45,209.3	975.0	0.0	25,550.2	193,890.1
12-31-2023	308,870.3	35,520.1	17,049.6	0.0	52,569.7	0.0	0.0	25,946.5	230,354.1
12-31-2024	342,379.2	39,373.6	18,899.3	0.0	58,272.9	0.0	0.0	26,254.9	257,851.3
12-31-2025	348,414.3	40,067.6	24,073.5	0.0	64,141.1	0.0	0.0	26,282.6	257,990.6
12-31-2026	335,995.8	38,639.5	24,729.3	0.0	63,368.8	0.0	0.0	26,132.3	246,494.7
12-31-2027	332,079.0	38,189.1	24,441.0	0.0	62,630.1	0.0	0.0	26,060.2	243,388.8
12-31-2028	331,679.1	38,143.1	24,411.6	0.0	62,554.7	0.0	0.0	26,034.4	243,090.0
12-31-2029	333,435.4	38,345.1	24,540.8	0.0	62,885.9	0.0	0.0	33,358.3	237,191.2
12-31-2030	336,767.0	38,728.2	24,786.0	0.0	63,514.3	0.0	0.0	26,038.3	247,214.4
12-31-2031	337,316.2	38,791.4	24,826.5	0.0	63,617.8	0.0	0.0	26,027.9	247,670.5
12-31-2032	337,212.4	38,779.4	24,818.8	0.0	63,598.3	0.0	0.0	26,010.5	247,603.7
12-31-2033	336,054.6	38,646.3	24,733.6	0.0	63,379.9	0.0	0.0	25,980.0	246,694.7
12-31-2034	337,405.7	38,801.7	24,833.1	0.0	63,634.7	0.0	0.0	33,293.7	240,477.2
Subtotal	4,823,792.4	554,736.1	326,644.6	0.0	881,380.7	56,482.0	0.0	407,192.1	3,478,737.7
Remaining	8,396,068.1	965,547.8	617,950.6	0.0	1,583,498.5	0.0	20,046.0	802,087.0	5,990,436.7
Total	13,219,860.6	1,520,284.0	944,595.2	0.0	2,464,879.2	56,482.0	20,046.0	1,209,279.0	9,469,174.4

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	129,560.1	23.0	6,915.6	122,644.5	119,688.8	116,936.9	114,366.6	111,958.6
12-31-2021	-	0.0	209,266.3	23.0	33,060.4	176,205.9	163,770.8	152,732.5	142,880.8	134,044.4
12-31-2022	-	0.0	193,890.1	23.0	28,144.3	165,745.8	146,713.3	130,605.3	116,868.7	105,072.6
12-31-2023	-	0.0	230,354.1	23.0	36,220.5	194,133.6	163,658.3	139,067.7	119,030.5	102,557.2
12-31-2024	-	0.0	257,851.3	23.0	42,544.9	215,306.5	172,864.3	140,213.6	114,793.4	94,785.4
12-31-2025	1.7	4,346.5	253,644.1	23.0	41,577.2	212,066.9	162,155.5	125,549.0	98,318.4	77,799.4
12-31-2026	25.5	62,858.7	183,636.0	23.0	25,475.3	158,160.7	115,177.6	85,122.8	63,762.1	48,352.7
12-31-2027	33.8	82,288.0	161,100.8	23.0	20,292.2	140,808.6	97,658.3	68,894.4	49,362.3	35,873.2
12-31-2028	40.4	98,197.5	144,892.5	23.0	16,564.3	128,328.2	84,764.3	57,080.0	39,119.2	27,244.7
12-31-2029	45.7	108,458.4	128,732.8	23.0	12,847.6	115,885.2	72,900.3	46,859.5	30,718.4	20,502.5
12-31-2030	46.8	115,696.3	131,518.1	23.0	29,011.6	102,506.5	61,413.5	37,681.5	23,627.8	15,112.9
12-31-2031	46.8	115,909.8	131,760.7	23.0	29,642.9	102,117.8	58,267.2	34,126.0	20,468.0	12,546.3
12-31-2032	46.8	115,878.5	131,725.2	23.0	29,664.3	102,060.9	55,461.7	31,006.4	17,788.4	10,449.5
12-31-2033	46.8	115,453.1	131,241.6	23.0	29,553.1	101,688.5	52,627.9	28,084.8	15,411.7	8,676.1
12-31-2034	46.8	112,543.3	127,933.9	23.0	28,792.3	99,141.6	48,866.5	24,892.1	13,065.8	7,049.0
Subtotal		931,630.2	2,547,107.5		410,306.5	2,136,801.0	1,575,988.3	1,218,852.4	979,582.0	812,024.3
Remaining		2,809,702.5	3,180,734.2		731,482.6	2,449,251.6	606,068.1	184,844.5	66,232.8	26,705.6
Total		3,741,332.7	5,727,841.7		1,141,789.1	4,586,052.5	2,182,056.5	1,403,696.9	1,045,814.8	838,730.0

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	24,044.6	2,765.1	1,327.3	0.0	4,092.4	0.0	0.0	256.0	19,696.2
12-31-2021	18,992.9	2,184.2	1,048.4	0.0	3,232.6	0.0	0.0	192.0	15,568.3
12-31-2022	38,197.2	4,392.7	2,108.5	0.0	6,501.2	0.0	0.0	381.7	31,314.3
12-31-2023	44,515.2	5,119.2	2,457.2	0.0	7,576.5	0.0	0.0	433.9	36,504.8
12-31-2024	17,666.7	2,031.7	2,542.5	0.0	4,574.1	0.0	0.0	162.8	12,929.7
12-31-2025	17,668.8	2,031.9	2,870.2	0.0	4,902.1	0.0	0.0	162.7	12,603.9
12-31-2026	35,206.4	4,048.7	2,591.2	0.0	6,639.9	0.0	0.0	338.8	28,227.8
12-31-2027	42,534.1	4,891.4	3,130.5	0.0	8,021.9	0.0	0.0	410.9	34,101.3
12-31-2028	41,975.9	4,827.2	3,089.4	0.0	7,916.7	0.0	0.0	403.1	33,656.2
12-31-2029	39,491.7	4,541.6	2,906.6	0.0	7,448.1	0.0	0.0	376.1	31,667.5
12-31-2030	33,032.0	3,798.7	2,431.2	0.0	6,229.8	0.0	0.0	313.2	26,489.0
12-31-2031	32,977.4	3,792.4	2,427.1	0.0	6,219.5	0.0	0.0	307.4	26,450.5
12-31-2032	35,163.8	4,043.8	2,588.1	0.0	6,631.9	0.0	0.0	324.3	28,207.7
12-31-2033	38,995.4	4,484.5	2,870.1	0.0	7,354.5	0.0	0.0	357.2	31,283.6
12-31-2034	42,024.3	4,832.8	3,093.0	0.0	7,925.8	0.0	0.0	387.1	33,711.4
Subtotal	502,486.4	57,785.9	37,481.2	0.0	95,267.1	0.0	0.0	4,807.2	402,412.1
Remaining	522,001.4	60,030.2	38,419.3	0.0	98,449.5	0.0	0.0	5,028.1	418,523.8
Total	1,024,487.8	117,816.1	75,900.5	0.0	193,716.6	0.0	0.0	9,835.3	820,935.9

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	19,696.2	23.0	4,530.1	15,166.1	14,800.6	14,460.3	14,142.4	13,844.7
12-31-2021	-	0.0	15,568.3	23.0	3,580.7	11,987.6	11,141.6	10,390.6	9,720.4	9,119.3
12-31-2022	-	0.0	31,314.3	23.0	7,202.3	24,112.0	21,343.2	18,999.9	17,001.6	15,285.5
12-31-2023	-	0.0	36,504.8	23.0	8,396.1	28,108.7	23,696.1	20,135.7	17,234.5	14,849.3
12-31-2024	-	0.0	12,929.7	23.0	2,973.8	9,955.9	7,993.3	6,483.5	5,308.1	4,382.9
12-31-2025	13.4	31,883.6	-19,279.6	23.0	-4,434.3	-14,845.3	-11,351.4	-8,788.8	-6,882.6	-5,446.2
12-31-2026	30.9	22,063.9	6,163.9	23.0	1,417.7	4,746.2	3,456.3	2,554.4	1,913.4	1,451.0
12-31-2027	39.4	26,973.9	7,127.4	23.0	1,639.3	5,488.1	3,806.3	2,685.2	1,923.9	1,398.2
12-31-2028	45.7	28,343.5	5,312.7	23.0	1,221.9	4,090.8	2,702.1	1,819.6	1,247.0	868.5
12-31-2029	46.8	17,367.5	14,300.1	23.0	3,289.0	11,011.1	6,926.8	4,452.4	2,918.8	1,948.1
12-31-2030	46.8	12,396.8	14,092.1	23.0	3,241.2	10,850.9	6,501.0	3,988.8	2,501.2	1,599.8
12-31-2031	46.8	12,378.8	14,071.7	23.0	3,236.5	10,835.2	6,182.4	3,620.9	2,171.8	1,331.2
12-31-2032	46.8	13,201.2	15,006.5	23.0	3,451.5	11,555.0	6,279.2	3,510.4	2,013.9	1,183.1
12-31-2033	46.8	14,640.7	16,642.9	23.0	3,827.9	12,815.0	6,632.3	3,539.3	1,942.2	1,093.4
12-31-2034	46.8	15,777.0	17,934.5	23.0	4,124.9	13,809.6	6,806.7	3,467.3	1,820.0	981.9
Subtotal		195,026.9	207,385.3		47,698.6	159,686.7	116,916.5	91,319.6	74,976.5	63,890.5
Remaining		197,818.1	220,705.7		51,682.7	169,023.0	60,667.7	22,718.4	9,148.4	3,950.3
Total		392,845.0	428,091.0		99,381.3	328,709.7	177,584.2	114,038.0	84,124.9	67,840.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	273,090.4	31,405.4	15,074.6	0.0	46,480.0	49,037.3	0.0	28,316.8	149,256.3
12-31-2021	310,506.0	35,708.2	17,139.9	0.0	52,848.1	6,469.7	0.0	26,353.5	224,834.6
12-31-2022	303,821.8	34,939.5	16,771.0	0.0	51,710.5	975.0	0.0	25,931.9	225,204.4
12-31-2023	353,385.5	40,639.3	19,506.9	0.0	60,146.2	0.0	0.0	26,380.5	266,858.8
12-31-2024	360,045.8	41,405.3	21,441.8	0.0	62,847.1	0.0	0.0	26,417.7	270,781.0
12-31-2025	366,083.0	42,099.5	26,943.7	0.0	69,043.3	0.0	0.0	26,445.3	270,594.5
12-31-2026	371,202.3	42,688.3	27,320.5	0.0	70,008.7	0.0	0.0	26,471.1	274,722.5
12-31-2027	374,613.2	43,080.5	27,571.5	0.0	70,652.0	0.0	0.0	26,471.0	277,490.1
12-31-2028	373,655.0	42,970.3	27,501.0	0.0	70,471.3	0.0	0.0	26,437.5	276,746.2
12-31-2029	372,927.1	42,886.6	27,447.4	0.0	70,334.1	0.0	0.0	33,734.3	268,858.7
12-31-2030	369,798.9	42,526.9	27,217.2	0.0	69,744.1	0.0	0.0	26,351.5	273,703.4
12-31-2031	370,293.6	42,583.8	27,253.6	0.0	69,837.4	0.0	0.0	26,335.3	274,120.9
12-31-2032	372,376.3	42,823.3	27,406.9	0.0	70,230.2	0.0	0.0	26,334.7	275,811.3
12-31-2033	375,050.0	43,130.7	27,603.7	0.0	70,734.4	0.0	0.0	26,337.3	277,978.3
12-31-2034	379,430.0	43,634.4	27,926.0	0.0	71,560.5	0.0	0.0	33,680.8	274,188.7
Subtotal	5,326,278.9	612,522.1	364,125.8	0.0	976,647.8	56,482.0	0.0	411,999.2	3,881,149.8
Remaining	8,918,069.5	1,025,578.0	656,369.9	0.0	1,681,947.9	0.0	20,046.0	807,115.1	6,408,960.5
Total	14,244,348.4	1,638,100.1	1,020,495.7	0.0	2,658,595.7	56,482.0	20,046.0	1,219,114.3	10,290,110.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	149,256.3	23.0	11,445.8	137,810.6	134,489.3	131,397.2	128,509.0	125,803.3
12-31-2021	-	0.0	224,834.6	23.0	36,641.1	188,193.5	174,912.4	163,123.1	152,601.2	143,163.6
12-31-2022	-	0.0	225,204.4	23.0	35,346.6	189,857.9	168,056.5	149,605.3	133,870.2	120,358.1
12-31-2023	-	0.0	266,858.8	23.0	44,616.6	222,242.2	187,354.5	159,203.4	136,265.0	117,406.5
12-31-2024	-	0.0	270,781.0	23.0	45,518.7	225,262.3	180,857.6	146,697.1	120,101.5	99,168.3
12-31-2025	13.4	36,230.0	234,364.5	23.0	37,142.9	197,221.6	150,804.1	116,760.2	91,435.8	72,353.2
12-31-2026	30.9	84,922.6	189,799.9	23.0	26,893.0	162,906.8	118,633.9	87,677.2	65,675.5	49,803.7
12-31-2027	39.4	109,261.9	168,228.2	23.0	21,931.5	146,296.7	101,464.6	71,579.6	51,286.2	37,271.3
12-31-2028	45.7	126,541.0	150,205.2	23.0	17,786.2	132,418.9	87,466.3	58,899.6	40,366.2	28,113.1
12-31-2029	46.8	125,825.9	143,032.8	23.0	16,136.6	126,896.2	79,827.1	51,311.9	33,637.2	22,450.5
12-31-2030	46.8	128,093.2	145,610.2	23.0	32,252.8	113,357.4	67,914.5	41,670.3	26,129.0	16,712.7
12-31-2031	46.8	128,288.6	145,832.3	23.0	32,879.4	112,952.9	64,449.7	37,746.9	22,639.8	13,877.6
12-31-2032	46.8	129,079.7	146,731.6	23.0	33,115.8	113,615.9	61,740.9	34,516.8	19,802.3	11,632.5
12-31-2033	46.8	130,093.8	147,884.5	23.0	33,380.9	114,503.5	59,260.2	31,624.1	17,353.9	9,769.5
12-31-2034	46.8	128,320.3	145,868.4	23.0	32,917.2	112,951.1	55,673.2	28,359.4	14,885.8	8,030.9
Subtotal		1,126,657.1	2,754,492.7		458,005.1	2,296,487.6	1,692,904.8	1,310,172.0	1,054,558.5	875,914.9
Remaining		3,007,520.6	3,401,439.9		783,165.3	2,618,274.6	666,735.8	207,562.9	75,381.2	30,655.9
Total		4,134,177.7	6,155,932.6		1,241,170.4	4,914,762.2	2,359,640.6	1,517,734.9	1,129,939.7	906,570.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	17,157.7	1,973.1	947.1	0.0	2,920.2	0.0	0.0	178.5	14,058.9
12-31-2021	18,121.9	2,084.0	1,000.3	0.0	3,084.3	0.0	0.0	194.8	14,842.7
12-31-2022	30,327.8	3,487.7	1,674.1	0.0	5,161.8	0.0	0.0	313.0	24,853.0
12-31-2023	37,452.5	4,307.0	2,067.4	0.0	6,374.4	0.0	0.0	383.8	30,694.3
12-31-2024	36,893.6	4,242.8	2,036.5	0.0	6,279.3	0.0	0.0	375.2	30,239.1
12-31-2025	46,028.5	5,293.3	3,930.1	0.0	9,223.4	0.0	0.0	464.6	36,340.6
12-31-2026	55,638.5	6,398.4	6,431.1	0.0	12,829.6	0.0	0.0	561.8	42,247.2
12-31-2027	48,430.7	5,569.5	3,564.5	0.0	9,134.0	54,540.0	0.0	4,579.8	-19,823.1
12-31-2028	60,396.4	6,945.6	4,445.2	0.0	11,390.8	0.0	0.0	608.8	48,396.8
12-31-2029	67,608.0	7,774.9	4,975.9	0.0	12,750.9	0.0	0.0	681.4	54,175.8
12-31-2030	77,967.3	8,966.2	5,738.4	0.0	14,704.6	0.0	0.0	784.1	62,478.6
12-31-2031	96,949.1	11,149.1	7,135.5	0.0	18,284.6	0.0	0.0	962.4	77,702.1
12-31-2032	105,222.1	12,100.5	7,744.3	0.0	19,844.9	0.0	0.0	1,035.5	84,341.7
12-31-2033	107,188.4	12,326.7	7,889.1	0.0	20,215.7	0.0	0.0	1,052.1	85,920.6
12-31-2034	108,320.7	12,456.9	7,972.4	0.0	20,429.3	0.0	0.0	1,064.3	86,827.0
Subtotal	913,702.9	105,075.8	67,551.9	0.0	172,627.8	54,540.0	0.0	13,240.1	673,295.1
Remaining	4,049,403.9	465,681.5	298,036.1	0.0	763,717.6	408,292.5	32,985.0	70,086.5	2,774,322.4
Total	4,963,106.9	570,757.3	365,588.1	0.0	936,345.3	462,832.5	32,985.0	83,326.5	3,447,617.5

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	14,058.9	23.0	0.0	14,058.9	13,720.1	13,404.7	13,110.0	12,834.0
12-31-2021	-	0.0	14,842.7	23.0	6,647.4	8,195.4	7,617.0	7,103.6	6,645.4	6,234.4
12-31-2022	-	0.0	24,853.0	23.0	5,716.2	19,136.8	16,939.3	15,079.5	13,493.5	12,131.5
12-31-2023	-	0.0	30,694.3	23.0	7,059.7	23,634.6	19,924.4	16,930.7	14,491.2	12,485.7
12-31-2024	-	0.0	30,239.1	23.0	6,955.0	23,284.1	18,694.2	15,163.3	12,414.2	10,250.5
12-31-2025	-	0.0	36,340.6	23.0	8,358.3	27,982.2	21,396.4	16,566.2	12,973.1	10,265.6
12-31-2026	13.2	33,956.5	8,290.6	23.0	1,906.8	6,383.8	4,648.9	3,435.8	2,573.6	1,951.6
12-31-2027	29.0	19,972.0	-39,795.2	23.0	2,764.1	-42,559.3	-29,517.2	-20,823.3	-14,919.7	-10,842.6
12-31-2028	36.5	32,830.7	15,566.1	23.0	2,325.8	13,240.3	8,745.6	5,889.2	4,036.1	2,811.0
12-31-2029	43.8	40,530.7	13,645.1	23.0	1,884.0	11,761.1	7,398.6	4,755.8	3,117.6	2,080.8
12-31-2030	46.8	40,569.8	21,908.8	23.0	3,784.6	18,124.2	10,858.5	6,662.5	4,177.6	2,672.1
12-31-2031	46.8	37,531.1	40,170.9	23.0	7,984.9	32,186.0	18,365.0	10,756.0	6,451.2	3,954.4
12-31-2032	46.8	39,471.9	44,869.8	23.0	9,065.6	35,804.1	19,456.6	10,877.4	6,240.4	3,665.8
12-31-2033	46.8	40,210.8	45,709.8	23.0	9,258.8	36,450.9	18,864.8	10,067.2	5,524.4	3,110.0
12-31-2034	46.8	40,635.1	46,192.0	23.0	9,369.7	36,822.2	18,149.5	9,245.2	4,852.8	2,618.1
Subtotal		325,708.7	347,586.4		83,080.9	264,505.5	175,261.9	125,113.7	95,181.6	76,223.0
Remaining		1,313,605.0	1,460,717.4		336,816.4	1,123,901.0	298,535.4	94,133.7	34,078.1	13,737.2
Total		1,639,313.7	1,808,303.8		419,897.3	1,388,406.5	473,797.4	219,247.4	129,259.7	89,960.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	7,886.4	906.9	435.3	0.0	1,342.3	0.0	0.0	77.0	6,467.2
12-31-2021	1,051.4	120.9	58.0	0.0	178.9	0.0	0.0	11.3	861.1
12-31-2022	16,103.3	1,851.9	888.9	0.0	2,740.8	0.0	0.0	166.2	13,196.3
12-31-2023	20,495.0	2,356.9	1,131.3	0.0	3,488.2	0.0	0.0	210.0	16,796.7
12-31-2024	7,825.3	899.9	432.0	0.0	1,331.9	27,270.0	0.0	2,124.8	-22,901.4
12-31-2025	19,467.2	2,238.7	1,659.9	0.0	3,898.6	0.0	0.0	191.7	15,377.0
12-31-2026	38,305.0	4,405.1	2,819.2	0.0	7,224.3	0.0	0.0	381.2	30,699.4
12-31-2027	50,759.1	5,837.3	3,735.9	0.0	9,573.2	0.0	0.0	506.2	40,679.7
12-31-2028	58,314.5	6,706.2	4,291.9	0.0	10,998.1	0.0	0.0	579.8	46,736.5
12-31-2029	61,459.2	7,067.8	4,523.4	0.0	11,591.2	0.0	0.0	611.6	49,256.4
12-31-2030	63,902.6	7,348.8	4,703.2	0.0	12,052.0	0.0	0.0	638.4	51,212.1
12-31-2031	68,869.7	7,920.0	5,068.8	0.0	12,988.8	27,270.0	0.0	2,728.3	25,882.6
12-31-2032	76,532.8	8,801.3	5,632.8	0.0	14,434.1	0.0	0.0	750.8	61,347.9
12-31-2033	83,507.3	9,603.3	6,146.1	0.0	15,749.5	0.0	0.0	813.8	66,944.1
12-31-2034	89,117.4	10,248.5	6,559.0	0.0	16,807.5	0.0	0.0	872.0	71,437.9
Subtotal	663,596.3	76,313.6	48,085.9	0.0	124,399.5	54,540.0	0.0	10,663.2	473,993.6
Remaining	4,012,015.0	461,381.7	295,284.3	0.0	756,666.0	408,292.5	32,985.0	69,410.7	2,744,660.7
Total	4,675,611.3	537,695.3	343,370.2	0.0	881,065.5	462,832.5	32,985.0	80,073.9	3,218,654.4

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	6,467.2	23.0	1,487.5	4,979.7	4,859.7	4,748.0	4,643.6	4,545.9
12-31-2021	-	0.0	861.1	23.0	198.1	663.0	616.3	574.7	537.6	504.4
12-31-2022	-	0.0	13,196.3	23.0	3,035.1	10,161.1	8,994.3	8,006.8	7,164.7	6,441.5
12-31-2023	-	0.0	16,796.7	23.0	3,863.2	12,933.4	10,903.1	9,264.9	7,930.0	6,832.5
12-31-2024	-	0.0	-22,901.4	23.0	691.2	-23,592.6	-18,941.9	-15,364.1	-12,578.7	-10,386.3
12-31-2025	3.5	5,303.0	10,073.9	23.0	1,689.8	8,384.1	6,410.9	4,963.6	3,887.1	3,075.8
12-31-2026	27.5	13,292.6	17,406.9	23.0	3,376.4	14,030.5	10,217.4	7,551.3	5,656.4	4,289.4
12-31-2027	36.8	22,281.8	18,397.9	23.0	3,604.3	14,793.6	10,260.2	7,238.2	5,186.1	3,768.9
12-31-2028	44.3	30,161.3	16,575.3	23.0	3,185.1	13,390.2	8,844.6	5,955.9	4,081.8	2,842.8
12-31-2029	46.8	25,599.1	23,657.4	23.0	4,814.0	18,843.4	11,853.9	7,619.5	4,994.9	3,333.8
12-31-2030	46.8	23,967.3	27,244.9	23.0	5,639.1	21,605.7	12,944.4	7,942.3	4,980.1	3,185.4
12-31-2031	46.8	12,113.1	13,769.6	23.0	8,498.3	5,271.3	3,007.7	1,761.6	1,056.5	647.6
12-31-2032	46.8	28,710.8	32,637.1	23.0	6,252.1	26,385.0	14,338.1	8,015.8	4,598.7	2,701.4
12-31-2033	46.8	31,329.8	35,614.3	23.0	6,936.9	28,677.4	14,841.7	7,920.2	4,346.3	2,446.8
12-31-2034	46.8	33,432.9	38,005.0	23.0	7,800.3	30,204.6	14,887.7	7,583.7	3,980.7	2,147.6
Subtotal		226,191.7	247,801.9		61,071.3	186,730.6	114,038.2	73,782.4	50,465.9	36,377.5
Remaining		1,296,190.6	1,448,470.1		329,720.9	1,118,749.2	274,342.8	83,714.4	30,194.4	12,279.8
Total		1,522,382.3	1,696,272.0		390,792.2	1,305,479.8	388,380.9	157,496.8	80,660.3	48,657.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	8,301.5	954.7	458.2	0.0	1,412.9	0.0	0.0	81.0	6,807.6
12-31-2021	884.4	101.7	48.8	0.0	150.5	0.0	0.0	9.1	724.8
12-31-2022	12,359.6	1,421.4	682.3	0.0	2,103.6	0.0	0.0	126.4	10,129.6
12-31-2023	-118.7	-13.7	-6.6	0.0	-20.2	0.0	0.0	-1.1	-97.4
12-31-2024	3,242.8	372.9	-53.0	0.0	320.0	27,270.0	0.0	2,076.4	-26,423.5
12-31-2025	5,238.8	602.5	385.6	0.0	988.0	0.0	0.0	49.8	4,201.0
12-31-2026	7,194.0	827.3	529.5	0.0	1,356.8	0.0	0.0	67.8	5,769.4
12-31-2027	13,043.2	1,500.0	960.0	0.0	2,459.9	0.0	0.0	125.2	10,458.1
12-31-2028	21,528.3	2,475.8	1,584.5	0.0	4,060.2	0.0	0.0	209.0	17,259.1
12-31-2029	27,905.4	3,209.1	2,053.8	0.0	5,263.0	0.0	0.0	273.2	22,369.2
12-31-2030	36,853.3	4,238.1	2,712.4	0.0	6,950.5	0.0	0.0	362.4	29,540.4
12-31-2031	42,166.0	4,849.1	3,103.4	0.0	7,952.5	0.0	0.0	414.5	33,799.0
12-31-2032	47,895.8	5,508.0	3,525.1	0.0	9,033.2	0.0	0.0	467.1	38,395.6
12-31-2033	51,488.8	5,921.2	3,789.6	0.0	9,710.8	0.0	0.0	500.1	41,277.9
12-31-2034	54,330.9	6,248.0	3,998.8	0.0	10,246.8	27,270.0	0.0	2,575.0	14,239.0
Subtotal	332,314.1	38,216.1	23,772.4	0.0	61,988.6	54,540.0	0.0	7,335.6	208,450.0
Remaining	4,060,161.3	466,918.5	298,827.9	0.0	765,746.4	408,292.5	32,985.0	69,250.7	2,783,886.7
Total	4,392,475.4	505,134.7	322,600.3	0.0	827,735.0	462,832.5	32,985.0	76,586.3	2,992,336.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	6,807.6	23.0	1,565.7	5,241.8	5,115.5	4,997.9	4,888.0	4,785.1
12-31-2021	-	0.0	724.8	23.0	166.7	558.1	518.7	483.8	452.6	424.6
12-31-2022	-	0.0	10,129.6	23.0	2,329.8	7,799.8	6,904.2	6,146.1	5,499.7	4,944.6
12-31-2023	-	0.0	-97.4	23.0	-22.4	-75.0	-63.2	-53.7	-46.0	-39.6
12-31-2024	-	0.0	-26,423.5	23.0	-118.9	-26,304.6	-21,119.3	-17,130.3	-14,024.6	-11,580.2
12-31-2025	13.4	489.1	3,711.9	23.0	226.5	3,485.4	2,665.1	2,063.4	1,615.9	1,278.7
12-31-2026	31.0	2,092.8	3,676.6	23.0	218.4	3,458.2	2,518.4	1,861.2	1,394.2	1,057.2
12-31-2027	39.8	5,217.6	5,240.5	23.0	578.1	4,662.4	3,233.6	2,281.2	1,634.5	1,187.8
12-31-2028	46.1	8,927.0	8,332.1	23.0	1,289.2	7,043.0	4,652.1	3,132.7	2,147.0	1,495.3
12-31-2029	46.8	10,468.8	11,900.4	23.0	2,109.9	9,790.5	6,159.0	3,958.9	2,595.2	1,732.1
12-31-2030	46.8	13,824.9	15,715.5	23.0	2,987.4	12,728.1	7,625.7	4,678.9	2,933.8	1,876.6
12-31-2031	46.8	15,817.9	17,981.1	23.0	3,508.4	14,472.6	8,257.9	4,836.5	2,900.8	1,778.1
12-31-2032	46.8	17,969.1	20,426.5	23.0	4,070.9	16,355.6	8,887.9	4,968.9	2,850.6	1,674.6
12-31-2033	46.8	19,318.1	21,959.9	23.0	4,423.6	17,536.3	9,075.7	4,843.2	2,657.8	1,496.2
12-31-2034	46.8	6,663.9	7,575.2	23.0	7,387.2	188.0	92.7	47.2	24.8	13.4
Subtotal		100,789.2	107,660.8		30,720.5	76,940.3	44,523.9	27,116.0	17,524.3	12,124.4
Remaining		1,306,774.8	1,477,111.8		348,469.4	1,128,642.5	257,336.0	73,704.8	25,362.8	9,993.0
Total		1,407,564.0	1,584,772.6		379,189.9	1,205,582.8	301,859.9	100,820.7	42,887.1	22,117.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate ⁽²⁾	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	10,743,043	11,378,939	11,448,743	82,537	83,800	84,167	130	136	136	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,674,890	5,197,367	5,273,916	41,177	48,371	49,071	114	107	107	0.30	0.34	0.39
C Sand	1,930,119	2,327,957	2,464,265	19,413	24,373	25,789	99	96	96	0.66	0.73	0.74

Reservoir	Porosity ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.23	0.23	0.23	0.73	0.75	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.22	0.69	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.22	0.22	0.74	0.76	0.81	374	374	374	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the B and C Sands result in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽⁴⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	211,132.7	24,280.3	11,654.5	0.0	35,934.8	49,037.3	0.0	27,669.8	98,490.8
12-31-2021	254,752.4	29,296.5	14,062.3	0.0	43,358.9	6,469.7	0.0	25,764.6	179,159.2
12-31-2022	257,235.7	29,582.1	14,199.4	0.0	43,781.5	975.0	0.0	25,455.0	187,024.2
12-31-2023	293,186.1	33,716.4	16,183.9	0.0	49,900.3	0.0	0.0	25,778.5	217,507.4
12-31-2024	301,952.2	34,724.5	16,667.8	0.0	51,392.3	0.0	0.0	25,834.5	224,725.4
12-31-2025	332,752.0	38,266.5	19,757.2	0.0	58,023.7	0.0	0.0	26,113.2	248,615.1
12-31-2026	348,969.9	40,131.5	25,684.2	0.0	65,815.7	0.0	0.0	26,251.3	256,902.8
12-31-2027	350,152.7	40,267.6	25,771.2	0.0	66,038.8	54,540.0	0.0	30,321.3	199,252.6
12-31-2028	367,975.4	42,317.2	27,063.0	0.0	69,400.2	0.0	0.0	26,389.0	272,186.3
12-31-2029	379,939.1	43,693.0	27,963.5	0.0	71,656.5	0.0	0.0	33,817.4	274,465.2
12-31-2030	393,233.3	45,221.8	28,942.0	0.0	74,163.8	0.0	0.0	26,601.9	292,467.6
12-31-2031	407,497.7	46,862.2	29,991.8	0.0	76,854.1	0.0	0.0	26,716.8	303,926.8
12-31-2032	414,905.5	47,714.1	30,537.0	0.0	78,251.2	0.0	0.0	26,766.2	309,888.1
12-31-2033	420,326.2	48,337.5	30,936.0	0.0	79,273.5	0.0	0.0	26,796.3	314,256.4
12-31-2034	426,726.3	49,073.5	31,407.1	0.0	80,480.6	0.0	0.0	34,164.7	312,081.0
Subtotal	5,160,737.2	593,484.8	350,841.0	0.0	944,325.7	111,022.0	0.0	414,440.6	3,690,948.9
Remaining	11,183,732.5	1,286,129.2	823,122.7	0.0	2,109,251.9	408,292.5	53,031.0	860,959.6	7,752,197.4
Total	16,344,469.6	1,879,614.0	1,173,963.7	0.0	3,053,577.7	519,314.5	53,031.0	1,275,400.2	11,443,146.2

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	98,490.8	23.0	0.0	98,490.8	96,117.2	93,907.3	91,843.1	89,909.4
12-31-2021	-	0.0	179,159.2	23.0	25,905.5	153,253.7	142,438.4	132,837.9	124,269.4	116,584.1
12-31-2022	-	0.0	187,024.2	23.0	26,565.1	160,459.1	142,033.6	126,439.4	113,140.9	101,721.1
12-31-2023	-	0.0	217,507.4	23.0	33,265.8	184,241.6	155,319.2	131,981.6	112,965.4	97,331.5
12-31-2024	-	0.0	224,725.4	23.0	34,925.9	189,799.5	152,385.3	123,602.7	101,194.0	83,556.3
12-31-2025	-	0.0	248,615.1	23.0	40,420.5	208,194.6	159,194.6	123,256.4	96,523.1	76,378.7
12-31-2026	13.2	33,956.5	222,946.3	23.0	34,516.7	188,429.6	137,220.4	101,413.7	75,964.9	57,606.4
12-31-2027	29.0	57,715.7	141,536.9	23.0	27,709.5	113,827.4	78,945.4	55,693.1	39,903.7	28,999.3
12-31-2028	36.5	99,415.6	172,770.7	23.0	21,721.9	151,048.8	99,771.9	67,186.1	46,045.3	32,068.4
12-31-2029	43.8	120,293.2	154,172.1	23.0	17,444.2	136,727.9	86,011.9	55,287.4	36,243.3	24,190.0
12-31-2030	46.8	136,874.8	155,592.8	23.0	33,294.4	122,298.4	73,271.2	44,957.0	28,189.9	18,030.9
12-31-2031	46.8	142,237.7	161,689.0	23.0	35,272.0	126,417.0	72,132.1	42,246.4	25,338.5	15,531.8
12-31-2032	46.8	145,027.6	164,860.5	23.0	36,031.0	128,829.5	70,008.2	39,138.7	22,453.9	13,190.1
12-31-2033	46.8	147,072.0	167,184.4	23.0	36,565.5	130,618.9	67,600.6	36,074.9	19,796.4	11,144.5
12-31-2034	46.8	146,053.9	166,027.1	23.0	36,299.3	129,727.8	63,942.3	32,571.6	17,096.8	9,223.7
Subtotal		1,028,647.0	2,662,301.8		439,937.3	2,222,364.5	1,596,392.3	1,206,594.4	950,968.6	775,466.2
Remaining		3,653,787.2	4,098,410.2		945,504.0	3,152,906.1	824,228.7	259,601.8	94,517.6	38,376.6
Total		4,682,434.3	6,760,712.0		1,385,441.3	5,375,270.7	2,420,621.1	1,466,196.2	1,045,486.2	813,842.9

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved (1P) reserves; 1P is inclusive of proved developed producing reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors.
Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	256,932.2	29,547.2	14,182.7	0.0	43,729.9	49,037.3	0.0	28,137.8	136,027.3
12-31-2021	292,564.4	33,644.9	16,149.6	0.0	49,794.5	6,469.7	0.0	26,172.8	210,127.4
12-31-2022	281,727.9	32,398.7	15,551.4	0.0	47,950.1	975.0	0.0	25,716.4	207,086.4
12-31-2023	329,365.3	37,877.0	18,181.0	0.0	56,058.0	0.0	0.0	26,156.6	247,150.8
12-31-2024	350,204.5	40,273.5	19,331.3	0.0	59,604.8	27,270.0	0.0	28,379.7	234,949.9
12-31-2025	367,881.5	42,306.4	25,733.4	0.0	68,039.7	0.0	0.0	26,474.3	273,367.5
12-31-2026	374,300.8	43,044.6	27,548.5	0.0	70,593.1	0.0	0.0	26,513.6	277,194.2
12-31-2027	382,838.2	44,026.4	28,176.9	0.0	72,203.3	0.0	0.0	26,566.4	284,068.5
12-31-2028	389,993.6	44,849.3	28,703.5	0.0	73,552.8	0.0	0.0	26,614.2	289,826.6
12-31-2029	394,894.6	45,412.9	29,064.2	0.0	74,477.1	0.0	0.0	33,969.9	286,447.6
12-31-2030	400,669.6	46,077.0	29,489.3	0.0	75,566.3	0.0	0.0	26,676.8	298,426.5
12-31-2031	406,185.9	46,711.4	29,895.3	0.0	76,606.7	27,270.0	0.0	28,756.2	273,553.1
12-31-2032	413,745.2	47,580.7	30,451.6	0.0	78,032.4	0.0	0.0	26,761.3	308,951.6
12-31-2033	419,562.0	48,249.6	30,879.8	0.0	79,129.4	0.0	0.0	26,793.8	313,638.8
12-31-2034	426,523.1	49,050.2	31,392.1	0.0	80,442.3	0.0	0.0	34,165.7	311,915.1
Subtotal	5,487,388.7	631,049.7	374,730.5	0.0	1,005,780.2	111,022.0	0.0	417,855.2	3,952,731.3
Remaining	12,408,083.1	1,426,929.6	913,234.9	0.0	2,340,164.5	408,292.5	53,031.0	871,497.7	8,735,097.5
Total	17,895,471.8	2,057,979.3	1,287,965.4	0.0	3,345,944.7	519,314.5	53,031.0	1,289,352.9	12,687,828.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	136,027.3	23.0	8,403.1	127,624.2	124,548.5	121,684.9	119,010.2	116,504.4
12-31-2021	-	0.0	210,127.4	23.0	33,258.5	176,869.0	164,387.1	153,307.2	143,418.4	134,548.8
12-31-2022	-	0.0	207,086.4	23.0	31,179.4	175,907.0	155,707.6	138,612.2	124,033.4	111,514.1
12-31-2023	-	0.0	247,150.8	23.0	40,083.7	207,067.0	174,561.5	148,332.6	126,960.5	109,389.7
12-31-2024	-	0.0	234,949.9	23.0	43,236.0	191,713.9	153,922.4	124,849.4	102,214.7	84,399.1
12-31-2025	3.5	9,649.5	263,718.0	23.0	43,267.0	220,451.0	168,566.4	130,512.6	102,205.4	80,875.2
12-31-2026	27.5	76,151.3	201,042.8	23.0	28,851.7	172,191.1	125,395.0	92,674.1	69,418.4	52,642.0
12-31-2027	36.8	104,569.8	179,498.7	23.0	23,896.6	155,602.2	107,918.5	76,132.6	54,548.4	39,642.1
12-31-2028	44.3	128,358.8	161,467.7	23.0	19,749.4	141,718.3	93,608.9	63,035.9	43,201.1	30,087.5
12-31-2029	46.8	134,057.5	152,390.1	23.0	17,661.6	134,728.5	84,754.2	54,479.0	35,713.3	23,836.2
12-31-2030	46.8	139,663.6	158,762.9	23.0	34,650.7	124,112.2	74,357.9	45,623.8	28,608.0	18,298.3
12-31-2031	46.8	128,022.8	145,530.2	23.0	38,141.2	107,389.0	61,275.0	35,887.6	21,524.6	13,194.0
12-31-2032	46.8	144,589.4	164,362.3	23.0	35,916.4	128,445.9	69,799.7	39,022.2	22,387.1	13,150.9
12-31-2033	46.8	146,783.0	166,855.8	23.0	36,489.9	130,365.9	67,469.7	36,005.0	19,758.0	11,122.9
12-31-2034	46.8	145,976.3	165,938.9	23.0	36,592.6	129,346.2	63,754.2	32,475.8	17,046.5	9,196.6
Subtotal		1,157,821.9	2,794,909.4		471,377.8	2,323,531.6	1,690,026.5	1,292,634.8	1,030,047.9	848,401.8
Remaining		4,105,893.1	4,629,204.3		1,061,203.5	3,568,000.8	880,410.9	268,559.0	96,427.3	38,985.4
Total		5,263,715.1	7,424,113.7		1,532,581.3	5,891,532.4	2,570,437.4	1,561,193.8	1,126,475.1	887,387.3

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable (2P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors.
Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	281,391.9	32,360.1	15,532.8	0.0	47,892.9	49,037.3	0.0	28,397.9	156,063.9
12-31-2021	311,390.4	35,809.9	17,188.7	0.0	52,998.6	6,469.7	0.0	26,362.6	225,559.4
12-31-2022	316,181.4	36,360.9	17,453.2	0.0	53,814.1	975.0	0.0	26,058.3	235,334.1
12-31-2023	353,266.8	40,625.7	19,500.3	0.0	60,126.0	0.0	0.0	26,379.3	266,761.5
12-31-2024	363,288.6	41,778.2	21,388.8	0.0	63,167.0	27,270.0	0.0	28,494.1	244,357.5
12-31-2025	371,321.8	42,702.0	27,329.3	0.0	70,031.3	0.0	0.0	26,495.1	274,795.5
12-31-2026	378,396.3	43,515.6	27,850.0	0.0	71,365.5	0.0	0.0	26,538.9	280,491.9
12-31-2027	387,656.3	44,580.5	28,531.5	0.0	73,112.0	0.0	0.0	26,596.2	287,948.2
12-31-2028	395,183.3	45,446.1	29,085.5	0.0	74,531.6	0.0	0.0	26,646.4	294,005.3
12-31-2029	400,832.5	46,095.7	29,501.3	0.0	75,597.0	0.0	0.0	34,007.5	291,228.0
12-31-2030	406,652.2	46,765.0	29,929.6	0.0	76,694.6	0.0	0.0	26,713.9	303,243.8
12-31-2031	412,459.6	47,432.9	30,357.0	0.0	77,789.9	0.0	0.0	26,749.8	307,919.9
12-31-2032	420,272.1	48,331.3	30,932.0	0.0	79,263.3	0.0	0.0	26,801.8	314,207.0
12-31-2033	426,538.8	49,052.0	31,393.3	0.0	80,445.2	0.0	0.0	26,837.4	319,256.2
12-31-2034	433,760.8	49,882.5	31,924.8	0.0	81,807.3	27,270.0	0.0	36,255.8	288,427.7
Subtotal	5,658,593.0	650,738.2	387,898.2	0.0	1,038,636.4	111,022.0	0.0	419,334.9	4,089,599.7
Remaining	12,978,230.8	1,492,496.5	955,197.8	0.0	2,447,694.3	408,292.5	53,031.0	876,365.8	9,192,847.2
Total	18,636,823.8	2,143,234.7	1,343,096.0	0.0	3,486,330.7	519,314.5	53,031.0	1,295,700.6	13,282,446.9

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	-	0.0	156,063.9	23.0	13,011.5	143,052.4	139,604.8	136,395.1	133,397.1	130,588.4
12-31-2021	-	0.0	225,559.4	23.0	36,807.8	188,751.6	175,431.1	163,606.9	153,053.7	143,588.2
12-31-2022	-	0.0	235,334.1	23.0	37,676.4	197,657.7	174,960.7	155,751.4	139,369.9	125,302.7
12-31-2023	-	0.0	266,761.5	23.0	44,594.2	222,167.3	187,291.3	159,149.7	136,219.0	117,366.9
12-31-2024	-	0.0	244,357.5	23.0	45,399.8	198,957.7	159,738.3	129,566.8	106,076.8	87,588.1
12-31-2025	13.4	36,719.1	238,076.4	23.0	37,369.4	200,706.9	153,469.2	118,823.6	93,051.7	73,631.8
12-31-2026	31.0	87,015.4	193,476.5	23.0	27,111.4	166,365.1	121,152.3	89,538.5	67,069.7	50,860.9
12-31-2027	39.8	114,479.5	173,468.7	23.0	22,509.6	150,959.0	104,698.2	73,860.8	52,920.7	38,459.2
12-31-2028	46.1	135,468.0	158,537.3	23.0	19,075.4	139,461.9	92,118.4	62,032.3	42,513.2	29,608.4
12-31-2029	46.8	136,294.7	154,933.3	23.0	18,246.5	136,686.8	85,986.1	55,270.8	36,232.4	24,182.7
12-31-2030	46.8	141,918.1	161,325.7	23.0	35,240.1	126,085.5	75,540.1	46,349.2	29,062.8	18,589.3
12-31-2031	46.8	144,106.5	163,813.4	23.0	36,387.8	127,425.6	72,707.6	42,583.4	25,540.6	15,655.7
12-31-2032	46.8	147,048.9	167,158.1	23.0	37,186.7	129,971.5	70,628.8	39,485.7	22,653.0	13,307.1
12-31-2033	46.8	149,411.9	169,844.3	23.0	37,804.5	132,039.8	68,336.0	36,467.3	20,011.7	11,265.7
12-31-2034	46.8	134,984.2	153,443.5	23.0	40,304.4	113,139.1	55,765.8	28,406.6	14,910.6	8,044.2
Subtotal		1,227,446.2	2,862,153.5		488,725.6	2,373,427.9	1,737,428.7	1,337,288.0	1,072,082.8	888,039.3
Remaining		4,314,295.4	4,878,551.7		1,131,634.7	3,746,917.1	924,071.8	281,267.7	100,744.0	40,648.9
Total		5,541,741.7	7,740,705.2		1,620,360.3	6,120,345.0	2,661,500.5	1,618,555.6	1,172,826.8	928,688.2

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors.
Remaining represents estimates after December 31, 2034, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Ratio's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio and are its expected corporate income taxes per year.

January 13, 2020


Mr. Ligad Rotlevy
Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership
Ratio Oil Exploration (Finance) Ltd.
85 Yehuda Halevi Street
Tel Aviv 65796
Israel

Dear Mr. Rotlevy:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership (Ratio) and Ratio Oil Exploration (Finance) Ltd. to use our report dated January 13, 2020, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved developed producing, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2019, to the Ratio interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The January 13 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2019, to the Ratio interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

RBT:MDK