

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

("השותפות")

13 בינואר, 2020

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

א.ג.נ.,

הנדון: דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לויתן

בהמשך לאמור בסעיף 7.4.10 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2018, כפי שפורסם ביום 24.3.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-023982) (להלן: "**הדוח התקופתי**") בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, שבשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" (להלן: "**מאגר לויתן**" או "**המאגר**", "**חזקת לויתן דרום**" ו-"**חזקת לויתן צפון**", בהתאמה) (חזקות לויתן דרום ולויתן צפון יקראו יחד להלן: "**חזקות לויתן**"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, כדלקמן:

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן: "**NSAI**" או "**מעריך העתודות**"), חלק מהמשאבים במאגר לויתן 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)(3) להלן.
- דוח משאבים מותנים, בו חולקו המשאבים לשתי קטגוריות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

- (1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים מותנים ביחס לשלב 1 א' לפיתוח מאגר לויתן, 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 7.4.5(ב)(4) לדוח התקופתי), בהקמת תשתיות נלוות ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.
- (2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המותנים בקבלת החלטות השקעה נוספות, בהתאם לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לויתן (מעבר לשלב 1א' לתכנית הפיתוח של המאגר) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי.

יצוין כי, בדוח העתודות והמשאבים המותנים הנוכחי חל שינוי מהותי (עליה) בהערכת כמויות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן ביחס לדוח העתודות והמשאבים המותנים הקודם שפורסם בדוח התקופתי, כך שסך המשאבים (גז טבעי) באומדן הטוב ביותר (2P+2C) עלה מכ- 21.5 TCF לכ- 22.9 TCF (עליה של כ- 40.5 BCM), כמפורט בסעיף 1(ג) 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 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבמאגר לווייתן המסווגות כעתודות בהפקה (on production), הינן כמפורט להלן:

קטגוריית עתודות ²		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ³	
		קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)		20.8	11,577.3	7.4	4,132.5
עתודות צפויות (Probable Reserves)		3.4	1,908.9	1.2	675.1
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)		24.2	13,486.2	8.6	4,807.6
עתודות אפשריות (Possible Reserves)		2.1	1,145.1	0.7	405.0
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)		26.3	14,631.3	9.4	5,212.5

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 וסיכונים 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 מפותחים בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על

¹ לפרטים אודות אומדן משאבים במאגר לווייתן שבוצע על-ידי משרד האנרגיה, באמצעות יועצים חיצוניים, ראו סעיף 7.25.5(א) לדוח התקופתי.

² הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

³ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,680 BCF ושל כ-3.0 מיליון חביות קונדנסט משלב א' (להלן: "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 7.4.7 לדוח התקופתי.

יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה 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, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר לווייתן, 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 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, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לווייתן 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 בהתאם לנוסחאות המחיר בהסכמים קיימים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן, בהתאם להנחות השותפות ביחס למחירים בהסכמים עתידיים, ובהתאם לנוסחאות המחיר בהתאם להוראות מתווה הגז. נוסחאות מחיר כאמור כוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל⁴, 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 (ראו הדוחות המיידים של השותפות מהימים 2.10.2019 ו- 24.12.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-100243 ו- 2019-01-112932, בהתאמה)) (להלן: "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 למצרים⁵ וכן עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר שבהסכמי אספקת הגז, כמפורט לעיל. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות⁶; (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 Brent Crude (לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן, ראו הדוח המיידים של השותפות מיום 15.12.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-109239)). הנתונים בדבר מחירי הקונדנסט כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות; (ד) לצורך חישוב מחיר הברנט נעשה שימוש בממוצע תחזיות מחיר 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 באזור; (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 וכן הוצאות תקורה והנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את העלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות אלו מחולקות להוצאות ברמת השדה ולהוצאות ליחידת תפוקה ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה. עלויות התפעול שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על

⁴ תעריף ייצור החשמל המשוקלל (להלן: "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.

⁵ הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסויימים הקבועים בהסכם. יצוין כי, לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

⁶ 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, ועליה בשיעור ממוצע של כ-2.3% לשנה לאחר מכן; (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.

תוכנית הפיתוח בפרויקט ועל ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים; (ו) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מעתודות הינן הוצאות 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 בהן⁷, דמי השתתפות לווייתן, כהגדרת מונח זה בדוח המידי מיום 2.10.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-100249), ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. היקף ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון 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, לציד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, והינן מעבר להוצאות כפי שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח למאגר לווייתן, 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 נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים ואינן מותאמות לשינויי 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 של הבארות וסגירת הפרויקט, אולם אין הדבר בהכרח כאמור (התאריך הנוכחי של פקיעת החזקות הינו 13.2.2044). עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לווייתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה; (ח) תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהוון 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 חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א - 2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי. הוצאות הפחת לצורכי מס חושבו בהתאם לשיעורי הפחת הקבועים בחוק; (ט) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות המשאבים המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (י) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה ממאגר לווייתן 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 ותנין⁸), והיקף 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 לווייתן למכירת גז טבעי ממשאבים מותנים שסווגו לעיל בקטגוריית פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות למתקן ההנזלה ELNG המופעל על ידי חברת Shell במצרים, כמפורט בסעיף 7.13.5(ב)3 לדוח התקופתי, ומכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו דוח מידי מיום 30.7.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-065274)), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים; (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הכנסות מהסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל לישראל בע"מ⁹ (לפרטים ראו דוח מידי מהימים 12.6.2019 ו-29.10.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-049854 ו-2019-01-091575, בהתאמה) וכן הכנסות מייצוא גז לשוק הירדני ולשוק המצרי, בין היתר, בהתבסס על הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 7.13.5(ב)1 לדוח התקופתי, והסכם הייצוא למצרים; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות

⁷ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג"ז. לפרטים ראו 7.14.2(ב)2(ב) לדוח התקופתי.

⁸ הנחת העבודה היא כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל והפקה מסחרית מפרויקט כריש ותנין תחל במהלך שנת 2021. לפרטים אודות תחזית מכירות הגז הטבעי מפרויקט תמר, ראו דוח מידי מיום 10.1.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-004515).

⁹ לפרטים בקשר עם ההליך המשפטי המתנהל בעניין זכייית שותפי לווייתן בהליך התחרותי שערכה חברת החשמל, ראו הדוחות המידיים מהימים 18.4.2019, 7.7.2019, 19.8.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-036000, 2019-01-057993, 2019-01-072006, בהתאמה) ובסעיף 13(ד) לעדכון פרק תיאור עסקי השותפות במסגרת הדוח הרבעוני ליום 30.9.2019, כפי שפורסם ביום 25.11.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-101553).

בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים למדינה בשיעור של 11.5%, ושל התמלוגים בפועל לצדדים קשורים ושלישיים בשיעור של 4.14% לפני מועד החזר ההשקעה ו- 8.74% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות. לפרטים נוספים בעניין ראו סעיף 7.27.12(ג)2) לדוח התקופתי; (יג) בחישוב התזרים המהווך נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי מיזם לווייתן לרשות המסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט.¹⁰ חישובי ההיטל נעשו בהתאם להחלטת רשות המסים מיום 10.10.2018 לעניין איחוד המיזמים הפועלים בחזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון 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 ויופקו החל מיום 1.1.2020. יובהר, כי הכנסות שיתקבלו בשנת 2020 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2019 לא נכללו בתזרים המהווך. עוד יצוין, כי הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה.

יצוין, כי התזרים המהווך עודכן ביחס לתזרים המהווך הקודם מהסיבות העיקריות הבאות:

- א. עודכנו הן השקעות שבוצעו עד למועד פרסום דוח זה והן פריסת עלות הפיתוח הצפויה של שלב 1א' 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 חשמל, 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.

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:

¹⁰ יצוין, כי נכון למועד זה, נחתמו שומות היטל עם רשות המסים עד וכולל בגין שנת 2017.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>						<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב- 20%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 7.5%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
244,389	249,645	255,256	258,207	261,263	267,715	-	-	267,715	-	148,223	78,683	-	91,701	586,322	7.17	455	31.12.2020
335,366	357,474	382,122	395,529	409,739	440,851	63,108	-	503,959	-	19,556	79,875	-	111,866	715,255	8.66	549	31.12.2021
273,703	304,430	340,213	360,339	382,172	431,750	64,686	-	496,437	-	2,947	79,214	-	107,270	685,867	7.75	492	31.12.2022
259,391	301,055	351,734	381,206	413,929	491,008	81,168	-	572,176	-	-	79,924	-	120,897	772,998	8.44	536	31.12.2023
224,158	271,474	331,590	367,732	408,806	509,177	86,595	-	595,773	-	-	80,106	-	125,305	801,184	8.51	540	31.12.2024
199,862	252,574	322,528	365,999	416,568	544,787	97,232	-	642,019	-	-	80,638	-	144,012	866,670	9.02	572	31.12.2025
162,883	214,791	286,748	332,964	387,992	532,786	93,647	-	626,433	-	-	80,753	-	179,457	886,643	9.02	572	31.12.2026
117,825	162,129	226,282	268,864	320,757	462,483	72,647	111,385	646,516	-	-	80,900	-	184,590	912,005	9.02	572	31.12.2027
86,559	124,286	181,349	220,486	269,305	407,711	56,287	196,529	660,528	-	-	81,008	-	188,173	929,709	9.04	574	31.12.2028
65,523	98,171	149,755	186,308	232,978	370,350	45,127	235,824	651,301	-	-	101,691	-	191,080	944,073	9.02	572	31.12.2029
45,337	70,881	113,040	143,902	184,233	307,507	87,144	284,304	678,954	-	-	81,114	-	192,876	952,944	8.95	568	31.12.2030
34,179	55,760	92,967	121,102	158,734	278,193	80,498	309,068	667,759	-	-	80,936	-	189,990	938,685	8.63	548	31.12.2031
28,117	47,865	83,432	111,208	149,236	274,626	79,548	311,566	665,740	-	-	80,869	-	189,461	936,070	8.46	537	31.12.2032
23,721	42,136	76,785	104,728	143,887	278,022	80,563	315,446	674,030	-	-	80,907	-	191,574	946,511	8.39	532	31.12.2033
19,535	36,209	68,984	96,276	135,424	274,751	79,586	311,710	666,046	-	-	101,591	-	194,797	962,434	8.34	529	31.12.2034
12,202	23,600	47,004	67,127	96,670	205,933	61,174	234,973	502,080	-	-	71,034	-	145,434	718,549	8.26	524	31.12.2035
10,193	20,572	42,836	62,596	92,292	206,438	61,663	235,848	503,949	-	-	71,028	-	145,907	720,884	8.19	519	31.12.2036
8,464	17,826	38,805	58,024	87,588	205,710	61,446	235,017	502,172	-	-	70,982	-	145,444	718,598	8.08	513	31.12.2037
7,050	15,494	35,261	53,952	83,380	205,618	61,418	234,912	501,949	-	-	70,955	-	145,381	718,285	8.00	507	31.12.2038
5,660	12,978	30,879	48,346	76,495	198,073	59,165	226,292	483,529	-	-	91,555	-	145,934	721,018	7.92	503	31.12.2039
4,932	11,802	29,357	47,032	76,188	207,142	61,874	236,653	505,668	-	-	70,943	-	146,322	722,932	7.87	499	31.12.2040
4,142	10,341	26,891	44,083	73,111	208,716	62,344	238,451	509,510	-	-	70,941	-	147,296	727,747	7.77	493	31.12.2041
3,491	9,095	24,726	41,476	70,426	211,102	63,056	241,177	515,335	-	-	70,962	-	148,779	735,076	7.70	488	31.12.2042
2,946	8,009	22,764	39,073	67,924	213,782	63,857	244,239	521,878	-	-	70,988	-	150,447	743,313	7.63	484	31.12.2043
2,394	6,793	20,184	35,451	63,095	208,513	62,283	238,219	509,015	-	-	91,637	-	152,422	753,074	7.58	481	31.12.2044
2,094	6,199	19,257	34,608	63,062	218,824	65,363	249,999	534,185	-	-	71,037	-	153,582	758,804	7.50	475	31.12.2045
1,766	5,456	17,720	32,587	60,793	221,498	66,162	253,054	540,714	-	-	71,065	-	155,246	767,024	7.43	471	31.12.2046
1,491	4,805	16,314	30,700	58,636	224,322	67,005	256,280	547,607	-	-	71,096	-	157,003	775,706	7.37	467	31.12.2047
1,261	4,241	15,055	28,990	56,688	227,712	68,018	260,154	555,884	-	-	71,142	-	159,115	786,142	7.32	465	31.12.2048
1,021	3,583	13,296	26,197	52,447	221,209	66,075	252,724	540,009	-	-	91,758	-	160,318	792,085	7.24	459	31.12.2049
890	3,258	12,640	25,484	52,235	231,331	69,099	264,288	564,718	-	-	71,154	-	161,360	797,233	7.15	454	31.12.2050

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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
745	2,849	11,555	23,838	50,023	232,614	69,482	265,754	567,849	-	-	71,148	-	162,153	801,151	7.06	448	31.12.2051
626	2,496	10,583	22,341	47,997	234,353	70,001	267,740	572,094	-	-	71,155	-	163,232	806,480	6.98	442	31.12.2052
520	2,163	9,589	20,713	45,560	233,576	69,769	266,852	570,197	-	-	71,096	-	162,735	804,029	6.83	433	31.12.2053
414	1,799	8,336	18,425	41,493	223,361	66,718	255,183	545,263	-	-	91,620	-	161,616	798,499	6.66	422	31.12.2054
353	1,599	7,749	17,525	40,406	228,385	68,219	260,922	557,527	-	-	70,889	-	159,468	787,884	6.45	409	31.12.2055
284	1,343	6,803	15,745	37,167	220,578	65,887	252,003	538,467	-	-	70,657	-	154,572	763,696	6.14	390	31.12.2056
217	1,069	5,664	13,413	32,414	201,990	60,335	230,767	493,091	-	-	70,156	-	142,930	706,177	5.58	354	31.12.2057
171	883	4,887	11,842	29,299	191,707	57,263	219,019	467,989	-	-	69,868	-	136,487	674,343	5.23	332	31.12.2058
133	715	4,139	10,263	25,997	178,610	53,351	204,056	436,017	-	-	90,330	-	133,566	659,913	5.03	319	31.12.2059
118	663	4,015	10,187	26,419	190,585	56,928	217,737	465,250	-	-	69,783	-	135,770	670,803	5.02	318	31.12.2060
100	583	3,688	9,575	25,424	192,574	57,522	220,009	470,105	-	-	69,804	-	137,008	676,916	4.97	315	31.12.2061
86	525	3,475	9,233	25,098	199,609	53,590	222,739	475,939	-	-	69,835	-	138,496	684,270	4.93	313	31.12.2062
73	462	3,196	8,689	24,183	201,950	54,290	225,414	481,654	-	-	69,864	-	139,954	691,472	4.89	310	31.12.2063
(18)	(119)	(860)	(2,392)	(6,816)	(59,770)	-	-	(59,770)	60,592	-	65,054	-	16,717	82,594	0.57	36	31.12.2064
2,194,365	2,769,963	3,758,597	4,579,972	5,850,717	11,957,760	2,891,195	9,086,305	23,935,260	60,592	170,726	3,467,746	-	6,767,741	34,402,066	327.8	20,793	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (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 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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
104,409	106,654	109,051	110,312	111,618	114,374	24,451	-	138,825	-	-	1,601	-	26,034	166,461	2.08	132	31.12.2020
75,311	80,276	85,811	88,821	92,012	98,999	39,284	-	138,283	-	-	1,664	-	25,945	165,892	2.17	138	31.12.2021
47,630	52,978	59,205	62,707	66,506	75,134	22,443	-	97,577	-	-	1,148	-	18,303	117,028	1.57	100	31.12.2022
54,485	63,236	73,881	80,072	86,946	103,136	30,807	-	133,943	-	-	1,552	-	25,120	160,614	2.08	132	31.12.2023
58,010	70,255	85,812	95,165	105,795	131,770	39,360	-	171,129	-	-	2,237	-	60,348	233,714	2.95	187	31.12.2024
29,034	36,692	46,854	53,169	60,515	79,142	23,640	12,763	115,544	-	-	1,782	-	69,144	186,471	2.35	149	31.12.2025
(19,785)	(26,090)	(34,830)	(40,444)	(47,128)	(64,715)	(19,330)	185,660	101,614	-	-	1,245	-	26,102	128,960	1.66	106	31.12.2026
(11,642)	(16,020)	(22,358)	(26,566)	(31,693)	(45,697)	(13,650)	131,638	72,291	-	-	896	-	18,572	91,759	1.22	77	31.12.2027
(5,900)	(8,471)	(12,360)	(15,028)	(18,355)	(27,789)	(8,301)	93,477	57,387	-	-	715	-	14,744	72,847	0.98	62	31.12.2028
(4,729)	(7,086)	(10,809)	(13,448)	(16,816)	(26,732)	(7,985)	84,971	50,255	-	-	625	-	12,911	63,791	0.85	54	31.12.2029
(704)	(1,100)	(1,755)	(2,234)	(2,860)	(4,774)	(1,426)	57,416	51,216	-	-	620	-	13,154	64,990	0.81	52	31.12.2030
2,883	4,704	7,843	10,216	13,391	23,469	7,010	33,285	63,764	-	-	769	-	16,376	80,910	1.00	64	31.12.2031
2,751	4,682	8,162	10,879	14,599	26,865	8,025	30,693	65,582	-	-	787	-	16,842	83,211	1.02	65	31.12.2032
1,908	3,389	6,176	8,423	11,573	22,361	6,679	25,546	54,586	-	-	663	-	14,020	69,270	0.88	56	31.12.2033
1,318	2,444	4,655	6,497	9,139	18,542	5,538	21,183	45,263	-	-	544	-	11,624	57,431	0.71	45	31.12.2034
962	1,861	3,707	5,294	7,623	16,240	4,851	18,553	39,644	-	-	465	-	10,178	50,288	0.58	37	31.12.2035
694	1,400	2,915	4,259	6,279	14,046	4,196	16,047	34,288	-	-	401	-	8,803	43,492	0.50	32	31.12.2036
486	1,024	2,228	3,332	5,029	11,812	3,528	13,495	28,835	-	-	336	-	7,403	36,574	0.42	26	31.12.2037
311	684	1,557	2,383	3,682	9,080	2,712	10,374	22,167	-	-	258	-	5,691	28,115	0.32	20	31.12.2038
288	661	1,574	2,464	3,899	10,095	3,015	11,533	24,644	-	-	284	-	6,326	31,254	0.34	22	31.12.2039
297	711	1,768	2,832	4,588	12,475	3,726	14,252	30,453	-	-	350	-	7,816	38,619	0.42	27	31.12.2040
297	741	1,927	3,159	5,239	14,956	4,467	17,087	36,511	-	-	416	-	9,371	46,298	0.50	31	31.12.2041
289	753	2,046	3,433	5,829	17,471	5,219	19,960	42,650	-	-	483	-	10,945	54,078	0.57	36	31.12.2042
276	751	2,134	3,663	6,367	20,040	5,986	22,895	48,922	-	-	549	-	12,554	62,025	0.64	40	31.12.2043
260	739	2,196	3,856	6,863	22,681	6,775	25,912	55,367	-	-	617	-	14,207	70,192	0.71	45	31.12.2044
242	716	2,223	3,995	7,279	25,259	7,545	28,857	61,661	-	-	683	-	15,820	78,164	0.77	49	31.12.2045
215	665	2,159	3,970	7,406	26,984	8,060	30,828	65,872	-	-	725	-	16,900	83,497	0.81	51	31.12.2046
188	605	2,054	3,864	7,381	28,237	8,435	32,260	68,932	-	-	754	-	17,684	87,369	0.83	53	31.12.2047
159	536	1,904	3,665	7,168	28,792	8,600	32,894	70,286	-	-	763	-	18,030	89,079	0.83	53	31.12.2048
133	467	1,734	3,416	6,839	28,845	8,616	32,955	70,417	-	-	760	-	18,062	89,238	0.82	52	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (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 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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
115	421	1,635	3,296	6,755	29,915	8,936	34,177	73,028	-	-	783	-	18,731	92,542	0.83	53	31.12.2050
101	384	1,560	3,217	6,752	31,395	9,378	35,868	76,641	-	-	817	-	19,656	97,115	0.86	54	31.12.2051
89	355	1,504	3,174	6,820	33,300	9,947	38,044	81,291	-	-	862	-	20,847	103,001	0.89	57	31.12.2052
80	334	1,480	3,196	7,030	36,039	10,765	41,173	87,977	-	-	928	-	22,561	111,466	0.95	60	31.12.2053
75	328	1,519	3,358	7,562	40,705	12,159	46,504	99,367	-	-	1,042	-	25,480	125,889	1.05	67	31.12.2054
73	329	1,595	3,609	8,320	47,025	14,046	53,725	114,796	-	-	1,197	-	29,435	145,428	1.19	76	31.12.2055
75	356	1,802	4,171	9,844	58,425	17,452	66,748	142,625	-	-	1,479	-	36,568	180,672	1.45	92	31.12.2056
85	419	2,218	5,252	12,694	79,101	23,628	90,370	193,099	-	-	1,992	-	49,506	244,597	1.93	123	31.12.2057
82	424	2,350	5,694	14,087	92,174	27,532	105,305	225,012	-	-	2,309	-	57,685	285,005	2.21	140	31.12.2058
74	398	2,305	5,716	14,479	99,474	29,713	113,646	242,833	-	-	2,478	-	62,251	307,562	2.34	149	31.12.2059
61	344	2,080	5,277	13,685	98,720	29,488	112,784	240,992	-	-	2,447	-	61,775	305,214	2.28	145	31.12.2060
50	293	1,856	4,818	12,794	96,907	28,946	110,713	236,566	-	-	2,389	-	60,638	299,593	2.20	140	31.12.2061
41	252	1,670	4,436	12,060	95,916	28,650	109,581	234,147	-	-	2,353	-	60,014	296,514	2.14	136	31.12.2062
34	219	1,515	4,118	11,462	95,716	28,591	109,352	233,659	-	-	2,336	-	59,886	295,881	2.09	133	31.12.2063
8	51	371	1,032	2,940	25,776	1,912	-	27,688	-	-	275	-	7,096	35,059	0.24	15	31.12.2064
341,122	383,763	462,919	542,491	693,995	1,771,686	523,418	2,072,527	4,367,631	-	-	48,378	-	1,141,157	5,557,166	54.0	3,428	סה"כ

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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
348,798	356,300	364,307	368,519	372,880	382,089	24,451	-	406,540	-	148,223	80,284	-	117,735	752,782	9.26	587	31.12.2020
410,677	437,750	467,933	484,351	501,752	539,850	102,392	-	642,241	-	19,556	81,538	-	137,811	881,147	10.83	687	31.12.2021
321,333	357,408	399,417	423,046	448,679	506,884	87,129	-	594,013	-	2,947	80,361	-	125,573	802,895	9.32	591	31.12.2022
313,876	364,292	425,616	461,277	500,875	594,144	111,975	-	706,119	-	-	81,476	-	146,017	933,612	10.52	667	31.12.2023
282,167	341,729	417,402	462,897	514,600	640,947	125,955	-	766,902	-	-	82,343	-	185,653	1,034,898	11.46	727	31.12.2024
228,896	289,266	369,382	419,169	477,083	623,929	120,872	12,763	757,564	-	-	82,421	-	213,156	1,053,140	11.37	721	31.12.2025
143,098	188,702	251,918	292,521	340,864	468,071	74,317	185,660	728,047	-	-	81,998	-	205,558	1,015,603	10.69	678	31.12.2026
106,183	146,110	203,924	242,298	289,063	416,786	58,998	243,023	718,807	-	-	81,795	-	203,162	1,003,764	10.24	650	31.12.2027
80,659	115,815	168,989	205,458	250,949	379,923	47,987	290,006	717,915	-	-	81,723	-	202,917	1,002,555	10.02	636	31.12.2028
60,793	91,085	138,946	172,861	216,162	343,619	37,143	320,795	701,556	-	-	102,316	-	203,992	1,007,864	9.88	626	31.12.2029
44,633	69,780	111,285	141,668	181,373	302,733	85,718	341,720	730,170	-	-	81,734	-	206,030	1,017,934	9.77	619	31.12.2030
37,063	60,464	100,810	131,318	172,125	301,663	87,508	342,353	731,524	-	-	81,705	-	206,366	1,019,595	9.64	611	31.12.2031
30,868	52,547	91,594	122,087	163,835	301,491	87,573	342,259	731,323	-	-	81,656	-	206,302	1,019,281	9.48	601	31.12.2032
25,629	45,525	82,961	113,151	155,460	300,382	87,242	340,993	728,617	-	-	81,570	-	205,594	1,015,781	9.26	588	31.12.2033
20,853	38,653	73,639	102,773	144,563	293,293	85,124	332,893	711,309	-	-	102,135	-	206,421	1,019,865	9.05	574	31.12.2034
13,164	25,461	50,711	72,420	104,293	222,173	66,025	253,527	541,724	-	-	71,500	-	155,612	768,836	8.84	561	31.12.2035
10,886	21,972	45,751	66,855	98,572	220,484	65,859	251,895	538,238	-	-	71,429	-	154,710	764,376	8.69	551	31.12.2036
8,950	18,849	41,033	61,356	92,617	217,522	64,974	248,511	531,007	-	-	71,318	-	152,847	755,172	8.50	539	31.12.2037
7,362	16,178	36,818	56,334	87,062	214,699	64,131	245,286	524,116	-	-	71,213	-	151,071	746,401	8.32	528	31.12.2038
5,948	13,640	32,453	50,810	80,394	208,168	62,180	237,825	508,173	-	-	91,839	-	152,260	752,272	8.27	524	31.12.2039
5,229	12,513	31,125	49,864	80,776	219,617	65,600	250,905	536,121	-	-	71,292	-	154,138	761,551	8.29	526	31.12.2040
4,438	11,082	28,818	47,242	78,350	223,672	66,811	255,538	546,021	-	-	71,357	-	156,667	774,045	8.27	524	31.12.2041
3,780	9,847	26,773	44,909	76,254	228,573	68,275	261,137	557,985	-	-	71,445	-	159,725	789,154	8.27	524	31.12.2042
3,222	8,760	24,898	42,735	74,291	233,823	69,843	267,134	570,800	-	-	71,538	-	163,000	805,338	8.27	524	31.12.2043
2,655	7,531	22,380	39,307	69,958	231,193	69,058	264,131	564,382	-	-	92,255	-	166,629	823,266	8.29	526	31.12.2044
2,336	6,914	21,479	38,603	70,341	244,082	72,908	278,856	595,846	-	-	71,720	-	169,402	836,968	8.27	524	31.12.2045
1,981	6,121	19,879	36,557	68,199	248,482	74,222	283,882	606,586	-	-	71,789	-	172,146	850,521	8.24	523	31.12.2046
1,678	5,410	18,368	34,565	66,017	252,559	75,440	288,540	616,539	-	-	71,849	-	174,686	863,075	8.20	520	31.12.2047
1,420	4,778	16,959	32,655	63,856	256,504	76,618	293,048	626,170	-	-	71,906	-	177,145	875,220	8.15	517	31.12.2048
1,154	4,050	15,030	29,613	59,286	250,055	74,692	285,679	610,425	-	-	92,518	-	178,380	881,323	8.06	511	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+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 (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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
1,005	3,679	14,275	28,780	58,990	261,247	78,035	298,465	637,747	-	-	71,938	-	180,090	889,775	7.98	506	31.12.2050
846	3,233	13,114	27,055	56,775	264,009	78,860	301,622	644,491	-	-	71,966	-	181,809	898,265	7.91	502	31.12.2051
715	2,850	12,087	25,515	54,818	267,653	79,948	305,784	653,385	-	-	72,016	-	184,079	909,481	7.87	499	31.12.2052
600	2,497	11,068	23,909	52,590	269,615	80,534	308,026	658,174	-	-	72,024	-	185,296	915,494	7.78	493	31.12.2053
490	2,126	9,855	21,783	49,055	264,066	78,877	301,687	644,630	-	-	92,662	-	187,096	924,388	7.71	489	31.12.2054
426	1,928	9,344	21,134	48,726	275,410	82,265	314,647	672,323	-	-	72,086	-	188,902	933,311	7.64	485	31.12.2055
359	1,699	8,605	19,916	47,011	279,003	83,338	318,751	681,092	-	-	72,136	-	191,140	944,368	7.60	482	31.12.2056
302	1,488	7,882	18,665	45,107	281,091	83,962	321,137	686,190	-	-	72,147	-	192,437	950,773	7.51	476	31.12.2057
254	1,307	7,236	17,535	43,386	283,881	84,796	324,324	693,000	-	-	72,176	-	194,172	959,349	7.44	472	31.12.2058
207	1,113	6,444	15,979	40,476	278,084	83,064	317,702	678,850	-	-	92,808	-	195,817	967,475	7.37	468	31.12.2059
180	1,007	6,095	15,464	40,104	289,305	86,416	330,521	706,242	-	-	72,229	-	197,546	976,017	7.30	463	31.12.2060
150	876	5,544	14,394	38,218	289,480	86,468	330,722	706,670	-	-	72,193	-	197,645	976,509	7.17	455	31.12.2061
127	778	5,145	13,669	37,158	295,525	82,241	332,320	710,086	-	-	72,187	-	198,511	980,784	7.07	449	31.12.2062
107	681	4,711	12,807	35,645	297,666	82,880	334,767	715,313	-	-	72,200	-	199,840	987,354	6.99	443	31.12.2063
(10)	(68)	(489)	(1,361)	(3,877)	(33,994)	1,912	-	(32,082)	60,592	-	65,330	-	23,813	117,653	0.82	52	31.12.2064
2,535,487	3,153,726	4,221,515	5,122,463	6,544,711	13,729,446	3,414,612	11,158,832	28,302,891	60,592	170,726	3,516,124	-	7,908,898	39,959,232	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

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>						<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-7.5%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
42,591	43,507	44,485	44,999	45,531	46,656	13,936	-	60,592	-	-	720	-	11,367	72,679	0.92	59	31.12.2020
28,052	29,901	31,963	33,085	34,273	36,876	11,015	-	47,890	-	-	540	-	8,979	57,409	0.64	41	31.12.2021
47,020	52,299	58,446	61,904	65,654	74,171	22,155	-	96,327	-	-	1,073	-	18,058	115,457	1.35	86	31.12.2022
45,677	53,014	61,938	67,128	72,890	86,463	25,827	-	112,290	-	-	1,220	-	21,044	134,555	1.48	94	31.12.2023
9,757	11,817	14,434	16,007	17,795	22,164	6,620	-	28,784	-	-	458	-	24,158	53,400	0.50	32	31.12.2024
(14,737)	(18,624)	(23,782)	(26,988)	(30,716)	(40,171)	(11,999)	94,310	42,140	-	-	457	-	10,810	53,407	0.50	32	31.12.2025
4,376	5,770	7,703	8,944	10,423	14,312	4,275	65,339	83,926	-	-	952	-	21,539	106,417	1.13	71	31.12.2026
4,210	5,793	8,085	9,606	11,460	16,524	4,936	79,929	101,389	-	-	1,155	-	26,022	128,566	1.38	87	31.12.2027
2,624	3,768	5,498	6,685	8,165	12,361	3,692	84,012	100,066	-	-	1,133	-	25,680	126,879	1.33	85	31.12.2028
5,797	8,686	13,250	16,484	20,613	32,768	9,788	51,597	94,152	-	-	1,057	-	24,161	119,370	1.23	78	31.12.2029
4,756	7,436	11,859	15,097	19,328	32,261	9,637	36,858	78,756	-	-	881	-	20,209	99,845	1.01	64	31.12.2030
3,958	6,457	10,765	14,023	18,381	32,214	9,622	36,804	78,640	-	-	864	-	20,175	99,680	0.96	61	31.12.2031
3,517	5,988	10,437	13,911	18,669	34,354	10,262	39,248	83,864	-	-	912	-	21,513	106,289	0.99	63	31.12.2032
3,251	5,774	10,523	14,352	19,718	38,100	11,381	43,528	93,009	-	-	1,004	-	23,857	117,870	1.08	68	31.12.2033
2,919	5,411	10,308	14,387	20,237	41,057	12,264	46,906	100,227	-	-	1,088	-	25,710	127,026	1.18	75	31.12.2034
2,221	4,296	8,556	12,219	17,597	37,486	11,197	42,827	91,510	-	-	1,047	-	23,487	116,045	1.26	80	31.12.2035
1,791	3,615	7,527	10,999	16,216	36,273	10,835	41,440	88,547	-	-	1,031	-	22,732	112,310	1.27	81	31.12.2036
1,497	3,153	6,865	10,265	15,494	36,390	10,870	41,575	88,835	-	-	1,031	-	22,804	112,670	1.27	80	31.12.2037
1,299	2,855	6,497	9,942	15,364	37,889	11,317	43,287	92,493	-	-	1,069	-	23,742	117,304	1.31	83	31.12.2038
1,058	2,425	5,770	9,034	14,293	37,011	11,055	42,283	90,349	-	-	1,039	-	23,191	114,579	1.26	80	31.12.2039
822	1,966	4,891	7,835	12,692	34,508	10,308	39,425	84,240	-	-	966	-	21,622	106,828	1.16	74	31.12.2040
628	1,569	4,080	6,689	11,094	31,670	9,460	36,182	77,311	-	-	880	-	19,842	98,033	1.05	66	31.12.2041

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) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
524	1,366	3,715	6,231	10,581	31,715	9,473	36,234	77,422	-	-	875	-	19,869	98,166	1.03	65	31.12.2042
420	1,142	3,245	5,570	9,683	30,475	9,103	34,817	74,394	-	-	835	-	19,090	94,320	0.97	61	31.12.2043
332	941	2,796	4,910	8,739	28,879	8,626	32,993	70,499	-	-	786	-	18,089	89,374	0.90	57	31.12.2044
251	743	2,309	4,149	7,560	26,233	7,836	29,970	64,039	-	-	709	-	16,431	81,179	0.80	51	31.12.2045
197	607	1,972	3,626	6,764	24,646	7,362	28,158	60,166	-	-	662	-	15,436	76,264	0.74	47	31.12.2046
158	510	1,730	3,256	6,220	23,794	7,107	27,184	58,085	-	-	635	-	14,901	73,621	0.70	44	31.12.2047
106	355	1,262	2,429	4,750	19,082	5,700	21,800	46,582	-	-	506	-	11,949	59,037	0.55	35	31.12.2048
81	285	1,056	2,080	4,165	17,566	5,247	20,069	42,883	-	-	463	-	10,999	54,345	0.50	32	31.12.2049
75	273	1,061	2,139	4,385	19,419	5,801	22,186	47,406	-	-	509	-	12,159	60,074	0.54	34	31.12.2050
68	259	1,051	2,169	4,551	21,161	6,321	24,176	51,659	-	-	551	-	13,249	65,458	0.58	37	31.12.2051
61	244	1,034	2,183	4,690	22,902	6,841	26,164	55,907	-	-	593	-	14,337	70,837	0.61	39	31.12.2052
55	228	1,010	2,181	4,798	24,598	7,347	28,102	60,048	-	-	633	-	15,399	76,080	0.65	41	31.12.2053
49	212	982	2,171	4,889	26,320	7,862	30,070	64,253	-	-	674	-	16,476	81,402	0.68	43	31.12.2054
43	196	950	2,148	4,953	27,998	8,363	31,987	68,347	-	-	713	-	17,525	86,585	0.71	45	31.12.2055
38	181	915	2,118	4,999	29,670	8,863	33,898	72,431	-	-	751	-	18,571	91,752	0.74	47	31.12.2056
33	161	853	2,021	4,884	30,432	9,090	34,768	74,291	-	-	766	-	19,047	94,103	0.74	47	31.12.2057
21	108	596	1,443	3,571	23,366	6,979	26,695	57,040	-	-	585	-	14,623	72,248	0.56	36	31.12.2058
(3)	(17)	(100)	(247)	(625)	(4,297)	(1,284)	(4,910)	(10,490)	-	-	(107)	-	(2,689)	(13,287)	(0.10)	(6)	31.12.2059
(19)	(107)	(650)	(1,648)	(4,274)	(30,834)	(9,210)	(35,227)	(75,271)	-	-	(764)	-	(19,295)	(95,329)	(0.71)	(45)	31.12.2060
(19)	(114)	(721)	(1,873)	(4,972)	(37,660)	(11,249)	(43,025)	(91,935)	-	-	(928)	-	(23,565)	(116,428)	(0.86)	(54)	31.12.2061
(20)	(125)	(825)	(2,192)	(5,960)	(47,401)	(14,159)	(54,154)	(115,714)	-	-	(1,163)	-	(29,659)	(146,536)	(1.06)	(67)	31.12.2062
(16)	(102)	(704)	(1,914)	(5,327)	(44,487)	(13,288)	(50,825)	(108,601)	-	-	(1,086)	-	(27,834)	(137,521)	(0.97)	(62)	31.12.2063

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 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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
(3)	(21)	(151)	(419)	(1,194)	(10,469)	(1,912)	-	(12,381)	-	-	(123)	-	(3,173)	(15,677)	(0.11)	(7)	31.12.2064
205,514	254,200	343,484	419,139	533,002	984,447	295,271	1,166,678	2,446,396	-	-	27,655	-	622,635	3,096,685	32.4	2,057	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+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) 100%) מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100%) מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
391,389	399,806	408,792	413,518	418,412	428,745	38,387	-	467,132	-	148,223	81,004	-	129,102	825,461	10.18	646	31.12.2020
438,730	467,651	499,896	517,435	536,025	576,725	113,406	-	690,132	-	19,556	82,078	-	146,790	938,556	11.47	728	31.12.2021
368,353	409,707	457,863	484,950	514,333	581,056	109,284	-	690,340	-	2,947	81,435	-	143,630	918,352	10.68	677	31.12.2022
359,553	417,306	487,554	528,405	573,765	680,608	137,802	-	818,409	-	-	82,696	-	167,061	1,068,167	12.00	761	31.12.2023
291,924	353,546	431,836	478,903	532,395	663,111	132,575	-	795,686	-	-	82,801	-	209,812	1,088,299	11.96	759	31.12.2024
214,159	270,642	345,600	392,181	446,367	583,758	108,873	107,073	799,704	-	-	82,878	-	223,965	1,106,547	11.87	753	31.12.2025
147,473	194,472	259,621	301,465	351,287	482,383	78,592	250,998	811,973	-	-	82,951	-	227,097	1,122,021	11.81	749	31.12.2026
110,392	151,902	212,009	251,904	300,524	433,310	63,934	322,953	820,196	-	-	82,951	-	229,184	1,132,331	11.62	737	31.12.2027
83,284	119,583	174,487	212,143	259,114	392,284	51,679	374,018	817,981	-	-	82,856	-	228,598	1,129,435	11.36	720	31.12.2028
66,590	99,771	152,196	189,345	236,775	376,386	46,930	372,392	795,708	-	-	103,374	-	228,152	1,127,234	11.10	704	31.12.2029
49,389	77,216	123,144	156,765	200,701	334,994	95,355	378,577	808,926	-	-	82,615	-	226,238	1,117,779	10.78	684	31.12.2030
41,021	66,921	111,576	145,341	190,506	333,877	97,130	379,157	810,164	-	-	82,569	-	226,541	1,119,274	10.60	672	31.12.2031
34,385	58,535	102,031	135,998	182,504	335,845	97,834	381,507	815,186	-	-	82,568	-	227,815	1,125,569	10.48	664	31.12.2032
28,879	51,300	93,483	127,503	175,178	338,482	98,622	384,521	821,625	-	-	82,575	-	229,451	1,133,651	10.34	656	31.12.2033
23,772	44,064	83,947	117,160	164,800	334,350	97,388	379,799	811,537	-	-	103,223	-	232,131	1,146,890	10.23	649	31.12.2034
15,385	29,757	59,267	84,639	121,890	259,659	77,222	296,353	633,234	-	-	72,547	-	179,100	884,881	10.10	640	31.12.2035
12,677	25,586	53,277	77,854	114,788	256,756	76,693	293,335	626,785	-	-	72,460	-	177,441	876,686	9.96	632	31.12.2036
10,447	22,002	47,897	71,620	108,111	253,912	75,844	290,086	619,842	-	-	72,349	-	175,651	867,842	9.76	619	31.12.2037
8,661	19,033	43,316	66,276	102,426	252,588	75,448	288,573	616,609	-	-	72,282	-	174,814	863,705	9.62	610	31.12.2038
7,006	16,065	38,223	59,844	94,687	245,179	73,235	280,108	598,522	-	-	92,878	-	175,451	866,851	9.53	604	31.12.2039

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+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) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
6,051	14,479	36,016	57,700	93,469	254,125	75,907	290,329	620,361	-	-	72,258	-	175,760	868,379	9.45	600	31.12.2040
5,067	12,651	32,899	53,931	89,444	255,342	76,271	291,719	623,332	-	-	72,237	-	176,509	872,078	9.31	591	31.12.2041
4,304	11,214	30,487	51,140	86,835	260,288	77,748	297,370	635,407	-	-	72,320	-	179,594	887,320	9.30	590	31.12.2042
3,642	9,901	28,143	48,305	83,974	264,297	78,946	301,951	645,194	-	-	72,373	-	182,091	899,658	9.24	586	31.12.2043
2,986	8,472	25,175	44,217	78,697	260,072	77,684	297,124	634,880	-	-	93,041	-	184,718	912,640	9.19	583	31.12.2044
2,587	7,657	23,788	42,752	77,901	270,315	80,744	308,826	659,885	-	-	72,429	-	185,833	918,147	9.07	575	31.12.2045
2,178	6,728	21,850	40,183	74,964	273,128	81,584	312,040	666,752	-	-	72,452	-	187,581	926,785	8.98	570	31.12.2046
1,836	5,919	20,099	37,821	72,237	276,353	82,547	315,724	674,625	-	-	72,484	-	189,587	936,696	8.90	564	31.12.2047
1,526	5,133	18,221	35,085	68,606	275,586	82,318	314,848	672,752	-	-	72,412	-	189,094	934,258	8.70	552	31.12.2048
1,235	4,334	16,086	31,694	63,451	267,621	79,939	305,748	653,308	-	-	92,981	-	189,379	935,668	8.55	542	31.12.2049
1,079	3,953	15,336	30,919	63,375	280,666	83,835	320,652	685,153	-	-	72,446	-	192,249	949,849	8.52	540	31.12.2050
914	3,492	14,166	29,224	61,326	285,171	85,181	325,798	696,149	-	-	72,517	-	195,058	963,724	8.49	538	31.12.2051
776	3,094	13,121	27,698	59,508	290,554	86,789	331,949	709,292	-	-	72,609	-	198,416	980,318	8.48	538	31.12.2052
655	2,724	12,078	26,090	57,388	294,213	87,882	336,128	718,222	-	-	72,657	-	200,695	991,574	8.42	534	31.12.2053
539	2,338	10,837	23,954	53,944	290,387	86,739	331,757	708,882	-	-	93,336	-	203,572	1,005,790	8.39	532	31.12.2054
469	2,124	10,294	23,282	53,679	303,408	90,628	346,634	740,670	-	-	72,799	-	206,427	1,019,896	8.35	530	31.12.2055
398	1,879	9,521	22,034	52,010	308,673	92,201	352,649	753,523	-	-	72,887	-	209,711	1,036,121	8.34	529	31.12.2056
334	1,649	8,735	20,686	49,991	311,523	93,052	355,905	760,480	-	-	72,913	-	211,483	1,044,877	8.26	524	31.12.2057
275	1,415	7,832	18,978	46,957	307,247	91,775	351,019	750,040	-	-	72,761	-	208,795	1,031,597	8.00	508	31.12.2058
204	1,096	6,345	15,732	39,851	273,787	81,780	312,792	668,360	-	-	92,701	-	193,128	954,188	7.27	461	31.12.2059
161	900	5,445	13,816	35,830	258,471	77,206	295,294	630,971	-	-	71,465	-	178,251	880,687	6.59	418	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+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) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
130	762	4,823	12,521	33,246	251,820	75,219	287,696	614,736	-	-	71,264	-	174,080	860,080	6.32	401	31.12.2061
107	653	4,320	11,476	31,198	248,124	68,082	278,166	594,372	-	-	71,025	-	168,852	834,248	6.02	382	31.12.2062
91	580	4,007	10,893	30,317	253,179	69,592	283,941	606,712	-	-	71,114	-	172,006	849,833	6.02	382	31.12.2063
(13)	(88)	(640)	(1,780)	(5,071)	(44,463)	-	-	(44,463)	60,592	-	65,207	-	20,640	101,976	0.71	45	31.12.2064
2,741,001	3,407,926	4,564,999	5,541,602	7,077,714	14,713,893	3,709,883	12,325,510	30,749,287	60,592	170,726	3,543,779	-	8,531,533	43,055,917	414.3	26,278	סה"כ

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 שיפוקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיפוקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית 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 מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר), אשר בוצע על-
ידי השותפות¹²

¹² לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיסון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
2,007,403	2,544,040	3,460,500	10,895,485	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,376,637	2,991,717	4,054,250	13,031,335	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
320,825	359,106	428,576	1,592,651	עתודות צפויות (Probable Reserves)	359,675	406,455	494,941	1,945,403	עתודות צפויות (Reserves Probable)
2,328,228	2,903,146	3,889,075	12,488,136	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	2,736,312	3,398,171	4,549,191	14,976,738	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
193,861	238,240	318,490	888,310	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	218,907	272,009	370,143	1,078,607	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,522,089	3,141,386	4,207,565	13,376,445	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	2,955,218	3,670,180	4,919,335	16,055,345	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)
קיסון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
1,910,939	2,427,907	3,308,582	10,367,273	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,463,096	3,097,287	4,196,188	13,562,432	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
310,852	347,036	411,573	1,500,035	עתודות צפויות (Probable Reserves)	370,258	419,306	512,663	2,033,857	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,221,791	2,774,942	3,720,155	11,867,308	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,833,354	3,516,592	4,708,851	15,596,289	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
185,827	227,846	303,424	838,435	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	228,822	285,415	389,726	1,137,179	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,407,618	3,002,789	4,023,579	12,705,743	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,062,176	3,802,007	5,098,577	16,733,468	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)

קישון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
1,811,417	2,307,957	3,152,102	9,835,180	עתודות מוכחות P1	2,549,714	3,203,379	4,339,263	14,097,532	עתודות מוכחות P1
				(Proved Reserves)					(Proved Reserves)
300,563	335,631	396,770	1,415,211	עתודות צפויות	382,070	433,665	532,226	2,124,885	עתודות צפויות
				(Probable Reserves)					(Probable Reserves)
2,111,980	2,643,588	3,548,872	11,250,391	סה"כ עתודות מסוג P2	2,931,784	3,637,044	4,871,489	16,222,417	סה"כ עתודות מסוג P2
				(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)
179,570	219,107	289,631	786,829	עתודות אפשריות	235,737	295,082	404,608	1,188,044	עתודות אפשריות
				(Possible Reserves)					(Possible Reserves)
2,291,549	2,862,695	3,838,502	12,037,220	סה"כ עתודות מסוג P3	3,167,521	3,932,126	5,276,097	17,410,461	סה"כ עתודות מסוג P3
				(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%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיצון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	11,779,071	4,033,328	2,990,483	2,377,951	עתודות מוכחות P1	10,866,002	3,455,331	2,540,839	2,005,160
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	1,648,258	491,211	406,196	359,788	עתודות צפויות	1,593,565	431,550	361,512	322,722
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	13,427,328	4,524,539	3,396,679	2,737,739	סה"כ עתודות מסוג P2	12,459,568	3,886,882	2,902,351	2,327,883
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	995,998	367,185	271,586	218,932	עתודות אפשריות	879,989	314,496	235,270	191,599
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	14,423,327	4,891,725	3,668,265	2,956,671	סה"כ עתודות מסוג P3	13,339,556	4,201,377	3,137,620	2,519,482
(Proved+Probable+Possible) (Reserves)					(Proved+Probable+Possible) (Reserves)				

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
1,907,498	2,423,009	3,300,720	10,323,015	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,464,724	3,094,266	4,160,821	11,732,576	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
312,195	348,820	413,826	1,498,223	עתודות צפויות (Probable Reserves)	370,443	418,983	507,217	1,593,788	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,219,693	2,771,829	3,714,546	11,821,238	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,835,167	3,513,249	4,668,037	13,326,364	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
183,921	225,211	299,653	829,150	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	228,792	284,429	383,808	992,815	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,403,614	2,997,040	4,014,198	12,650,388	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,063,959	3,797,678	5,051,845	14,319,179	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹³				
1,806,690	2,301,258	3,141,430	9,776,148	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,551,301	3,197,368	4,285,166	11,656,646	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
300,160	335,048	395,732	1,404,968	עתודות צפויות (Probable Reserves)	382,459	433,658	526,539	1,590,935	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,106,850	2,636,307	3,537,162	11,181,116	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,933,760	3,631,026	4,811,704	13,247,581	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
179,218	218,559	288,654	782,194	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	231,011	287,937	388,986	981,442	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,286,067	2,854,866	3,825,817	11,963,310	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,164,771	3,918,963	5,200,690	14,229,024	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

¹³ יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

בדוח המשאבים בן ציון חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו כולל לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שותפים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת מתוך העתודות והמשאבים המותנים (בגין 100% הזכויות בנכס הפנט) של כ-1,630 BCF ושל כ-2.9 מיליון חביות קונדנסט משלב 1' (להלן בהצעת שוליים זו: "**מועד החזר ההשקעה**"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שצמצום ההיתחם הסכמיים נוספים למכירתו גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 7.4.7 לדוח התקופתי.

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. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, 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.

(4) נתוני תזרים מהוון

בהתאם להנחות השונות שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1א(3) 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																	
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	שישולומ	תמלוגים שיתקבלו	הפעלה עלויות	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- 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2020	43	0.67	51,862	8,111	-	502	-	-	43,249	-	2,469	40,780	39,798	39,332	38,883	38,028	37,227
31.12.2021	45	0.71	54,776	8,567	-	548	-	-	45,662	-	17,981	27,681	25,727	24,835	23,993	22,446	21,057
31.12.2022	74	1.17	91,671	14,337	-	880	-	-	76,453	-	17,584	58,869	52,109	49,132	46,388	41,509	37,319
31.12.2023	90	1.42	113,206	17,705	-	1,079	-	-	94,422	-	21,717	72,705	61,291	56,446	52,082	44,578	38,409
31.12.2024	87	1.37	111,517	17,441	-	1,055	-	-	93,021	-	21,395	71,626	57,507	51,729	46,645	38,188	31,532
31.12.2025	106	1.67	139,129	51,186	-	1,306	-	-	86,636	-	19,926	66,710	51,009	44,817	39,494	30,928	24,473
31.12.2026	128	2.03	168,177	34,039	-	1,580	-	-	132,558	-	100,321	24,823	18,077	15,513	13,360	10,007	7,589
31.12.2027	112	1.77	146,390	29,629	-	1,376	164,856	-	(49,472)	61,555	10,485	(121,511)	(84,275)	(70,640)	(59,453)	(42,597)	(30,957)
31.12.2028	139	2.19	182,558	36,950	-	1,712	-	-	143,896	-	97,285	39,682	26,211	21,460	17,651	12,097	8,425
31.12.2029	155	2.45	204,356	41,362	-	1,916	-	-	161,079	-	120,228	35,247	22,173	17,731	14,252	9,343	6,236
31.12.2030	178	2.81	235,669	47,699	-	2,205	-	-	185,765	-	120,385	54,134	32,433	25,333	19,900	12,478	7,981
31.12.2031	214	3.38	293,045	59,312	-	2,706	-	-	231,026	-	111,564	95,778	54,650	41,693	32,007	19,197	11,767
31.12.2032	227	3.58	318,051	64,374	-	2,912	-	-	250,766	-	117,358	106,515	57,882	43,133	32,360	18,565	10,906
31.12.2033	230	3.62	323,995	65,577	-	2,958	-	-	255,460	-	119,555	108,438	56,121	40,848	29,949	16,435	9,252
31.12.2034	233	3.67	327,417	66,269	-	2,993	-	-	258,155	-	120,817	109,542	53,993	38,385	27,504	14,437	7,789
31.12.2035	238	3.75	403,982	81,766	-	3,459	-	-	318,757	-	149,178	134,367	63,075	43,799	30,670	15,398	7,961
31.12.2036	244	3.85	397,265	80,406	-	3,450	-	-	313,409	-	146,675	132,176	59,092	40,079	27,427	13,172	6,526
31.12.2037	249	3.93	388,270	78,586	-	3,421	192,332	-	113,931	53,320	54,069	6,542	2,785	1,845	1,234	567	269
31.12.2038	254	4.01	376,822	76,269	-	3,380	-	-	297,173	139,077	31,938	126,158	51,158	33,102	21,635	9,506	4,326

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 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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
3,647	8,362	19,896	31,150	49,287	127,621	32,376	140,749	300,746	-	-	3,429	-	77,188	381,363	4.09	259	31.12.2039
3,140	7,512	18,686	29,937	48,495	131,849	33,638	145,579	311,066	-	-	3,530	-	79,832	394,429	4.17	265	31.12.2040
2,692	6,722	17,480	28,655	47,524	135,669	34,780	149,944	320,393	-	-	3,618	-	82,221	406,232	4.24	269	31.12.2041
608	1,584	4,306	7,224	12,265	36,766	52,018	78,102	166,886	-	164,856	3,722	-	85,128	420,591	4.31	273	31.12.2042
2,050	5,572	15,839	27,186	47,261	148,747	33,762	160,553	343,062	-	-	3,825	-	88,027	434,914	4.38	278	31.12.2043
1,772	5,028	14,940	26,241	46,703	154,343	35,433	166,945	356,721	-	-	3,949	-	91,524	452,194	4.46	283	31.12.2044
1,517	4,490	13,948	25,067	45,676	158,495	36,673	171,690	366,859	-	-	4,040	-	94,120	465,018	4.51	286	31.12.2045
1,304	4,027	13,079	24,052	44,870	163,482	38,163	177,387	379,033	-	-	4,148	-	97,236	480,417	4.58	290	31.12.2046
1,106	3,564	12,101	22,771	43,493	166,389	41,904	183,235	391,527	-	-	4,258	-	100,435	496,220	4.64	294	31.12.2047
943	3,171	11,255	21,673	42,379	170,236	45,925	190,157	406,318	-	-	4,389	-	104,221	514,928	4.72	299	31.12.2048
807	2,831	10,508	20,704	41,449	174,822	47,295	195,397	417,515	-	-	4,486	-	107,087	529,088	4.77	303	31.12.2049
193	708	2,745	5,534	11,344	50,237	69,207	105,075	224,518	-	208,360	4,624	-	111,021	548,524	4.86	308	31.12.2050
617	2,359	9,567	19,737	41,418	192,600	46,382	210,232	449,214	-	-	4,772	-	115,204	569,190	4.95	314	31.12.2051
530	2,115	8,968	18,932	40,674	198,597	50,635	219,250	468,483	-	-	4,947	-	120,138	593,568	5.07	321	31.12.2052
64	265	1,176	2,540	5,587	28,641	81,599	96,978	207,217	-	279,340	5,113	-	124,767	616,436	5.18	329	31.12.2053
185	804	3,728	8,241	18,557	99,896	69,849	149,324	319,069	-	192,332	5,345	-	131,130	647,876	5.35	339	31.12.2054
176	796	3,855	8,719	20,102	113,619	69,175	160,804	343,598	-	196,912	5,620	-	138,587	684,716	5.56	353	31.12.2055
262	1,238	6,273	14,517	34,267	203,367	33,898	208,722	445,987	-	-	4,625	-	114,348	564,960	4.55	288	31.12.2056
170	840	4,448	10,533	25,456	158,630	20,535	157,612	336,777	-	-	3,474	-	86,343	426,594	3.37	214	31.12.2057
100	515	2,851	6,909	17,094	111,852	6,562	104,169	222,584	-	-	2,284	-	57,063	281,930	2.19	139	31.12.2058
60	322	1,861	4,616	11,692	80,327	(2,854)	68,152	145,625	-	-	1,486	-	37,331	184,442	1.41	89	31.12.2059
47	263	1,589	4,031	10,455	75,417	(1,209)	65,281	139,490	-	-	1,416	-	35,756	176,662	1.32	84	31.12.2060

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 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-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
35	203	1,287	3,342	8,874	67,220	(545)	58,654	125,328	-	-	1,266	-	32,125	158,719	1.17	74	31.12.2061
28	169	1,117	2,966	8,063	64,129	(11,396)	46,389	99,122	-	-	996	-	25,406	125,524	0.91	57	31.12.2062
20	127	875	2,378	6,619	55,277	(9,868)	39,946	85,354	-	-	853	-	21,876	108,083	0.77	49	31.12.2063
(27)	(181)	(1,309)	(3,642)	(10,376)	(90,983)	-	-	(90,983)	99,703	-	87	-	2,235	11,041	0.08	5	31.12.2064
270,131	387,685	657,048	932,584	1,420,046	4,167,508	1,258,303	4,907,645	10,333,455	99,703	1,398,988	129,736	-	3,039,935	15,001,818	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 מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
13,983	14,284	14,605	14,774	14,949	15,318	4,575	-	19,893	-	-	216	-	3,728	23,838	0.24	15	31.12.2020
1,552	1,654	1,768	1,830	1,896	2,040	609	-	2,649	-	-	32	-	497	3,178	0.04	3	31.12.2021
19,816	22,040	24,631	26,088	27,669	31,258	9,337	-	40,595	-	-	467	-	7,613	48,675	0.62	39	31.12.2022
21,018	24,394	28,501	30,889	33,540	39,786	11,884	-	51,670	-	-	591	-	9,689	61,949	0.78	49	31.12.2023
(31,082)	(37,643)	(45,979)	(50,991)	(56,686)	(70,604)	2,301	-	(68,303)	-	82,428	224	-	9,305	23,653	0.29	18	31.12.2024
9,390	11,866	15,153	17,195	19,571	25,595	5,183	15,616	46,394	-	-	539	-	11,910	58,843	0.66	42	31.12.2025
12,785	16,860	22,508	26,136	30,455	41,820	10,030	39,427	91,277	-	-	1,072	-	23,435	115,783	1.34	85	31.12.2026
11,242	15,470	21,591	25,654	30,605	44,128	10,719	66,104	120,951	-	-	1,423	-	31,054	153,428	1.79	113	31.12.2027
8,490	12,190	17,787	21,625	26,413	39,988	9,482	89,488	138,959	-	-	1,630	-	35,676	176,265	2.04	129	31.12.2028
9,923	14,867	22,679	28,215	35,283	56,087	14,291	76,073	146,451	-	-	1,720	-	37,600	185,771	2.15	137	31.12.2029
9,476	14,814	23,626	30,076	38,505	64,270	16,735	71,261	152,266	-	-	1,795	-	39,095	193,156	2.26	144	31.12.2030
2,131	3,477	5,797	7,552	9,899	17,348	26,110	38,230	81,688	-	82,428	1,920	-	42,134	208,170	2.39	152	31.12.2031
8,038	13,684	23,852	31,792	42,664	78,510	18,527	85,363	182,400	-	-	2,111	-	46,822	231,333	2.58	164	31.12.2032
7,280	12,932	23,566	32,141	44,159	85,326	20,563	93,150	199,038	-	-	2,288	-	51,089	252,415	2.77	175	31.12.2033
6,388	11,841	22,560	31,485	44,287	89,851	23,145	99,403	212,400	-	-	2,452	-	54,521	269,372	2.99	189	31.12.2034
6,926	13,397	26,682	38,105	54,875	116,899	32,456	131,388	280,743	-	-	3,011	-	72,006	355,760	3.19	202	31.12.2035
5,773	11,651	24,260	35,451	52,268	116,913	32,460	131,403	280,776	-	-	3,067	-	72,028	355,871	3.37	214	31.12.2036
4,782	10,071	21,924	32,783	49,486	116,224	32,254	130,616	279,094	-	-	3,103	-	71,611	353,807	3.53	224	31.12.2037
(190)	(417)	(949)	(1,453)	(2,245)	(5,536)	50,462	39,521	84,447	-	192,332	3,141	-	71,033	350,953	3.71	235	31.12.2038
3,436	7,879	18,746	29,350	46,439	120,246	27,711	130,158	278,114	-	-	3,166	-	71,378	352,658	3.76	239	31.12.2039
2,907	6,957	17,305	27,724	44,910	122,103	28,265	132,279	282,648	-	-	3,202	-	72,538	358,387	3.77	239	31.12.2040

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 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-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
2,431	6,069	15,783	25,873	42,910	122,499	29,615	133,814	285,928	-	-	3,223	-	73,375	362,526	3.76	239	31.12.2041
2,045	5,329	14,488	24,302	41,265	123,692	31,202	136,260	291,154	-	-	3,261	-	74,711	369,125	3.76	239	31.12.2042
1,734	4,713	13,397	22,995	39,975	125,817	31,837	138,688	296,342	-	-	3,298	-	76,037	375,678	3.76	239	31.12.2043
1,479	4,195	12,466	21,895	38,969	128,781	32,722	142,075	303,578	-	-	3,354	-	77,888	384,820	3.77	239	31.12.2044
257	759	2,359	4,240	7,726	26,808	49,043	66,726	142,577	-	164,856	3,379	-	78,872	389,684	3.76	239	31.12.2045
1,096	3,385	10,994	20,218	37,717	137,421	30,379	147,613	315,413	-	-	3,446	-	80,914	399,772	3.79	240	31.12.2046
939	3,026	10,276	19,337	36,933	141,292	31,535	152,036	324,863	-	-	3,527	-	83,333	411,723	3.83	243	31.12.2047
76	255	907	1,746	3,415	13,717	55,426	60,825	129,968	-	208,360	3,648	-	86,780	428,757	3.91	248	31.12.2048
700	2,457	9,119	17,967	35,971	151,716	34,170	163,524	349,410	-	-	3,749	-	89,618	442,778	3.97	252	31.12.2049
167	610	2,367	4,773	9,783	43,326	53,122	84,846	181,294	-	180,884	3,864	-	92,887	458,930	4.05	257	31.12.2050
533	2,037	8,262	17,045	35,769	166,332	33,132	175,468	374,932	-	-	3,978	-	96,153	475,063	4.12	261	31.12.2051
157	625	2,651	5,597	12,025	58,711	52,315	97,669	208,695	-	180,884	4,109	-	99,903	493,591	4.20	266	31.12.2052
(26)	(107)	(475)	(1,025)	(2,255)	(11,560)	61,657	44,070	94,167	-	306,816	4,209	-	102,822	508,013	4.25	270	31.12.2053
337	1,463	6,782	14,990	33,757	181,715	23,160	180,228	385,103	-	-	4,037	-	98,749	487,890	4.07	258	31.12.2054
261	1,185	5,740	12,982	29,932	169,183	21,879	168,077	359,138	-	-	3,744	-	92,085	454,968	3.73	236	31.12.2055
223	1,053	5,337	12,351	29,154	173,022	25,488	174,629	373,139	-	-	3,869	-	95,670	472,678	3.80	241	31.12.2056
191	943	4,993	11,823	28,573	178,054	26,990	180,377	385,421	-	-	3,975	-	98,814	488,210	3.86	245	31.12.2057
150	772	4,276	10,363	25,639	167,763	27,028	171,357	366,148	-	-	3,757	-	93,868	463,772	3.60	228	31.12.2058
105	565	3,273	8,116	20,558	141,240	22,218	143,794	307,251	-	-	3,136	-	78,764	389,151	2.96	188	31.12.2059
91	507	3,070	7,789	20,199	145,715	26,256	151,282	323,253	-	-	3,282	-	82,862	409,397	3.06	194	31.12.2060
78	456	2,883	7,485	19,874	150,536	30,398	159,167	340,101	-	-	3,435	-	87,176	430,711	3.16	201	31.12.2061
70	430	2,841	7,548	20,519	163,197	26,954	167,275	357,426	-	-	3,591	-	91,612	452,629	3.26	207	31.12.2062

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 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-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
52	329	2,277	6,190	17,229	143,878	28,467	151,611	323,956	-	-	3,239	-	83,029	410,224	2.90	184	31.12.2063
(20)	(135)	(979)	(2,724)	(7,762)	(68,065)	(477)	-	(68,542)	99,703	-	310	-	7,986	39,457	0.27	17	31.12.2064
147,190	243,192	473,699	718,298	1,166,818	3,922,361	1,171,614	4,560,891	9,654,866	99,703	1,398,988	120,591	-	2,858,667	14,132,814	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 מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
14,719	15,036	15,374	15,551	15,736	16,124	4,816	-	20,940	-	-	228	-	3,925	25,093	0.25	16	31.12.2020
1,306	1,392	1,488	1,540	1,596	1,717	513	-	2,230	-	-	26	-	418	2,673	0.03	2	31.12.2021
15,211	16,918	18,907	20,025	21,239	23,994	7,167	-	31,161	-	-	355	-	5,843	37,359	0.47	29	31.12.2022
(122)	(141)	(165)	(179)	(194)	(231)	(69)	-	(299)	-	-	(3)	-	(56)	(359)	(0.00)	(0)	31.12.2023
(33,782)	(40,913)	(49,973)	(55,420)	(61,610)	(76,736)	469	-	(76,267)	-	82,428	87	-	3,554	9,802	0.10	7	31.12.2024
3,813	4,818	6,153	6,982	7,947	10,393	642	1,455	12,490	-	-	140	-	3,205	15,835	0.16	10	31.12.2025
3,154	4,159	5,553	6,448	7,513	10,317	620	6,217	17,153	-	-	191	-	4,401	21,745	0.22	14	31.12.2026
3,543	4,875	6,805	8,085	9,645	13,907	1,692	15,494	31,094	-	-	352	-	7,980	39,425	0.41	26	31.12.2027
4,455	6,397	9,334	11,348	13,861	20,984	3,806	26,525	51,315	-	-	588	-	13,171	65,073	0.71	45	31.12.2028
5,156	7,724	11,783	14,659	18,331	29,140	6,242	31,126	66,508	-	-	768	-	17,072	84,349	0.94	59	31.12.2029
5,584	8,730	13,923	17,724	22,691	37,874	8,851	41,104	87,830	-	-	1,019	-	22,546	111,395	1.25	79	31.12.2030
5,291	8,631	14,390	18,745	24,570	43,061	10,400	47,030	100,492	-	-	1,165	-	25,797	127,454	1.43	91	31.12.2031
4,982	8,481	14,783	19,704	26,442	48,659	12,072	53,426	114,158	-	-	1,313	-	29,302	144,773	1.59	101	31.12.2032
4,451	7,907	14,408	19,652	27,000	52,170	13,121	57,436	122,727	-	-	1,406	-	31,500	155,634	1.69	107	31.12.2033
158	292	557	777	1,093	2,218	22,822	22,028	47,067	-	82,428	1,490	-	33,239	164,224	1.80	114	31.12.2034
4,699	9,088	18,102	25,851	37,228	79,305	21,226	88,438	188,969	-	-	1,962	-	48,451	239,382	1.93	123	31.12.2035
3,980	8,034	16,728	24,445	36,042	80,617	21,618	89,937	192,172	-	-	2,036	-	49,282	243,491	2.10	133	31.12.2036
3,284	6,915	15,054	22,509	33,978	79,802	21,375	89,005	190,181	-	-	2,072	-	48,786	241,039	2.27	144	31.12.2037
2,653	5,830	13,267	20,300	31,372	77,366	20,647	86,222	184,234	-	-	2,071	-	47,277	233,583	2.41	153	31.12.2038
2,252	5,163	12,284	19,233	30,431	78,797	21,075	87,858	187,730	-	-	2,126	-	48,178	238,034	2.50	159	31.12.2039

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 מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,980	4,738	11,786	18,881	30,586	83,157	22,377	92,838	198,372	-	-	2,236	-	50,907	251,515	2.61	166	31.12.2040
1,733	4,327	11,253	18,447	30,594	87,339	23,626	97,616	208,580	-	-	2,342	-	53,524	264,446	2.72	172	31.12.2041
1,479	3,853	10,475	17,571	29,836	89,432	24,251	100,008	213,692	-	-	2,385	-	54,832	270,908	2.73	173	31.12.2042
1,279	3,477	9,883	16,964	29,490	92,816	25,262	103,873	221,951	-	-	2,463	-	56,948	281,362	2.79	177	31.12.2043
(280)	(794)	(2,360)	(4,146)	(7,379)	(24,385)	46,063	19,070	40,747	-	192,332	2,568	-	59,798	295,446	2.87	182	31.12.2044
996	2,950	9,163	16,468	30,008	104,126	25,358	113,907	243,391	-	-	2,670	-	62,441	308,502	2.96	188	31.12.2045
869	2,685	8,719	16,034	29,912	108,983	26,808	119,456	255,247	-	-	2,784	-	65,478	323,509	3.05	194	31.12.2046
756	2,436	8,270	15,562	29,722	113,708	28,220	124,853	266,781	-	-	2,892	-	68,433	338,106	3.13	199	31.12.2047
686	2,308	8,194	15,778	30,853	123,934	31,274	136,537	291,746	-	-	3,143	-	74,831	369,719	3.36	213	31.12.2048
600	2,105	7,813	15,394	30,819	129,988	33,083	143,454	306,525	-	-	3,286	-	78,618	388,429	3.48	221	31.12.2049
513	1,878	7,287	14,692	30,114	133,367	34,092	147,313	314,772	-	-	3,356	-	80,729	398,856	3.51	223	31.12.2050
439	1,676	6,798	14,024	29,429	136,849	35,132	151,292	323,274	-	-	3,427	-	82,904	409,605	3.54	225	31.12.2051
377	1,503	6,372	13,452	28,900	141,109	36,405	156,159	333,673	-	-	3,516	-	85,565	422,754	3.58	227	31.12.2052
90	375	1,664	3,594	7,905	40,526	53,141	82,398	176,065	-	164,856	3,576	-	87,420	431,916	3.61	229	31.12.2053
277	1,203	5,578	12,329	27,764	149,458	36,847	163,892	350,197	-	-	3,654	-	89,794	443,644	3.64	231	31.12.2054
234	1,059	5,129	11,601	26,747	151,181	40,234	168,387	359,802	-	-	3,735	-	92,251	455,788	3.68	233	31.12.2055
33	156	792	1,832	4,325	25,670	61,091	76,323	163,084	-	208,360	3,834	-	95,231	470,509	3.73	236	31.12.2056
178	880	4,661	11,039	26,677	166,237	36,951	178,745	381,933	-	-	3,925	-	97,916	483,774	3.78	239	31.12.2057
160	826	4,573	11,081	27,417	179,392	40,881	193,774	414,046	-	-	4,235	-	106,143	524,424	4.03	255	31.12.2058
159	855	4,950	12,273	31,089	213,595	51,097	232,849	497,541	-	-	5,065	-	127,542	630,148	4.76	302	31.12.2059
86	480	2,903	7,366	19,103	137,806	75,735	187,852	401,392	-	180,884	5,899	-	149,256	737,431	5.48	347	31.12.2060
141	827	5,233	13,587	36,076	273,261	55,412	289,133	617,806	-	-	6,230	-	158,356	782,391	5.71	362	31.12.2061

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (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 (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט (הנפט)	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים 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-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2062	382	6.02	838,315	169,675	-	6,643	180,884	-	481,113	225,161	62,245	193,707	24,356	8,960	3,373	510	84
31.12.2063	382	6.02	853,505	172,749	-	6,730	306,816	-	367,210	171,854	33,483	161,872	19,384	6,965	2,562	371	58
31.12.2064	45	0.71	101,985	20,642	-	801	-	99,703	(19,161)	-	-	(19,161)	(2,185)	(767)	(276)	(38)	(6)
סה"כ	7,215	113.7	13,276,989	2,685,853	-	110,784	1,398,988	99,703	8,981,661	4,220,042	1,138,172	3,623,447	906,454	506,961	303,548	129,982	67,707

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 הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תשלומים 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 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 מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(5) סיכום נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב Phase I – First Stage

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א)(3) ו- 1(ב)(4) לעיל.

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																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומי שישולמו	תשלומים שיתקבלו	הפעלה עלויות	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- 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2020	498	7.85	638,184	99,812	-	79,185	148,223	-	310,964	-	2,469	308,495	301,060	297,539	294,139	287,673	281,616
31.12.2021	595	9.37	770,032	120,433	-	80,423	19,556	-	549,620	-	81,089	468,531	435,467	420,365	406,116	379,920	356,424
31.12.2022	566	8.92	777,538	121,607	-	80,094	2,947	-	572,890	-	82,271	490,619	434,281	409,471	386,601	345,939	311,022
31.12.2023	625	9.86	886,204	138,602	-	81,003	-	-	666,598	-	102,885	563,713	475,221	437,652	403,816	345,633	297,799
31.12.2024	626	9.88	912,701	142,746	-	81,161	-	-	688,793	-	107,990	580,803	466,313	419,460	378,235	309,663	255,690
31.12.2025	678	10.70	1,005,798	195,198	-	81,945	-	-	728,656	-	117,158	611,497	467,577	410,817	362,022	283,502	224,335
31.12.2026	701	11.05	1,054,820	213,495	-	82,333	-	-	758,991	-	101,062	557,609	406,068	348,477	300,108	224,799	170,471
31.12.2027	684	10.79	1,058,395	214,219	-	82,275	164,856	-	597,044	-	83,133	340,971	236,482	198,223	166,829	119,532	86,868
31.12.2028	713	11.23	1,112,267	225,123	-	82,720	-	-	804,424	-	63,216	447,394	295,516	241,946	198,999	136,382	94,984
31.12.2029	728	11.47	1,148,429	232,442	-	103,607	-	-	812,380	-	50,731	405,597	255,151	204,040	164,008	107,514	71,758
31.12.2030	746	11.76	1,188,613	240,575	-	83,319	-	-	864,719	-	98,390	361,641	216,666	169,234	132,940	83,359	53,318
31.12.2031	762	12.01	1,231,730	249,302	-	83,642	-	-	898,786	-	104,183	373,971	213,384	162,795	124,975	74,957	45,947
31.12.2032	764	12.04	1,254,121	253,834	-	83,781	-	-	916,506	-	106,440	381,141	207,119	154,341	115,792	66,430	39,023
31.12.2033	762	12.01	1,270,506	257,150	-	83,865	-	-	929,490	-	108,029	386,460	200,009	145,576	106,734	58,571	32,973
31.12.2034	762	12.01	1,289,851	261,066	-	104,584	-	-	924,202	-	107,382	384,294	189,417	134,661	96,487	50,646	27,323

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) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
20,163	38,998	77,674	110,925	159,745	340,300	96,385	384,152	820,837	-	-	74,493	-	227,200	1,122,531	12.01	762	31.12.2035
16,719	33,744	70,263	102,675	151,385	338,614	96,220	382,523	817,358	-	-	74,478	-	226,313	1,118,149	12.04	764	31.12.2036
8,733	18,392	40,039	59,869	90,373	212,252	115,515	288,336	616,103	-	192,332	74,403	-	224,030	1,106,868	12.01	762	31.12.2037
11,376	25,000	56,896	87,054	134,537	331,776	93,357	373,989	799,122	-	-	74,335	-	221,650	1,095,107	12.01	762	31.12.2038
9,306	21,340	50,775	79,496	125,782	325,694	91,540	367,041	784,275	-	-	94,984	-	223,122	1,102,381	12.01	762	31.12.2039
8,072	19,314	48,044	76,969	124,683	338,991	95,512	382,232	816,734	-	-	74,473	-	226,154	1,117,361	12.04	764	31.12.2040
6,834	17,062	44,371	72,738	120,635	344,385	97,123	388,395	829,903	-	-	74,559	-	229,517	1,133,979	12.01	762	31.12.2041
4,099	10,679	29,032	48,700	82,691	247,867	115,074	319,279	682,220	-	164,856	74,684	-	233,907	1,155,668	12.01	762	31.12.2042
4,996	13,581	38,602	66,259	115,185	362,530	97,619	404,792	864,940	-	-	74,814	-	238,473	1,178,228	12.01	762	31.12.2043
4,167	11,821	35,125	61,692	109,798	362,855	97,716	405,164	865,736	-	-	95,586	-	243,946	1,205,268	12.04	764	31.12.2044
3,611	10,688	33,204	59,675	108,738	377,319	102,036	421,689	901,044	-	-	75,076	-	247,702	1,223,822	12.01	762	31.12.2045
3,070	9,483	30,799	56,639	105,663	384,980	104,325	430,441	919,746	-	-	75,212	-	252,482	1,247,441	12.01	762	31.12.2046
2,596	8,369	28,416	53,472	102,129	390,711	108,909	439,515	939,135	-	-	75,353	-	257,438	1,271,926	12.01	762	31.12.2047
2,204	7,412	26,311	50,662	99,068	397,948	113,943	450,310	962,202	-	-	75,531	-	263,336	1,301,069	12.04	764	31.12.2048
1,828	6,414	23,804	46,901	93,896	396,032	113,371	448,121	957,523	-	-	96,244	-	267,405	1,321,173	12.01	762	31.12.2049
1,083	3,966	15,385	31,019	63,578	281,568	138,306	369,363	789,237	-	208,360	75,779	-	272,381	1,345,757	12.01	762	31.12.2050
1,363	5,207	21,122	43,575	91,442	425,214	115,864	475,986	1,017,064	-	-	75,920	-	277,357	1,370,341	12.01	762	31.12.2051
1,156	4,611	19,551	41,273	88,672	432,950	120,637	486,990	1,040,577	-	-	76,101	-	283,370	1,400,048	12.04	764	31.12.2052
584	2,428	10,765	23,253	51,147	262,217	151,368	363,830	777,414	-	279,340	76,209	-	287,502	1,420,465	12.01	762	31.12.2053
600	2,603	12,064	26,666	60,051	323,257	136,567	404,507	864,331	-	192,332	96,965	-	292,746	1,446,375	12.01	762	31.12.2054
529	2,395	11,604	26,244	60,508	342,004	137,394	421,726	901,124	-	196,912	76,509	-	298,054	1,472,600	12.01	762	31.12.2055
546	2,581	13,076	30,262	71,433	423,945	99,785	460,725	984,455	-	-	75,282	-	268,920	1,328,657	10.69	678	31.12.2056

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) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
387	1,909	10,112	23,946	57,870	360,620	80,870	388,378	829,868	-	-	73,629	-	229,273	1,132,770	8.95	568	31.12.2057
271	1,398	7,738	18,751	46,393	303,559	63,826	323,188	690,572	-	-	72,151	-	193,550	956,273	7.42	471	31.12.2058
193	1,037	6,000	14,878	37,689	258,937	50,497	272,208	581,642	-	-	91,816	-	170,897	844,355	6.43	408	31.12.2059
165	926	5,604	14,218	36,874	266,002	55,719	283,018	604,739	-	-	71,199	-	171,527	847,465	6.34	402	31.12.2060
134	786	4,975	12,917	34,298	259,794	56,977	278,663	595,433	-	-	71,070	-	169,132	835,635	6.14	389	31.12.2061
114	694	4,592	12,199	33,161	263,738	42,195	269,129	575,061	-	-	70,831	-	163,902	809,794	5.84	370	31.12.2062
92	589	4,071	11,067	30,802	257,227	44,422	265,360	567,008	-	-	70,718	-	161,830	799,556	5.66	359	31.12.2063
(45)	(300)	(2,169)	(6,034)	(17,193)	(150,753)	-	-	(150,753)	160,295	-	65,141	-	18,952	93,635	0.65	41	31.12.2064
2,464,496	3,157,648	4,415,645	5,512,556	7,270,763	16,125,268	4,149,497	13,993,949	34,268,715	160,295	1,569,715	3,597,483	-	9,807,676	49,403,884	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 (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- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
362,781	370,584	378,912	383,293	387,829	397,407	29,027	-	426,433	-	148,223	80,501	-	121,463	776,620	9.50	602	31.12.2020
412,229	439,404	469,701	486,181	503,647	541,889	103,001	-	644,890	-	19,556	81,570	-	138,308	884,325	10.87	690	31.12.2021
341,149	379,448	424,048	449,134	476,347	538,142	96,466	-	634,608	-	2,947	80,829	-	133,185	851,569	9.94	631	31.12.2022
334,894	388,686	454,116	492,166	534,415	633,930	123,859	-	757,789	-	-	82,067	-	155,706	995,561	11.30	717	31.12.2023
251,085	304,086	371,423	411,906	457,914	570,343	128,256	-	698,599	-	82,428	82,567	-	194,958	1,058,551	11.75	745	31.12.2024
238,286	301,132	384,535	436,364	496,654	649,524	126,055	28,379	803,958	-	-	82,960	-	225,065	1,111,983	12.04	763	31.12.2025
155,883	205,561	274,426	318,656	371,319	509,891	84,346	225,086	819,324	-	-	83,070	-	228,993	1,131,387	12.03	763	31.12.2026
117,425	161,579	225,515	267,952	319,669	460,914	69,717	309,127	839,758	-	-	83,219	-	234,216	1,157,192	12.03	763	31.12.2027
89,149	128,005	186,775	227,083	277,363	419,911	57,469	379,494	856,874	-	-	83,353	-	238,593	1,178,821	12.06	765	31.12.2028
70,716	105,952	161,626	201,076	251,445	399,706	51,434	396,867	848,007	-	-	104,036	-	241,592	1,193,635	12.03	763	31.12.2029
54,109	84,594	134,911	171,744	219,878	367,003	102,453	412,980	882,437	-	-	83,529	-	245,125	1,211,091	12.03	763	31.12.2030
39,194	63,941	106,608	138,870	182,024	319,010	113,618	380,583	813,212	-	82,428	83,625	-	248,500	1,227,765	12.03	763	31.12.2031
38,906	66,231	115,445	153,879	206,499	380,001	106,100	427,622	913,723	-	-	83,767	-	253,124	1,250,614	12.06	765	31.12.2032
32,909	58,457	106,526	145,293	199,620	385,708	107,804	434,142	927,655	-	-	83,858	-	256,683	1,268,196	12.03	763	31.12.2033
27,242	50,494	96,198	134,258	188,850	383,144	108,269	432,296	923,709	-	-	104,586	-	260,942	1,289,237	12.03	763	31.12.2034
20,090	38,858	77,394	110,525	159,169	339,072	98,481	384,915	822,467	-	-	74,511	-	227,618	1,124,597	12.03	763	31.12.2035
16,659	33,622	70,010	102,306	150,840	337,396	98,319	383,298	819,013	-	-	74,496	-	226,738	1,120,247	12.06	765	31.12.2036
13,732	28,920	62,957	94,139	142,103	333,746	97,228	379,127	810,101	-	-	74,421	-	224,457	1,108,980	12.03	763	31.12.2037
7,172	15,761	35,869	54,882	84,817	209,163	114,593	284,807	608,563	-	192,332	74,354	-	222,104	1,097,354	12.03	763	31.12.2038
9,384	21,519	51,199	80,160	126,833	328,414	89,891	367,983	786,287	-	-	95,005	-	223,638	1,104,930	12.03	763	31.12.2039
8,137	19,470	48,431	77,588	125,687	341,720	93,865	383,184	818,769	-	-	74,494	-	226,676	1,119,938	12.06	765	31.12.2040
6,869	17,151	44,601	73,115	121,261	346,171	96,426	389,352	831,949	-	-	74,580	-	230,042	1,136,571	12.03	763	31.12.2041

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 מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
5,825	15,176	41,260	69,212	117,519	352,265	99,477	397,397	849,138	-	-	74,705	-	234,436	1,158,279	12.03	763	31.12.2042
4,956	13,473	38,295	65,731	114,267	359,640	101,680	405,823	867,142	-	-	74,836	-	239,038	1,181,016	12.03	763	31.12.2043
4,134	11,727	34,846	61,202	108,927	359,975	101,780	406,205	867,960	-	-	95,609	-	244,517	1,208,086	12.06	765	31.12.2044
2,592	7,674	23,839	42,843	78,067	270,890	121,951	345,582	738,423	-	164,856	75,099	-	248,274	1,226,653	12.03	763	31.12.2045
3,077	9,506	30,873	56,775	105,916	385,903	104,600	431,496	921,999	-	-	75,235	-	253,059	1,250,294	12.03	763	31.12.2046
2,617	8,436	28,644	53,901	102,950	393,851	106,975	440,576	941,402	-	-	75,376	-	258,019	1,274,798	12.03	763	31.12.2047
1,496	5,033	17,866	34,402	67,270	270,221	132,044	353,872	756,138	-	208,360	75,554	-	263,925	1,303,977	12.06	765	31.12.2048
1,854	6,507	24,149	47,580	95,256	401,771	108,862	449,203	959,836	-	-	96,267	-	267,998	1,324,101	12.03	763	31.12.2049
1,171	4,290	16,642	33,553	68,773	304,573	131,157	383,311	819,041	-	180,884	75,802	-	272,978	1,348,705	12.03	763	31.12.2050
1,379	5,270	21,377	44,101	92,544	430,341	111,992	477,090	1,019,423	-	-	75,944	-	277,962	1,373,329	12.03	763	31.12.2051
872	3,476	14,738	31,112	66,842	326,364	132,263	403,454	862,081	-	180,884	76,125	-	283,982	1,403,071	12.06	765	31.12.2052
574	2,390	10,594	22,884	50,335	258,054	142,191	352,096	752,341	-	306,816	76,233	-	288,118	1,423,508	12.03	763	31.12.2053
827	3,590	16,637	36,773	82,812	445,781	102,037	481,915	1,029,733	-	-	96,699	-	285,845	1,412,278	11.78	747	31.12.2054
687	3,113	15,084	34,116	78,658	444,593	104,144	482,724	1,031,461	-	-	75,830	-	280,988	1,388,279	11.37	721	31.12.2055
582	2,752	13,942	32,267	76,165	452,025	108,826	493,380	1,054,231	-	-	76,006	-	286,810	1,417,046	11.40	723	31.12.2056
493	2,431	12,874	30,488	73,680	459,144	110,953	501,514	1,071,611	-	-	76,122	-	291,250	1,438,983	11.37	721	31.12.2057
404	2,079	11,513	27,898	69,025	451,643	111,824	495,682	1,059,149	-	-	75,933	-	288,040	1,423,121	11.04	700	31.12.2058
313	1,679	9,717	24,094	61,034	419,324	105,282	461,495	986,101	-	-	95,943	-	274,581	1,356,626	10.34	656	31.12.2059
270	1,514	9,164	23,252	60,303	435,019	112,672	481,803	1,029,495	-	-	75,511	-	280,408	1,385,413	10.36	657	31.12.2060
228	1,332	8,427	21,878	58,092	440,016	116,866	489,889	1,046,771	-	-	75,628	-	284,821	1,407,220	10.34	656	31.12.2061
198	1,208	7,987	21,217	57,677	458,722	109,194	499,595	1,067,512	-	-	75,779	-	290,123	1,433,413	10.34	656	31.12.2062
159	1,011	6,989	18,998	52,874	441,544	111,347	486,378	1,039,269	-	-	75,439	-	282,870	1,397,578	9.89	627	31.12.2063
(31)	(203)	(1,469)	(4,085)	(11,639)	(102,059)	1,435	-	(100,624)	160,295	-	65,640	-	31,799	157,110	1.09	69	31.12.2064
2,682,677	3,396,918	4,695,215	5,840,761	7,711,529	17,651,807	4,586,226	15,719,723	37,957,756	160,295	1,569,715	3,636,715	-	10,767,566	54,092,046	511.8	32,462	סה"כ

סה"כ תזרים מהון 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

סה"כ תזרים מהון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהון 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
מהון ב- 20%	מהון ב- 15%	מהון ב- 10%	מהון ב- 7.5%	מהון ב- 5%	מהון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
406,108	414,842	424,166	429,070	434,147	444,869	43,204	-	488,072	-	148,223	81,232	-	133,027	850,554	10.43	662	31.12.2020
440,036	469,043	501,384	518,976	537,621	578,442	113,919	-	692,361	-	19,556	82,104	-	147,208	941,229	11.50	730	31.12.2021
383,564	426,625	476,770	504,975	535,572	605,049	116,451	-	721,501	-	2,947	81,790	-	149,473	955,711	11.14	707	31.12.2022
359,431	417,164	487,388	528,226	573,571	680,377	137,733	-	818,110	-	-	82,693	-	167,005	1,067,808	11.99	761	31.12.2023
258,142	312,633	381,863	423,484	470,786	586,374	133,044	-	719,419	-	82,428	82,888	-	213,365	1,098,100	12.06	765	31.12.2024
217,972	275,460	351,752	399,163	454,313	594,151	109,515	108,528	812,194	-	-	83,018	-	227,170	1,122,382	12.03	763	31.12.2025
150,628	198,631	265,173	307,913	358,800	492,700	79,211	257,215	829,126	-	-	83,142	-	231,498	1,143,766	12.03	763	31.12.2026
113,936	156,778	218,813	259,989	310,169	447,217	65,626	338,447	851,290	-	-	83,303	-	237,163	1,171,756	12.03	763	31.12.2027
87,739	125,979	183,820	223,491	272,975	413,268	55,485	400,543	869,295	-	-	83,444	-	241,768	1,194,508	12.06	765	31.12.2028
71,746	107,495	163,979	204,004	255,106	405,527	53,173	403,517	862,217	-	-	104,142	-	245,224	1,211,583	12.04	764	31.12.2029
54,973	85,947	137,067	174,488	223,392	372,868	104,206	419,682	896,756	-	-	83,634	-	248,785	1,229,174	12.03	763	31.12.2030
46,311	75,552	125,966	164,086	215,076	376,938	107,531	426,187	910,655	-	-	83,735	-	252,338	1,246,728	12.03	763	31.12.2031
39,367	67,016	116,813	155,702	208,946	384,504	109,907	434,933	929,344	-	-	83,881	-	257,117	1,270,342	12.06	765	31.12.2032
33,331	59,207	107,892	147,155	202,178	390,652	111,743	441,957	944,353	-	-	83,981	-	260,951	1,289,285	12.03	763	31.12.2033
23,930	44,356	84,504	117,937	165,893	336,568	120,210	401,827	858,604	-	82,428	104,713	-	265,370	1,311,114	12.03	763	31.12.2034
20,084	38,845	77,369	110,490	159,118	338,964	98,448	384,791	822,203	-	-	74,509	-	227,551	1,124,263	12.03	763	31.12.2035
16,658	33,620	70,005	102,299	150,830	337,373	98,312	383,272	818,957	-	-	74,496	-	226,724	1,120,177	12.06	765	31.12.2036
13,731	28,918	62,951	94,130	142,089	333,714	97,219	379,091	810,023	-	-	74,421	-	224,438	1,108,882	12.03	763	31.12.2037
11,314	24,862	56,583	86,576	133,798	329,953	96,095	374,794	800,843	-	-	74,354	-	222,091	1,097,288	12.03	763	31.12.2038
9,257	21,228	50,507	79,077	125,119	323,976	94,310	367,966	786,252	-	-	95,005	-	223,629	1,104,885	12.03	763	31.12.2039
8,031	19,217	47,802	76,581	124,054	337,282	98,284	383,167	818,733	-	-	74,494	-	226,667	1,119,894	12.06	765	31.12.2040
6,800	16,978	44,152	72,378	120,038	342,680	99,897	389,335	831,912	-	-	74,580	-	230,033	1,136,525	12.03	763	31.12.2041
5,783	15,067	40,962	68,712	116,671	349,720	102,000	397,378	849,098	-	-	74,705	-	234,425	1,158,229	12.03	763	31.12.2042

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

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>						<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב- 20%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 7.5%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
4,921	13,378	38,026	65,269	113,464	357,113	104,208	405,824	867,145	-	-	74,836	-	239,038	1,181,020	12.03	763	31.12.2043
2,706	7,678	22,815	40,071	71,318	235,688	123,747	316,194	675,628	-	192,332	95,609	-	244,517	1,208,086	12.06	765	31.12.2044
3,583	10,607	32,951	59,220	107,909	374,442	106,101	422,733	903,276	-	-	75,099	-	248,274	1,226,649	12.03	763	31.12.2045
3,047	9,412	30,569	56,217	104,875	382,111	108,392	431,496	921,999	-	-	75,235	-	253,059	1,250,294	12.03	763	31.12.2046
2,592	8,355	28,368	53,383	101,959	390,061	110,767	440,578	941,405	-	-	75,376	-	258,020	1,274,802	12.03	763	31.12.2047
2,212	7,441	26,415	50,863	99,459	399,521	113,592	451,385	964,498	-	-	75,554	-	263,925	1,303,977	12.06	765	31.12.2048
1,835	6,440	23,899	47,088	94,270	397,609	113,021	449,202	959,832	-	-	96,267	-	267,997	1,324,097	12.03	763	31.12.2049
1,592	5,831	22,623	45,612	93,489	414,033	117,927	467,965	999,925	-	-	75,802	-	272,978	1,348,705	12.03	763	31.12.2050
1,352	5,168	20,963	43,248	90,755	422,020	120,313	477,090	1,019,423	-	-	75,944	-	277,962	1,373,329	12.03	763	31.12.2051
1,153	4,597	19,493	41,150	88,408	431,664	123,194	488,107	1,042,965	-	-	76,125	-	283,982	1,403,071	12.06	765	31.12.2052
745	3,100	13,742	29,684	65,293	334,738	141,022	418,526	894,287	-	164,856	76,233	-	288,114	1,423,491	12.03	763	31.12.2053
816	3,542	16,415	36,283	81,709	439,845	123,585	495,649	1,059,079	-	-	96,989	-	293,365	1,449,434	12.03	763	31.12.2054
703	3,183	15,423	34,883	80,426	454,589	130,862	515,021	1,100,472	-	-	76,533	-	298,678	1,475,684	12.03	763	31.12.2055
431	2,036	10,312	23,866	56,336	334,343	153,292	428,972	916,606	-	208,360	76,722	-	304,942	1,506,630	12.06	765	31.12.2056
513	2,530	13,396	31,724	76,667	477,760	130,004	534,649	1,142,413	-	-	76,838	-	309,399	1,528,650	12.03	763	31.12.2057
435	2,240	12,405	30,059	74,374	486,638	132,656	544,792	1,164,086	-	-	76,996	-	314,939	1,556,021	12.03	763	31.12.2058
363	1,951	11,294	28,005	70,940	487,381	132,878	545,641	1,165,900	-	-	97,766	-	320,670	1,584,336	12.03	763	31.12.2059
246	1,380	8,348	21,181	54,933	396,276	152,941	483,146	1,032,363	-	180,884	77,364	-	327,507	1,618,118	12.06	765	31.12.2060
272	1,590	10,056	26,108	69,322	525,081	130,631	576,829	1,232,541	-	-	77,494	-	332,436	1,642,471	12.03	763	31.12.2061
191	1,163	7,692	20,436	55,553	441,831	130,327	503,327	1,075,485	-	180,884	77,667	-	338,527	1,672,563	12.03	763	31.12.2062
149	950	6,569	17,858	49,701	415,051	103,075	455,795	973,922	-	306,816	77,845	-	344,756	1,703,338	12.03	763	31.12.2063
(19)	(127)	(915)	(2,546)	(7,256)	(63,624)	-	-	(63,624)	160,295	-	66,008	-	41,282	203,961	1.42	90	31.12.2064
2,808,708	3,537,908	4,868,547	6,048,562	7,984,167	18,337,340	4,848,055	16,545,552	39,730,947	160,295	1,569,715	3,654,563	-	11,217,386	56,332,906	528.1	33,493	סה"כ

(6) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של משאבים ועתודות (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁸

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%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	17,670,996	4,776,563	3,413,528	2,667,672	משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	14,587,088	4,051,715	2,897,118	2,255,985
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	19,340,804	5,074,280	3,666,615	2,898,082	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,964,248	4,310,329	3,120,447	2,460,411
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	20,107,895	5,263,860	3,820,864	3,035,840	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,581,352	4,476,762	3,256,147	2,581,437
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	18,443,422	4,953,578	3,537,802	2,765,695	משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,815,765	3,864,531	2,761,801	2,147,147
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	20,181,355	5,259,758	3,797,723	3,002,416	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,124,457	4,117,383	2,980,871	2,347,581
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	20,991,726	5,457,167	3,957,658	3,144,727	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,701,363	4,275,505	3,109,811	2,462,638

¹⁸ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת.

קלטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,035,769	2,623,743	3,674,714	13,045,213	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	2,865,233	3,664,090	5,133,330	19,221,258	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות
				(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,229,004	2,834,523	3,916,632	14,276,147	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	3,109,056	3,932,120	5,449,939	21,031,701	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות
				(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,341,970	2,961,613	4,072,658	14,822,535	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	3,251,443	4,092,062	5,647,900	21,873,052	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות
				(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resource)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resource)

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%
קלטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,253,291	2,893,116	4,044,875	14,543,169	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות	2,669,071	3,411,028	4,744,732	15,834,883	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות
				(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,457,651	3,116,342	4,303,268	15,915,713	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות	2,899,670	3,664,412	5,041,208	17,190,214	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות
				(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,578,651	3,252,009	4,469,632	16,530,817	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות	3,033,632	3,813,360	5,218,862	17,505,180	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות
				(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

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 15% ¹⁹					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	15,701,233	4,897,936	3,531,914	2,767,210	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,749,868	3,854,153	2,755,683	2,143,001
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	17,038,996	5,205,760	3,793,184	3,004,456	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,051,570	4,106,634	2,974,564	2,343,305
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,264,646	5,393,749	3,951,726	3,146,556	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,625,495	4,264,687	3,103,486	2,458,352
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ²⁰					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	15,463,267	5,040,731	3,648,461	2,862,823	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,963,363	3,663,600	2,617,466	2,031,559
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,889,712	5,370,768	3,924,097	3,111,246	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	4,185,292	3,905,482	2,828,417	2,224,995
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,122,711	5,560,073	4,082,877	3,253,471	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	14,721,295	4,058,071	2,953,027	2,336,120

¹⁹ ראו הערת שוליים 12 לעיל.

²⁰ ראו הערת שוליים 12 לעיל.

(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 באומדן הטוב ביותר ובאומדן הגבוה ביחס לדוח המשאבים הקודם שפורסם בדוח התקופתי, הנובע בעיקר מניתוח מעודכן של תוצאות העיבוד מחדש של הסקרים הסיסמיים, אשר הסתיים במהלך שנת 2019. המשאבים באומדן הטוב ביותר ($2P+2C$) עלו בכ-6.7% (מכ-BCF 21,495 לכ-BCF 22,925), ובאומדן הגבוה ($3P+3C$) עלו המשאבים בכ-7.8% (מכ-BCF 25,844 לכ-BCF 27,857). סך המשאבים באומדן הנמוך ($1P+1C$) נותר ללא שינוי (כ-BCF 16,983). בנוסף, לאור עדכון הערכות השותפות לכמויות המכירה ממאגר לווייתן, ובעיקר לאור כניסתו לתוקף של הסכם הייצוא למצרים, שונה סיווג חלק מהמשאבים באופן הבא²¹: הגדלת עתודות מסוג 1P בדוח הנוכחי בכ-BCF 2,152, הפחתת המשאבים המותנים מסוג 1C (שלב א') בכ-BCF 2,299 והגדלת המשאבים המותנים מסוג 1C (פיתוחים עתידיים) בכ-BCF 147. הגדלת עתודות מסוג 2P בדוח הנוכחי בכ-BCF 101, הפחתת המשאבים המותנים מסוג 2C (שלב א') בכ-BCF 112 והגדלת המשאבים המותנים מסוג 2C (פיתוחים עתידיים) בכ-BCF 1,441. הגדלת עתודות מסוג 3P בדוח הנוכחי בכ-BCF 427, הפחתת המשאבים המותנים מסוג 3C (שלב א') בכ-BCF 449 והגדלת המשאבים המותנים מסוג 3C (פיתוחים עתידיים) בכ-BCF 2,035.

(ד) נתוני הפקה

ההפקה המסחרית ממאגר לווייתן החלה ביום 31.12.2019.

(ה) חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת א' דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2019, וכן מצורפת כנספת א' לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

(ו) הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 13.1.2020;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, 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) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (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.

גבי לסט

²¹ לפרטים אודות סיווג מחדש של משאבים מותנים כעתודות בעקבות כניסתו לתוקף של הסכם הייצוא למצרים, ראו הדוח המיידני של השותפות מיום 24.12.2019 (מסי' אסמכתא: 2019-01-112932).

"הידרוקרבונים" – פחמימנים; תרכובות המורכבות מפחמן ומימן, ובכלל זה, גז, נפט וקונדנסט.

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

"חיפוש נפט" –

(1) קדיחת נסיון;

(2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד.

"כמויות מסחריות" – כמויות של נפט ו/או גז המאפשרות להפיקן באופן כלכלי.

"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.

"נקבוביות (Porosity)" – היחס בין כלל נפח החללים בסלע לבין נפח הסלע כולו.

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

"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 פטרולים (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; ו- (4) קיימות, בהתאם לפרויקט הפיתוח המיושם.

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

"רשיון" – כמשמעו בחוק הנפט.

"עתודות מוכחות (Proved reserves)" ; "עתודות צפויות (Probable Reserves)" ; "עתודות אפשריות (Possible Reserves)" – "עתודות בקטגוריה 1P/2P/3P (1P/2P/3P)" – כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS).

"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 במאגר לווייתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:

45.34%	השותפות
39.66%	Noble Energy Mediterranean Ltd.
15.00%	רציו חיפושי נפט (1992), שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

**דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ, השותף הכללי
בדלק קידוחים - שותפות מוגבלת**

ע"י יוסי אבו, מנכ"ל
ויוסי גבורה, משנה למנכ"ל

January 13, 2020

Mr. Yossi Abu
Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzlia 4612001
Israel

Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) 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 Delek Drilling 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 Delek Drilling interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

RBT:MDK

January 13, 2020

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzelia 4612001
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 Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) 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 Delek Drilling interest in these properties. Leviathan Field began producing on December 31, 2019. It is our understanding that Delek Drilling 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 Delek Drilling, 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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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	5,249.1	20.8	9.4
Probable	1,908.9	865.5	3.4	1.6
Proved + Probable (2P)	13,486.2	6,114.6	24.2	11.0
Possible	1,145.1	519.2	2.1	0.9
Proved + Probable + Possible (3P)	14,631.3	6,633.8	26.3	11.9

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling 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	11,957.8	5,850.7	3,758.6	2,770.0	2,194.4
Probable	1,771.7	694.0	462.9	383.8	341.1
Proved + Probable (2P)	13,729.4	6,544.7	4,221.5	3,153.7	2,535.5
Possible	984.4	533.0	343.5	254.2	205.5
Proved + Probable + Possible (3P)	14,713.9	7,077.7	4,565.0	3,407.9	2,741.0

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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 Delek Drilling 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 Delek Drilling 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⁾	2,299.5	2,080.3	1,821.3	4.1	3.7	3.3
Future Development	151.5	2,199.3	4,175.3	0.3	3.9	7.5
Total	2,451.0	4,279.6	5,996.6	4.4	7.7	10.8

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.

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 Delek Drilling 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)	4,167.5	1,420.0	657.0	387.7	270.1
Best Estimate (2C)	3,922.4	1,166.8	473.7	243.2	147.2
High Estimate (3C)	3,623.4	906.5	303.5	130.0	67.7

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling'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 Delek Drilling. Gas prices are based on Delek Drilling'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 Delek Drilling. Operating costs are intended to include Delek Drilling'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 Delek Drilling 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 Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the

January 13, 2020
Page 5 of 6

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 Delek Drilling, 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. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Delek Drilling, 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 Delek Drilling.

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

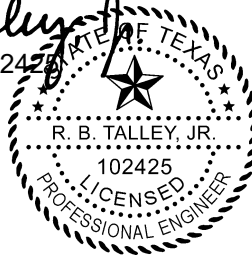
By: 

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

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

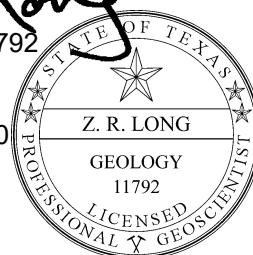
Date Signed: January 13, 2020

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.

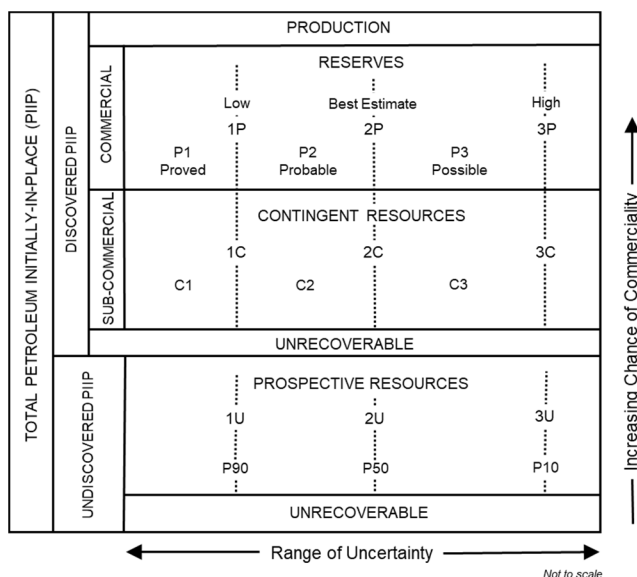


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

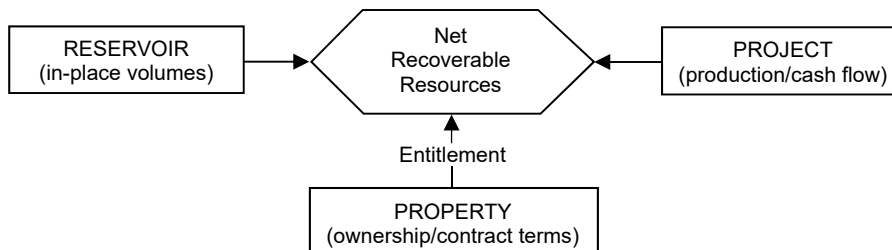


Figure 1.2—Resources evaluation

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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED DEVELOPED PRODUCING RESERVES
DELEK DRILLING 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	586,321.7	67,427.0	15,845.3	8,428.4	91,700.7	148,223.3	0.0	78,682.9	267,714.8
12-31-2021	715,255.1	82,254.3	19,329.8	10,281.8	111,865.9	19,555.9	0.0	79,874.7	503,958.6
12-31-2022	685,866.9	78,874.7	18,535.6	9,859.3	107,269.6	2,947.1	0.0	79,213.7	496,436.6
12-31-2023	772,997.6	88,894.7	20,890.3	11,111.8	120,896.8	0.0	0.0	79,924.4	572,176.5
12-31-2024	801,183.9	92,136.1	21,652.0	11,517.0	125,305.2	0.0	0.0	80,106.2	595,772.5
12-31-2025	866,669.6	99,667.0	31,886.5	12,458.4	144,011.8	0.0	0.0	80,638.4	642,019.3
12-31-2026	886,643.0	101,963.9	64,747.1	12,745.5	179,456.5	0.0	0.0	80,753.5	626,432.9
12-31-2027	912,005.1	104,880.6	66,599.2	13,110.1	184,589.8	0.0	0.0	80,899.6	646,515.7
12-31-2028	929,708.8	106,916.5	67,892.0	13,364.6	188,173.1	0.0	0.0	81,008.1	660,527.6
12-31-2029	944,073.0	108,568.4	68,940.9	13,571.0	191,080.4	0.0	0.0	101,691.3	651,301.3
12-31-2030	952,944.2	109,588.6	69,588.8	13,698.6	192,875.9	0.0	0.0	81,114.1	678,954.2
12-31-2031	938,684.9	107,948.8	68,547.5	13,493.6	189,989.8	0.0	0.0	80,935.9	667,759.2
12-31-2032	936,069.8	107,648.0	68,356.5	13,456.0	189,460.5	0.0	0.0	80,869.2	665,740.1
12-31-2033	946,511.2	108,848.8	69,119.0	13,606.1	191,573.9	0.0	0.0	80,907.1	674,030.3
12-31-2034	962,434.1	110,679.9	70,281.8	13,835.0	194,796.7	0.0	0.0	101,591.1	666,046.4
Subtotal	12,837,368.9	1,476,297.4	742,212.0	184,537.2	2,403,046.6	170,726.2	0.0	1,248,210.1	9,015,386.0
Remaining	21,564,697.0	2,479,940.2	1,574,762.0	309,992.5	4,364,694.7	0.0	60,592.4	2,219,536.3	14,919,873.6
Total	34,402,065.9	3,956,237.6	2,316,974.0	494,529.7	6,767,741.3	170,726.2	60,592.4	3,467,746.4	23,935,259.6

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	267,714.8	23.0	0.0	267,714.8	261,262.9	255,256.0	249,645.3	244,389.1
12-31-2021	-	0.0	503,958.6	23.0	63,107.9	440,850.7	409,739.3	382,122.4	357,474.3	335,366.5
12-31-2022	-	0.0	496,436.6	23.0	64,686.5	431,750.1	382,172.3	340,212.9	304,430.3	273,702.9
12-31-2023	-	0.0	572,176.5	23.0	81,168.1	491,008.4	413,929.5	351,734.1	301,055.4	259,390.8
12-31-2024	-	0.0	595,772.5	23.0	86,595.2	509,177.3	408,805.9	331,590.4	271,474.3	224,157.6
12-31-2025	-	0.0	642,019.3	23.0	97,232.0	544,787.3	416,568.0	322,527.9	252,574.1	199,862.0
12-31-2026	-	0.0	626,432.9	23.0	93,647.1	532,785.8	387,991.5	286,747.9	214,791.3	162,882.6
12-31-2027	17.2	111,385.4	535,130.3	23.0	72,647.5	462,482.8	320,756.8	226,282.2	162,129.4	117,824.7
12-31-2028	29.8	196,529.1	463,998.6	23.0	56,287.2	407,711.4	269,304.6	181,348.9	124,285.7	86,559.0
12-31-2029	36.2	235,823.5	415,477.8	23.0	45,127.4	370,350.4	232,977.8	149,755.3	98,171.0	65,522.6
12-31-2030	41.9	284,303.6	394,650.6	23.0	87,144.0	307,506.6	184,232.7	113,039.8	70,880.5	45,336.8
12-31-2031	46.3	309,067.9	358,691.3	23.0	80,497.8	278,193.5	158,734.0	92,967.5	55,759.9	34,179.3
12-31-2032	46.8	311,566.4	354,173.7	23.0	79,548.1	274,625.6	149,236.4	83,432.0	47,865.0	28,117.4
12-31-2033	46.8	315,446.2	358,584.1	23.0	80,562.5	278,021.6	143,887.5	76,785.2	42,136.4	23,720.9
12-31-2034	46.8	311,709.7	354,336.7	23.0	79,585.6	274,751.1	135,423.7	68,983.5	36,209.3	19,534.9
Subtotal		2,075,831.7	6,939,554.3		1,067,836.9	5,871,717.3	4,275,022.8	3,262,786.0	2,588,882.4	2,120,546.9
Remaining		7,010,473.1	7,909,400.6		1,823,357.6	6,086,043.0	1,575,694.0	495,810.6	181,080.4	73,818.5
Total		9,086,304.7	14,848,954.8		2,891,194.5	11,957,760.3	5,850,716.8	3,758,596.6	2,769,962.8	2,194,365.4

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING 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	166,460.7	19,143.0	4,498.6	2,392.9	26,034.5	0.0	0.0	1,601.2	138,825.0
12-31-2021	165,891.8	19,077.6	4,483.2	2,384.7	25,945.5	0.0	0.0	1,663.8	138,282.5
12-31-2022	117,027.7	13,458.2	3,162.7	1,682.3	18,303.1	0.0	0.0	1,147.8	97,576.7
12-31-2023	160,614.4	18,470.7	4,340.6	2,308.8	25,120.1	0.0	0.0	1,551.6	133,942.7
12-31-2024	233,714.2	26,877.1	30,111.3	3,359.6	60,348.1	0.0	0.0	2,236.9	171,129.3
12-31-2025	186,470.6	21,444.1	45,019.1	2,680.5	69,143.7	0.0	0.0	1,782.4	115,544.5
12-31-2026	128,960.4	14,830.5	9,417.3	1,853.8	26,101.6	0.0	0.0	1,244.9	101,614.0
12-31-2027	91,759.1	10,552.3	6,700.7	1,319.0	18,572.0	0.0	0.0	895.9	72,291.2
12-31-2028	72,846.5	8,377.3	5,319.6	1,047.2	14,744.1	0.0	0.0	715.0	57,387.4
12-31-2029	63,790.9	7,336.0	4,658.3	917.0	12,911.3	0.0	0.0	624.9	50,254.7
12-31-2030	64,990.1	7,473.9	4,745.9	934.2	13,154.0	0.0	0.0	620.0	51,216.1
12-31-2031	80,909.6	9,304.6	5,908.4	1,163.1	16,376.1	0.0	0.0	769.0	63,764.5
12-31-2032	83,211.0	9,569.3	6,076.5	1,196.2	16,841.9	0.0	0.0	786.6	65,582.4
12-31-2033	69,269.8	7,966.0	5,058.4	995.8	14,020.2	0.0	0.0	663.1	54,586.5
12-31-2034	57,430.7	6,604.5	4,193.9	825.6	11,624.0	0.0	0.0	543.6	45,263.1
Subtotal	1,743,347.7	200,485.0	143,694.6	25,060.6	369,240.2	0.0	0.0	16,846.9	1,357,260.6
Remaining	3,813,818.3	438,589.1	278,504.1	54,823.6	771,916.8	0.0	0.0	31,530.8	3,010,370.7
Total	5,557,166.0	639,074.1	422,198.7	79,884.3	1,141,157.0	0.0	0.0	48,377.7	4,367,631.2

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	138,825.0	23.0	24,451.1	114,374.0	111,617.6	109,051.3	106,654.3	104,408.7
12-31-2021	-	0.0	138,282.5	23.0	39,283.7	98,998.8	92,012.4	85,810.6	80,275.6	75,311.0
12-31-2022	-	0.0	97,576.7	23.0	22,442.6	75,134.1	66,506.4	59,204.6	52,977.6	47,630.3
12-31-2023	-	0.0	133,942.7	23.0	30,806.8	103,135.9	86,945.5	73,881.4	63,236.4	54,484.8
12-31-2024	-	0.0	171,129.3	23.0	39,359.7	131,769.5	105,794.5	85,812.0	70,254.6	58,009.5
12-31-2025	1.7	12,763.0	102,781.5	23.0	23,639.7	79,141.7	60,515.2	46,853.9	36,691.7	29,034.1
12-31-2026	25.5	185,659.5	-84,045.6	23.0	-19,330.5	-64,715.1	-47,127.6	-34,830.0	-26,089.7	-19,784.6
12-31-2027	33.8	131,637.9	-59,346.8	23.0	-13,649.8	-45,697.0	-31,693.3	-22,358.5	-16,019.7	-11,642.0
12-31-2028	40.4	93,476.6	-36,089.2	23.0	-8,300.5	-27,788.7	-18,355.2	-12,360.3	-8,471.0	-5,899.7
12-31-2029	45.7	84,971.2	-34,716.4	23.0	-7,984.8	-26,731.7	-16,816.2	-10,809.2	-7,085.9	-4,729.4
12-31-2030	46.8	57,416.1	-6,200.0	23.0	-1,426.0	-4,774.0	-2,860.2	-1,754.9	-1,100.4	-703.9
12-31-2031	46.8	33,285.2	30,479.3	23.0	7,010.2	23,469.1	13,391.2	7,843.0	4,704.0	2,883.4
12-31-2032	46.8	30,692.6	34,889.9	23.0	8,024.7	26,865.2	14,599.0	8,161.7	4,682.4	2,750.6
12-31-2033	46.8	25,546.5	29,040.0	23.0	6,679.2	22,360.8	11,572.6	6,175.7	3,389.0	1,907.8
12-31-2034	46.8	21,183.1	24,080.0	23.0	5,538.4	18,541.6	9,139.1	4,655.4	2,443.6	1,318.3
Subtotal		676,631.7	680,628.8		156,544.6	524,084.2	455,241.0	405,336.6	366,542.3	334,979.1
Remaining		1,395,895.7	1,614,475.0		366,873.1	1,247,601.9	238,753.5	57,582.0	17,220.8	6,142.6
Total		2,072,527.4	2,295,103.8		523,417.7	1,771,686.1	693,994.5	462,918.6	383,763.1	341,121.7

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING 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	752,782.4	86,570.0	20,343.9	10,821.2	117,735.2	148,223.3	0.0	80,284.2	406,539.8
12-31-2021	881,146.8	101,331.9	23,813.0	12,666.5	137,811.4	19,555.9	0.0	81,538.5	642,241.1
12-31-2022	802,894.6	92,332.9	21,698.2	11,541.6	125,572.7	2,947.1	0.0	80,361.5	594,013.3
12-31-2023	933,612.0	107,365.4	25,230.9	13,420.7	146,016.9	0.0	0.0	81,476.0	706,119.2
12-31-2024	1,034,898.1	119,013.3	51,763.3	14,876.7	185,653.2	0.0	0.0	82,343.1	766,901.8
12-31-2025	1,053,140.2	121,111.1	76,905.6	15,138.9	213,155.6	0.0	0.0	82,420.9	757,563.8
12-31-2026	1,015,603.4	116,794.4	74,164.4	14,599.3	205,558.1	0.0	0.0	81,998.4	728,046.9
12-31-2027	1,003,764.2	115,432.9	73,299.9	14,429.1	203,161.9	0.0	0.0	81,795.5	718,806.9
12-31-2028	1,002,555.3	115,293.9	73,211.6	14,411.7	202,917.2	0.0	0.0	81,723.1	717,915.0
12-31-2029	1,007,863.9	115,904.4	73,599.3	14,488.0	203,991.7	0.0	0.0	102,316.2	701,556.1
12-31-2030	1,017,934.3	117,062.4	74,334.7	14,632.8	206,029.9	0.0	0.0	81,734.1	730,170.3
12-31-2031	1,019,594.5	117,253.4	74,455.9	14,656.7	206,365.9	0.0	0.0	81,704.9	731,523.7
12-31-2032	1,019,280.8	117,217.3	74,433.0	14,652.2	206,302.4	0.0	0.0	81,655.8	731,322.5
12-31-2033	1,015,781.1	116,814.8	74,177.4	14,601.9	205,594.1	0.0	0.0	81,570.2	728,616.8
12-31-2034	1,019,864.8	117,284.5	74,475.6	14,660.6	206,420.6	0.0	0.0	102,134.7	711,309.5
Subtotal	14,580,716.6	1,676,782.4	885,906.6	209,597.8	2,772,286.8	170,726.2	0.0	1,265,057.0	10,372,646.5
Remaining	25,378,515.3	2,918,529.3	1,853,266.1	364,816.2	5,136,611.5	0.0	60,592.4	2,251,067.1	17,930,244.3
Total	39,959,231.9	4,595,311.7	2,739,172.7	574,414.0	7,908,898.3	170,726.2	60,592.4	3,516,124.1	28,302,890.8

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	406,539.8	23.0	24,451.1	382,088.8	372,880.5	364,307.4	356,299.6	348,797.7
12-31-2021	-	0.0	642,241.1	23.0	102,391.6	539,849.5	501,751.6	467,933.0	437,749.8	410,677.5
12-31-2022	-	0.0	594,013.3	23.0	87,129.1	506,884.2	448,678.7	399,417.4	357,407.9	321,333.2
12-31-2023	-	0.0	706,119.2	23.0	111,974.9	594,144.2	500,875.0	425,615.5	364,291.8	313,875.6
12-31-2024	-	0.0	766,901.8	23.0	125,954.9	640,946.9	514,600.5	417,402.4	341,728.9	282,167.1
12-31-2025	1.7	12,763.0	744,800.8	23.0	120,871.7	623,929.1	477,083.1	369,381.8	289,265.8	228,896.1
12-31-2026	25.5	185,659.5	542,387.3	23.0	74,316.6	468,070.7	340,863.9	251,917.9	188,701.6	143,097.9
12-31-2027	33.8	243,023.3	475,783.5	23.0	58,997.7	416,785.8	289,063.4	203,923.7	146,109.7	106,182.7
12-31-2028	40.4	290,005.7	427,909.4	23.0	47,986.7	379,922.7	250,949.4	168,988.6	115,814.7	80,659.3
12-31-2029	45.7	320,794.7	380,761.4	23.0	37,142.6	343,618.8	216,161.6	138,946.1	91,085.1	60,793.2
12-31-2030	46.8	341,719.7	388,450.6	23.0	85,718.0	302,732.5	181,372.5	111,284.8	69,780.1	44,633.0
12-31-2031	46.8	342,353.1	389,170.6	23.0	87,508.1	301,662.5	172,125.2	100,810.4	60,463.9	37,062.7
12-31-2032	46.8	342,258.9	389,063.6	23.0	87,572.8	301,490.8	163,835.4	91,593.7	52,547.4	30,868.0
12-31-2033	46.8	340,992.7	387,624.1	23.0	87,241.7	300,382.4	155,460.1	82,960.9	45,525.4	25,628.8
12-31-2034	46.8	332,892.8	378,416.7	23.0	85,124.0	293,292.7	144,562.7	73,638.9	38,652.9	20,853.2
Subtotal		2,752,463.4	7,620,183.1		1,224,381.5	6,395,801.6	4,730,263.8	3,668,122.5	2,955,424.7	2,455,526.0
Remaining		8,406,368.8	9,523,875.6		2,190,230.7	7,333,644.9	1,814,447.6	553,392.6	198,301.2	79,961.1
Total		11,158,832.2	17,144,058.7		3,414,612.2	13,729,446.4	6,544,711.3	4,221,515.1	3,153,725.9	2,535,487.1

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING 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	72,678.9	8,358.1	1,964.1	1,044.8	11,367.0	0.0	0.0	719.9	60,592.0
12-31-2021	57,409.2	6,602.1	1,551.5	825.3	8,978.8	0.0	0.0	540.0	47,890.4
12-31-2022	115,457.4	13,277.6	3,120.2	1,659.7	18,057.5	0.0	0.0	1,073.3	96,326.5
12-31-2023	134,554.5	15,473.8	3,636.3	1,934.2	21,044.3	0.0	0.0	1,220.1	112,290.1
12-31-2024	53,400.4	6,141.0	17,249.7	767.6	24,158.4	0.0	0.0	457.8	28,784.2
12-31-2025	53,406.8	6,141.8	3,900.0	767.7	10,809.5	0.0	0.0	457.5	42,139.8
12-31-2026	106,417.3	12,238.0	7,771.1	1,529.7	21,538.9	0.0	0.0	952.5	83,926.0
12-31-2027	128,566.5	14,785.1	9,388.6	1,848.1	26,021.9	0.0	0.0	1,155.3	101,389.3
12-31-2028	126,879.2	14,591.1	9,265.4	1,823.9	25,680.4	0.0	0.0	1,133.4	100,065.5
12-31-2029	119,370.4	13,727.6	8,717.0	1,715.9	24,160.6	0.0	0.0	1,057.4	94,152.4
12-31-2030	99,844.6	11,482.1	7,291.2	1,435.3	20,208.6	0.0	0.0	880.5	78,755.5
12-31-2031	99,679.7	11,463.2	7,279.1	1,432.9	20,175.2	0.0	0.0	864.3	78,640.2
12-31-2032	106,288.5	12,223.2	7,761.7	1,527.9	21,512.8	0.0	0.0	911.8	83,863.9
12-31-2033	117,870.0	13,555.0	8,607.5	1,694.4	23,856.9	0.0	0.0	1,004.4	93,008.7
12-31-2034	127,025.5	14,607.9	9,276.0	1,826.0	25,710.0	0.0	0.0	1,088.4	100,227.1
Subtotal	1,518,849.0	174,667.6	106,779.5	21,833.5	303,280.6	0.0	0.0	13,516.7	1,202,051.7
Remaining	1,577,836.1	181,451.2	115,221.5	22,681.4	319,354.0	0.0	0.0	14,137.9	1,244,344.1
Total	3,096,685.1	356,118.8	222,000.9	44,514.8	622,634.6	0.0	0.0	27,654.7	2,446,395.8

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	60,592.0	23.0	13,936.2	46,655.8	45,531.4	44,484.6	43,506.8	42,590.8
12-31-2021	-	0.0	47,890.4	23.0	11,014.8	36,875.6	34,273.3	31,963.2	29,901.5	28,052.2
12-31-2022	-	0.0	96,326.5	23.0	22,155.1	74,171.4	65,654.3	58,446.0	52,298.8	47,020.1
12-31-2023	-	0.0	112,290.1	23.0	25,826.7	86,463.4	72,890.3	61,938.1	53,013.9	45,677.0
12-31-2024	-	0.0	28,784.2	23.0	6,620.4	22,163.8	17,794.8	14,433.7	11,816.9	9,757.3
12-31-2025	13.4	94,309.7	-52,170.0	23.0	-11,999.1	-40,170.9	-30,716.4	-23,782.2	-18,624.0	-14,737.2
12-31-2026	30.9	65,338.7	18,587.3	23.0	4,275.1	14,312.2	10,422.6	7,702.9	5,769.9	4,375.5
12-31-2027	39.4	79,929.4	21,459.9	23.0	4,935.8	16,524.2	11,460.4	8,084.9	5,792.8	4,209.8
12-31-2028	45.7	84,012.5	16,053.0	23.0	3,692.2	12,360.8	8,164.7	5,498.1	3,768.0	2,624.3
12-31-2029	46.8	51,596.9	42,555.5	23.0	9,787.8	32,767.7	20,613.3	13,250.0	8,685.9	5,797.3
12-31-2030	46.8	36,857.6	41,897.9	23.0	9,636.5	32,261.4	19,328.4	11,859.3	7,436.3	4,756.4
12-31-2031	46.8	36,803.6	41,836.6	23.0	9,622.4	32,214.2	18,381.0	10,765.4	6,456.9	3,957.9
12-31-2032	46.8	39,248.3	44,615.6	23.0	10,261.6	34,354.0	18,668.6	10,436.8	5,987.6	3,517.3
12-31-2033	46.8	43,528.1	49,480.6	23.0	11,380.5	38,100.1	19,718.3	10,522.6	5,774.4	3,250.7
12-31-2034	46.8	46,906.3	53,320.8	23.0	12,263.8	41,057.0	20,236.8	10,308.5	5,410.9	2,919.2
Subtotal		578,531.1	623,520.6		143,409.7	480,110.9	352,421.9	275,912.0	226,996.7	193,768.6
Remaining		588,147.2	656,196.9		151,860.9	504,336.0	180,580.5	67,571.6	27,203.4	11,745.4
Total		1,166,678.2	1,279,717.6		295,270.6	984,446.9	533,002.4	343,483.6	254,200.0	205,514.0

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING 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	825,461.3	94,928.0	22,308.1	11,866.0	129,102.1	148,223.3	0.0	81,004.0	467,131.8
12-31-2021	938,556.0	107,933.9	25,364.5	13,491.7	146,790.2	19,555.9	0.0	82,078.5	690,131.5
12-31-2022	918,352.0	105,610.5	24,818.5	13,201.3	143,630.3	2,947.1	0.0	81,434.8	690,339.8
12-31-2023	1,068,166.6	122,839.2	28,867.2	15,354.9	167,061.3	0.0	0.0	82,696.1	818,409.2
12-31-2024	1,088,298.5	125,154.3	69,013.0	15,644.3	209,811.6	0.0	0.0	82,800.9	795,686.0
12-31-2025	1,106,547.0	127,252.9	80,805.6	15,906.6	223,965.1	0.0	0.0	82,878.3	799,703.5
12-31-2026	1,122,020.8	129,032.4	81,935.6	16,129.0	227,097.0	0.0	0.0	82,950.9	811,972.9
12-31-2027	1,132,330.7	130,218.0	82,688.4	16,277.3	229,183.7	0.0	0.0	82,950.8	820,196.2
12-31-2028	1,129,434.5	129,885.0	82,477.0	16,235.6	228,597.6	0.0	0.0	82,856.5	817,980.5
12-31-2029	1,127,234.3	129,631.9	82,316.3	16,204.0	228,152.2	0.0	0.0	103,373.6	795,708.5
12-31-2030	1,117,778.9	128,544.6	81,625.8	16,068.1	226,238.5	0.0	0.0	82,614.7	808,925.8
12-31-2031	1,119,274.2	128,716.5	81,735.0	16,089.6	226,541.1	0.0	0.0	82,569.2	810,163.9
12-31-2032	1,125,569.3	129,440.5	82,194.7	16,180.1	227,815.2	0.0	0.0	82,567.6	815,186.5
12-31-2033	1,133,651.1	130,369.9	82,784.9	16,296.2	229,451.0	0.0	0.0	82,574.6	821,625.5
12-31-2034	1,146,890.4	131,892.4	83,751.7	16,486.5	232,130.6	0.0	0.0	103,223.2	811,536.6
Subtotal	16,099,565.6	1,851,450.0	992,686.1	231,431.3	3,075,567.4	170,726.2	0.0	1,278,573.7	11,574,698.2
Remaining	26,956,351.4	3,099,980.4	1,968,487.6	387,497.6	5,455,965.5	0.0	60,592.4	2,265,205.0	19,174,588.5
Total	43,055,917.0	4,951,430.5	2,961,173.6	618,928.8	8,531,532.9	170,726.2	60,592.4	3,543,778.8	30,749,286.7

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	467,131.8	23.0	38,387.2	428,744.6	418,411.9	408,792.0	399,806.4	391,388.5
12-31-2021	-	0.0	690,131.5	23.0	113,406.4	576,725.2	536,024.9	499,896.2	467,651.3	438,729.7
12-31-2022	-	0.0	690,339.8	23.0	109,284.2	581,055.6	514,333.1	457,863.5	409,708.7	368,353.3
12-31-2023	-	0.0	818,409.2	23.0	137,801.6	680,607.6	573,765.2	487,553.6	417,305.7	359,552.6
12-31-2024	-	0.0	795,686.0	23.0	132,575.3	663,110.7	532,395.3	431,836.1	353,545.9	291,924.4
12-31-2025	13.4	107,072.7	692,630.8	23.0	108,872.6	583,758.2	446,366.8	345,599.6	270,641.8	214,158.9
12-31-2026	30.9	250,998.2	560,974.6	23.0	78,591.7	482,383.0	351,286.5	259,620.8	194,471.5	147,473.5
12-31-2027	39.4	322,952.7	497,243.5	23.0	63,933.5	433,310.0	300,523.8	212,008.6	151,902.5	110,392.4
12-31-2028	45.7	374,018.1	443,962.4	23.0	51,678.9	392,283.5	259,114.1	174,486.7	119,582.7	83,283.6
12-31-2029	46.8	372,391.6	423,316.9	23.0	46,930.4	376,386.5	236,774.9	152,196.1	99,771.1	66,590.5
12-31-2030	46.8	378,577.3	430,348.5	23.0	95,354.6	334,994.0	200,700.9	123,144.1	77,216.4	49,389.4
12-31-2031	46.8	379,156.7	431,007.2	23.0	97,130.5	333,876.7	190,506.2	111,575.9	66,920.8	41,020.6
12-31-2032	46.8	381,507.3	433,679.2	23.0	97,834.4	335,844.8	182,504.0	102,030.5	58,535.0	34,385.3
12-31-2033	46.8	384,520.7	437,104.7	23.0	98,622.3	338,482.5	175,178.4	93,483.5	51,299.8	28,879.5
12-31-2034	46.8	379,799.1	431,737.5	23.0	97,387.8	334,349.7	164,799.6	83,947.4	44,063.8	23,772.4
Subtotal		3,330,994.5	8,243,703.8		1,367,791.3	6,875,912.5	5,082,685.7	3,944,034.5	3,182,421.4	2,649,294.6
Remaining		8,994,516.0	10,180,072.5		2,342,091.6	7,837,980.9	1,995,028.1	620,964.2	225,504.6	91,706.5
Total		12,325,510.4	18,423,776.3		3,709,882.9	14,713,893.4	7,077,713.7	4,564,998.7	3,407,926.0	2,741,001.1

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING 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	51,861.9	5,964.1	1,401.6	745.5	8,111.2	0.0	0.0	501.9	43,248.9
12-31-2021	54,776.5	6,299.3	1,480.3	787.4	8,567.0	0.0	0.0	547.8	45,661.7
12-31-2022	91,670.9	10,542.2	2,477.4	1,317.8	14,337.3	0.0	0.0	880.2	76,453.3
12-31-2023	113,206.3	13,018.7	3,059.4	1,627.3	17,705.5	0.0	0.0	1,079.1	94,421.8
12-31-2024	111,516.9	12,824.4	3,013.7	1,603.1	17,441.2	0.0	0.0	1,054.9	93,020.8
12-31-2025	139,128.9	15,999.8	33,186.4	2,000.0	51,186.2	0.0	0.0	1,306.3	86,636.3
12-31-2026	168,176.6	19,340.3	12,281.1	2,417.5	34,038.9	0.0	0.0	1,579.6	132,558.1
12-31-2027	146,389.9	16,834.8	10,690.1	2,104.4	29,629.3	164,856.2	0.0	1,375.8	-49,471.5
12-31-2028	182,558.1	20,994.2	13,331.3	2,624.3	36,949.8	0.0	0.0	1,711.9	143,896.4
12-31-2029	204,356.4	23,501.0	14,923.1	2,937.6	41,361.7	0.0	0.0	1,915.8	161,078.8
12-31-2030	235,669.0	27,101.9	17,209.7	3,387.7	47,699.4	0.0	0.0	2,204.7	185,765.0
12-31-2031	293,044.7	33,700.1	21,399.6	4,212.5	59,312.3	0.0	0.0	2,706.1	231,026.4
12-31-2032	318,051.2	36,575.9	23,225.7	4,572.0	64,373.6	0.0	0.0	2,911.7	250,766.0
12-31-2033	323,994.8	37,259.4	23,659.7	4,657.4	65,576.6	0.0	0.0	2,958.2	255,460.1
12-31-2034	327,417.2	37,653.0	23,909.6	4,706.6	66,269.2	0.0	0.0	2,992.7	258,155.3
Subtotal	2,761,819.4	317,609.2	205,248.9	39,701.2	562,559.3	164,856.2	0.0	25,726.6	2,008,677.2
Remaining	12,239,998.3	1,407,599.8	893,825.9	175,950.0	2,477,375.7	1,234,132.1	99,702.7	104,009.7	8,324,778.1
Total	15,001,817.7	1,725,209.0	1,099,074.8	215,651.1	3,039,935.0	1,398,988.4	99,702.7	129,736.3	10,333,455.4

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	43,248.9	23.0	2,468.5	40,780.3	39,797.5	38,882.5	38,027.8	37,227.2
12-31-2021	-	0.0	45,661.7	23.0	17,980.9	27,680.8	25,727.3	23,993.3	22,445.6	21,057.5
12-31-2022	-	0.0	76,453.3	23.0	17,584.3	58,869.1	52,109.1	46,388.0	41,509.0	37,319.3
12-31-2023	-	0.0	94,421.8	23.0	21,717.0	72,704.7	61,291.5	52,082.1	44,578.0	38,408.6
12-31-2024	-	0.0	93,020.8	23.0	21,394.8	71,626.0	57,506.8	46,644.8	38,188.3	31,532.3
12-31-2025	-	0.0	86,636.3	23.0	19,926.4	66,710.0	51,009.3	39,494.0	30,928.1	24,473.4
12-31-2026	13.2	100,320.8	32,237.3	23.0	7,414.6	24,822.7	18,076.7	13,359.7	10,007.2	7,588.8
12-31-2027	29.0	61,554.9	-111,026.4	23.0	10,485.0	-121,511.4	-84,274.7	-59,452.7	-42,597.4	-30,956.9
12-31-2028	36.5	97,285.4	46,611.0	23.0	6,928.8	39,682.2	26,211.2	17,650.5	12,096.6	8,424.7
12-31-2029	43.8	120,228.1	40,850.7	23.0	5,604.0	35,246.7	22,172.8	14,252.4	9,343.1	6,235.9
12-31-2030	46.8	120,385.0	65,380.0	23.0	11,245.7	54,134.3	32,432.8	19,899.8	12,478.0	7,981.2
12-31-2031	46.8	111,563.8	119,462.6	23.0	23,684.7	95,777.9	54,649.8	32,007.3	19,197.3	11,767.4
12-31-2032	46.8	117,358.5	133,407.5	23.0	28,892.0	106,515.5	57,882.4	32,359.7	18,564.8	10,905.5
12-31-2033	46.8	119,555.3	135,904.8	23.0	27,466.4	108,438.4	56,121.3	29,949.0	16,434.7	9,252.0
12-31-2034	46.8	120,816.7	137,338.6	23.0	27,796.2	109,542.4	53,993.0	27,503.5	14,436.6	7,788.5
Subtotal		969,068.4	1,039,608.8		248,589.3	791,019.5	524,706.7	375,013.9	285,637.7	229,005.3
Remaining		3,938,576.3	4,386,201.9		1,009,713.5	3,376,488.4	895,339.1	282,034.6	102,047.7	41,125.6
Total		4,907,644.7	5,425,810.7		1,258,302.8	4,167,507.9	1,420,045.8	657,048.5	387,685.3	270,130.9

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING 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	23,838.0	2,741.4	644.2	342.7	3,728.3	0.0	0.0	216.4	19,893.3
12-31-2021	3,177.9	365.5	85.9	45.7	497.0	0.0	0.0	31.8	2,649.1
12-31-2022	48,674.9	5,597.6	1,315.4	699.7	7,612.7	0.0	0.0	467.4	40,594.7
12-31-2023	61,949.5	7,124.2	1,674.2	890.5	9,688.9	0.0	0.0	590.6	51,670.0
12-31-2024	23,653.3	2,720.1	6,244.4	340.0	9,304.5	82,428.1	0.0	223.8	-68,303.1
12-31-2025	58,843.0	6,766.9	4,297.0	845.9	11,909.8	0.0	0.0	539.0	46,394.1
12-31-2026	115,783.3	13,315.1	8,455.1	1,664.4	23,434.5	0.0	0.0	1,072.0	91,276.8
12-31-2027	153,427.9	17,644.2	11,204.1	2,205.5	31,053.8	0.0	0.0	1,423.4	120,950.7
12-31-2028	176,265.3	20,270.5	12,871.8	2,533.8	35,676.1	0.0	0.0	1,630.3	138,958.8
12-31-2029	185,770.7	21,363.6	13,565.9	2,670.5	37,600.0	0.0	0.0	1,719.6	146,451.1
12-31-2030	193,156.3	22,213.0	14,105.2	2,776.6	39,094.8	0.0	0.0	1,795.2	152,266.3
12-31-2031	208,170.1	23,939.6	15,201.6	2,992.4	42,133.6	82,428.1	0.0	1,920.5	81,687.9
12-31-2032	231,333.2	26,603.3	16,893.1	3,325.4	46,821.8	0.0	0.0	2,111.1	182,400.2
12-31-2033	252,414.9	29,027.7	18,432.6	3,628.5	51,088.8	0.0	0.0	2,288.1	199,038.0
12-31-2034	269,372.2	30,977.8	19,670.9	3,872.2	54,520.9	0.0	0.0	2,451.8	212,399.5
Subtotal	2,005,830.3	230,670.5	144,661.4	28,833.8	404,165.7	164,856.2	0.0	18,480.9	1,418,327.5
Remaining	12,126,984.0	1,394,603.2	885,573.0	174,325.4	2,454,501.6	1,234,132.1	99,702.7	102,109.6	8,236,538.0
Total	14,132,814.3	1,625,273.6	1,030,234.4	203,159.2	2,858,667.2	1,398,988.4	99,702.7	120,590.5	9,654,865.5

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	19,893.3	23.0	4,575.5	15,317.9	14,948.7	14,605.0	14,284.0	13,983.2
12-31-2021	-	0.0	2,649.1	23.0	609.3	2,039.8	1,895.8	1,768.0	1,654.0	1,551.7
12-31-2022	-	0.0	40,594.7	23.0	9,336.8	31,258.0	27,668.6	24,630.8	22,040.2	19,815.6
12-31-2023	-	0.0	51,670.0	23.0	11,884.1	39,785.9	33,540.3	28,500.6	24,394.2	21,018.2
12-31-2024	-	0.0	-68,303.1	23.0	2,300.8	-70,603.9	-66,686.1	-45,979.2	-37,643.4	-31,082.3
12-31-2025	3.5	15,615.6	30,778.5	23.0	5,183.2	25,595.3	19,571.3	15,153.1	11,866.5	9,390.0
12-31-2026	27.5	39,426.6	51,850.2	23.0	10,029.7	41,820.5	30,455.0	22,508.0	16,859.8	12,785.3
12-31-2027	36.8	66,103.7	54,847.0	23.0	10,719.0	44,128.1	30,605.2	21,590.8	15,469.7	11,242.3
12-31-2028	44.3	89,487.9	49,470.9	23.0	9,482.5	39,988.5	26,413.5	17,786.8	12,190.0	8,489.7
12-31-2029	46.8	76,072.7	70,378.4	23.0	14,291.2	56,087.2	35,283.0	22,679.5	14,867.4	9,923.0
12-31-2030	46.8	71,260.6	81,005.7	23.0	16,735.5	64,270.2	38,505.4	23,625.8	14,814.3	9,475.6
12-31-2031	46.8	38,229.9	43,458.0	23.0	26,110.0	17,347.9	9,898.5	5,797.4	3,477.1	2,131.4
12-31-2032	46.8	85,363.3	97,036.9	23.0	18,526.8	78,510.1	42,663.8	23,851.6	13,683.7	8,038.2
12-31-2033	46.8	93,149.8	105,888.2	23.0	20,562.6	85,325.6	44,159.5	23,565.6	12,931.8	7,280.0
12-31-2034	46.8	99,403.0	112,996.6	23.0	23,145.4	89,851.1	44,287.2	22,559.5	11,841.4	6,388.4
Subtotal		674,113.2	744,214.4		183,492.3	560,722.0	343,209.7	222,643.3	152,730.8	110,430.4
Remaining		3,886,777.3	4,349,760.6		988,121.9	3,361,638.7	823,608.2	251,056.2	90,461.2	36,759.2
Total		4,560,890.5	5,093,975.0		1,171,614.2	3,922,360.7	1,166,817.9	473,699.4	243,192.0	147,189.5

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING 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	25,092.7	2,885.7	678.1	360.7	3,924.5	0.0	0.0	227.8	20,940.4
12-31-2021	2,673.3	307.4	72.2	38.4	418.1	0.0	0.0	25.5	2,229.7
12-31-2022	37,359.1	4,296.3	1,009.6	537.0	5,843.0	0.0	0.0	355.4	31,160.7
12-31-2023	-358.8	-41.3	-9.7	-5.2	-56.1	0.0	0.0	-3.2	-299.5
12-31-2024	9,801.9	1,127.2	2,285.5	140.9	3,553.6	82,428.1	0.0	87.5	-76,267.3
12-31-2025	15,835.2	1,821.0	1,156.4	227.6	3,205.0	0.0	0.0	140.0	12,490.1
12-31-2026	21,745.1	2,500.7	1,587.9	312.6	4,401.2	0.0	0.0	190.6	17,153.2
12-31-2027	39,425.2	4,533.9	2,879.0	566.7	7,979.7	0.0	0.0	351.9	31,093.6
12-31-2028	65,073.0	7,483.4	4,752.0	935.4	13,170.8	0.0	0.0	587.5	51,314.6
12-31-2029	84,348.6	9,700.1	6,159.6	1,212.5	17,072.2	0.0	0.0	768.1	66,508.4
12-31-2030	111,395.2	12,810.4	8,134.6	1,601.3	22,546.4	0.0	0.0	1,018.9	87,829.9
12-31-2031	127,453.6	14,657.2	9,307.3	1,832.1	25,796.6	0.0	0.0	1,165.4	100,491.6
12-31-2032	144,773.2	16,648.9	10,572.1	2,081.1	29,302.1	0.0	0.0	1,313.3	114,157.8
12-31-2033	155,633.6	17,897.9	11,365.1	2,237.2	31,500.2	0.0	0.0	1,406.2	122,727.1
12-31-2034	164,224.1	18,885.8	11,992.5	2,360.7	33,238.9	82,428.1	0.0	1,489.6	47,067.4
Subtotal	1,004,474.9	115,514.6	71,942.2	14,439.3	201,896.2	164,856.2	0.0	9,124.6	628,597.8
Remaining	12,272,514.1	1,411,339.1	896,200.3	176,417.4	2,483,956.9	1,234,132.1	99,702.7	101,659.7	8,353,062.8
Total	13,276,989.0	1,526,853.7	968,142.6	190,856.7	2,685,853.0	1,398,988.4	99,702.7	110,784.3	8,981,660.6

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	20,940.4	23.0	4,816.3	16,124.1	15,735.5	15,373.8	15,035.8	14,719.2
12-31-2021	-	0.0	2,229.7	23.0	512.8	1,716.9	1,595.7	1,488.1	1,392.2	1,306.1
12-31-2022	-	0.0	31,160.7	23.0	7,167.0	23,993.7	21,238.5	18,906.7	16,918.2	15,210.5
12-31-2023	-	0.0	-299.5	23.0	-68.9	-230.6	-194.4	-165.2	-141.4	-121.8
12-31-2024	-	0.0	-76,267.3	23.0	469.1	-76,736.4	-61,609.7	-49,972.8	-40,913.0	-33,782.0
12-31-2025	13.4	1,455.4	11,034.7	23.0	642.1	10,392.6	7,946.6	6,152.7	4,818.2	3,812.6
12-31-2026	31.0	6,216.8	10,936.4	23.0	619.5	10,316.9	7,513.1	5,552.6	4,159.2	3,154.1
12-31-2027	39.8	15,494.4	15,599.2	23.0	1,692.0	13,907.3	9,645.4	6,804.5	4,875.4	3,543.1
12-31-2028	46.1	26,524.6	24,790.1	23.0	3,805.9	20,984.2	13,860.7	9,333.7	6,396.8	4,455.0
12-31-2029	46.8	31,125.9	35,382.4	23.0	6,242.1	29,140.3	18,331.4	11,783.2	7,724.4	5,155.5
12-31-2030	46.8	41,104.4	46,725.5	23.0	8,851.0	37,874.5	22,691.3	13,922.7	8,730.1	5,584.0
12-31-2031	46.8	47,030.1	53,461.5	23.0	10,400.3	43,061.2	24,570.2	14,390.3	8,631.0	5,290.6
12-31-2032	46.8	53,425.8	60,731.9	23.0	12,072.5	48,659.4	26,442.4	14,782.9	8,480.9	4,982.0
12-31-2033	46.8	57,436.3	65,290.8	23.0	13,121.0	52,169.8	27,000.0	14,408.5	7,906.8	4,451.2
12-31-2034	46.8	22,027.6	25,039.9	23.0	22,821.8	2,218.1	1,093.3	556.9	292.3	157.7
Subtotal		301,841.2	326,756.6		93,164.6	233,592.1	135,860.0	83,318.6	54,306.9	37,917.8
Remaining		3,918,200.7	4,434,862.1		1,045,007.2	3,389,854.8	770,593.5	220,229.3	75,675.0	29,788.8
Total		4,220,041.9	4,761,618.7		1,138,171.8	3,623,446.9	906,453.6	303,547.9	129,981.9	67,706.6

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE 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	638,183.6	73,391.1	17,246.9	9,173.9	99,811.9	148,223.3	0.0	79,184.8	310,963.7
12-31-2021	770,031.6	88,553.6	20,810.1	11,069.2	120,432.9	19,555.9	0.0	80,422.5	549,620.2
12-31-2022	777,537.8	89,416.8	21,013.0	11,177.1	121,606.9	2,947.1	0.0	80,093.9	572,889.9
12-31-2023	886,203.9	101,913.5	23,949.7	12,739.2	138,602.3	0.0	0.0	81,003.4	666,598.2
12-31-2024	912,700.8	104,960.6	24,665.7	13,120.1	142,746.4	0.0	0.0	81,161.1	688,793.3
12-31-2025	1,005,798.4	115,666.8	65,072.9	14,458.4	195,198.1	0.0	0.0	81,944.8	728,655.6
12-31-2026	1,054,819.6	121,304.3	77,028.2	15,163.0	213,495.5	0.0	0.0	82,333.1	758,991.0
12-31-2027	1,058,395.0	121,715.4	77,289.3	15,214.4	214,219.1	164,856.2	0.0	82,275.4	597,044.2
12-31-2028	1,112,266.9	127,910.7	81,223.3	15,988.8	225,122.8	0.0	0.0	82,720.0	804,424.0
12-31-2029	1,148,429.4	132,069.4	83,864.1	16,508.7	232,442.1	0.0	0.0	103,607.1	812,380.2
12-31-2030	1,188,613.2	136,690.5	86,798.5	17,086.3	240,575.3	0.0	0.0	83,318.8	864,719.1
12-31-2031	1,231,729.6	141,648.9	89,947.1	17,706.1	249,302.1	0.0	0.0	83,641.9	898,785.6
12-31-2032	1,254,121.0	144,223.9	91,582.2	18,028.0	253,834.1	0.0	0.0	83,780.8	916,506.1
12-31-2033	1,270,506.1	146,108.2	92,778.7	18,263.5	257,150.4	0.0	0.0	83,865.3	929,490.4
12-31-2034	1,289,851.4	148,332.9	94,191.4	18,541.6	261,065.9	0.0	0.0	104,583.8	924,201.7
Subtotal	15,599,188.3	1,793,906.7	947,460.9	224,238.3	2,965,605.9	335,582.5	0.0	1,273,936.7	11,024,063.2
Remaining	33,804,695.3	3,887,540.0	2,468,587.9	485,942.5	6,842,070.3	1,234,132.1	160,295.0	2,323,546.0	23,244,651.8
Total	49,403,883.6	5,681,446.6	3,416,048.8	710,180.8	9,807,676.2	1,569,714.6	160,295.0	3,597,482.7	34,268,715.0

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	310,963.7	23.0	2,468.5	308,495.1	301,060.4	294,138.6	287,673.2	281,616.2
12-31-2021	-	0.0	549,620.2	23.0	81,088.8	468,531.5	435,466.6	406,115.7	379,919.9	356,424.0
12-31-2022	-	0.0	572,889.9	23.0	82,270.7	490,619.2	434,281.4	386,600.8	345,939.3	311,022.2
12-31-2023	-	0.0	666,598.2	23.0	102,885.1	563,713.1	475,221.0	403,816.2	345,633.4	297,799.4
12-31-2024	-	0.0	688,793.3	23.0	107,990.0	580,803.3	466,312.7	378,235.3	309,662.6	255,689.8
12-31-2025	-	0.0	728,655.6	23.0	117,158.3	611,497.3	467,577.3	362,021.8	283,502.2	224,335.3
12-31-2026	13.2	100,320.8	658,670.2	23.0	101,061.7	557,608.5	406,068.2	300,107.6	224,798.5	170,471.3
12-31-2027	29.0	172,940.3	424,103.9	23.0	83,132.5	340,971.4	236,482.1	166,829.5	119,532.0	86,867.8
12-31-2028	36.5	293,814.5	510,609.5	23.0	63,216.0	447,393.5	295,515.8	198,999.4	136,382.3	94,983.7
12-31-2029	43.8	356,051.6	456,328.6	23.0	50,731.4	405,597.2	255,150.6	164,007.8	107,514.1	71,758.5
12-31-2030	46.8	404,688.5	460,030.6	23.0	98,389.7	361,640.8	216,665.5	132,939.6	83,358.5	53,318.1
12-31-2031	46.8	420,631.7	478,153.9	23.0	104,182.5	373,971.4	213,383.8	124,974.8	74,957.2	45,946.7
12-31-2032	46.8	428,924.9	487,581.2	23.0	106,440.2	381,141.1	207,118.8	115,791.6	66,429.8	39,023.0
12-31-2033	46.8	435,001.5	494,488.9	23.0	108,028.9	386,460.0	200,008.7	106,734.1	58,571.1	32,972.9
12-31-2034	46.8	432,526.4	491,675.3	23.0	107,381.8	384,293.5	189,416.7	96,487.1	50,645.9	27,323.4
Subtotal		3,044,900.1	7,979,163.1		1,316,426.2	6,662,736.9	4,799,729.5	3,637,799.8	2,874,520.1	2,349,552.2
Remaining		10,949,049.3	12,295,602.4		2,833,071.1	9,462,531.3	2,471,033.1	777,845.2	283,128.1	114,944.1
Total		13,993,949.5	20,274,765.5		4,149,497.3	16,125,268.2	7,270,762.6	4,415,645.0	3,157,648.1	2,464,496.3

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE 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	776,620.4	89,311.4	20,988.2	11,163.9	121,463.4	148,223.3	0.0	80,500.6	426,433.2
12-31-2021	884,324.7	101,697.3	23,898.9	12,712.2	138,308.4	19,555.9	0.0	81,570.3	644,890.2
12-31-2022	851,569.5	97,930.5	23,013.7	12,241.3	133,185.5	2,947.1	0.0	80,828.9	634,608.0
12-31-2023	995,561.5	114,489.6	26,905.0	14,311.2	155,705.8	0.0	0.0	82,066.6	757,789.1
12-31-2024	1,058,551.4	121,733.4	58,007.6	15,216.7	194,957.7	82,428.1	0.0	82,566.9	698,598.7
12-31-2025	1,111,983.2	127,878.1	81,202.6	15,984.8	225,065.4	0.0	0.0	82,959.9	803,957.9
12-31-2026	1,131,386.7	130,109.5	82,619.5	16,263.7	228,992.7	0.0	0.0	83,070.4	819,323.7
12-31-2027	1,157,192.1	133,077.1	84,504.0	16,634.6	234,215.7	0.0	0.0	83,218.9	839,757.6
12-31-2028	1,178,620.6	135,564.4	86,083.4	16,945.5	238,593.3	0.0	0.0	83,353.4	856,873.9
12-31-2029	1,193,634.6	137,268.0	87,165.2	17,158.5	241,591.7	0.0	0.0	104,035.8	848,007.1
12-31-2030	1,211,090.6	139,275.4	88,439.9	17,409.4	245,124.7	0.0	0.0	83,529.3	882,436.5
12-31-2031	1,227,764.7	141,192.9	89,657.5	17,649.1	248,499.6	82,428.1	0.0	83,625.4	813,211.6
12-31-2032	1,250,613.9	143,820.6	91,326.1	17,977.6	253,124.3	0.0	0.0	83,766.9	913,722.8
12-31-2033	1,268,196.0	145,842.5	92,610.0	18,230.3	256,682.9	0.0	0.0	83,858.3	927,654.8
12-31-2034	1,289,237.1	148,262.3	94,146.5	18,532.8	260,941.6	0.0	0.0	104,586.5	923,709.0
Subtotal	16,586,546.9	1,907,452.9	1,030,568.0	238,431.6	3,176,452.5	335,582.5	0.0	1,283,537.9	11,790,974.0
Remaining	37,505,499.3	4,313,132.4	2,738,839.1	539,141.6	7,591,113.1	1,234,132.1	160,295.0	2,353,176.7	26,166,782.3
Total	54,092,046.2	6,220,585.3	3,769,407.1	777,573.2	10,767,565.6	1,569,714.6	160,295.0	3,636,714.6	37,957,756.3

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	426,433.2	23.0	29,026.5	397,406.6	387,829.2	378,912.4	370,583.6	362,781.0
12-31-2021	-	0.0	644,890.2	23.0	103,000.8	541,889.3	503,647.4	469,701.1	439,403.8	412,229.2
12-31-2022	-	0.0	634,608.0	23.0	96,465.9	538,142.1	476,347.3	424,048.2	379,448.1	341,148.8
12-31-2023	-	0.0	757,789.1	23.0	123,859.0	633,930.1	534,415.2	454,116.2	388,686.0	334,893.7
12-31-2024	-	0.0	698,598.7	23.0	128,255.8	570,342.9	457,914.3	371,423.2	304,085.6	251,084.8
12-31-2025	3.5	28,378.6	775,579.3	23.0	126,054.9	649,524.4	496,654.4	384,534.8	301,132.3	238,286.0
12-31-2026	27.5	225,086.2	594,237.5	23.0	84,346.3	509,891.2	371,318.9	274,425.9	205,561.4	155,883.2
12-31-2027	36.8	309,127.0	530,630.6	23.0	69,716.7	460,913.9	319,668.6	225,514.6	161,579.4	117,425.0
12-31-2028	44.3	379,493.6	477,380.3	23.0	57,469.1	419,911.1	277,362.9	186,775.4	128,004.7	89,149.1
12-31-2029	46.8	396,867.3	451,139.8	23.0	51,433.8	399,706.0	251,444.6	161,625.6	105,952.5	70,716.2
12-31-2030	46.8	412,980.3	469,456.2	23.0	102,453.5	367,002.7	219,877.9	134,910.6	84,594.5	54,108.6
12-31-2031	46.8	380,583.0	432,628.6	23.0	113,618.1	319,010.5	182,023.7	106,607.8	63,941.1	39,194.1
12-31-2032	46.8	427,622.3	486,100.5	23.0	106,099.6	380,000.9	206,499.2	115,445.3	66,231.1	38,906.2
12-31-2033	46.8	434,142.4	493,512.3	23.0	107,804.3	385,708.0	199,619.6	106,526.4	58,457.2	32,908.8
12-31-2034	46.8	432,295.8	491,413.2	23.0	108,269.4	383,143.8	188,850.0	96,198.4	50,494.4	27,241.7
Subtotal		3,426,576.6	8,364,397.5		1,407,873.9	6,956,523.6	5,073,473.4	3,890,765.8	3,108,155.5	2,565,956.4
Remaining		12,293,146.1	13,873,636.2		3,178,352.6	10,695,283.6	2,638,055.8	804,448.8	288,762.5	116,720.3
Total		15,719,722.7	22,238,033.7		4,586,226.5	17,651,807.2	7,711,529.2	4,695,214.6	3,396,917.9	2,682,676.7

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE 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	850,554.0	97,813.7	22,986.2	12,226.7	133,026.6	148,223.3	0.0	81,231.8	488,072.3
12-31-2021	941,229.3	108,241.4	25,436.7	13,530.2	147,208.3	19,555.9	0.0	82,104.0	692,361.2
12-31-2022	955,711.1	109,906.8	25,828.1	13,738.3	149,473.2	2,947.1	0.0	81,790.3	721,500.5
12-31-2023	1,067,807.7	122,797.9	28,857.5	15,349.7	167,005.1	0.0	0.0	82,692.9	818,109.7
12-31-2024	1,098,100.4	126,281.6	71,298.5	15,785.2	213,365.2	82,428.1	0.0	82,888.4	719,418.7
12-31-2025	1,122,382.1	129,073.9	81,962.0	16,134.2	227,170.1	0.0	0.0	83,018.3	812,193.7
12-31-2026	1,143,765.8	131,533.1	83,523.5	16,441.6	231,498.2	0.0	0.0	83,141.5	829,126.1
12-31-2027	1,171,755.9	134,751.9	85,567.5	16,844.0	237,163.4	0.0	0.0	83,302.7	851,289.8
12-31-2028	1,194,507.5	137,368.4	87,228.9	17,171.0	241,768.3	0.0	0.0	83,444.0	869,295.2
12-31-2029	1,211,582.9	139,332.0	88,475.8	17,416.5	245,224.4	0.0	0.0	104,141.7	862,216.8
12-31-2030	1,229,174.1	141,355.0	89,760.4	17,669.4	248,784.8	0.0	0.0	83,633.6	896,755.7
12-31-2031	1,246,727.8	143,373.7	91,042.3	17,921.7	252,337.7	0.0	0.0	83,734.6	910,655.5
12-31-2032	1,270,342.5	146,089.4	92,766.8	18,261.2	257,117.3	0.0	0.0	83,880.9	929,344.3
12-31-2033	1,289,284.7	148,267.7	94,150.0	18,533.5	260,951.2	0.0	0.0	83,980.9	944,352.6
12-31-2034	1,311,114.4	150,778.2	95,744.1	18,847.3	265,369.6	82,428.1	0.0	104,712.7	858,604.0
Subtotal	17,104,040.4	1,966,964.6	1,064,628.3	245,870.6	3,277,463.6	335,582.5	0.0	1,287,698.3	12,203,296.1
Remaining	39,228,865.5	4,511,319.5	2,864,687.9	563,914.9	7,939,922.4	1,234,132.1	160,295.0	2,366,864.7	27,527,651.2
Total	56,332,906.0	6,478,284.2	3,929,316.2	809,785.5	11,217,386.0	1,569,714.6	160,295.0	3,654,563.1	39,730,947.3

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	488,072.3	23.0	43,203.5	444,868.8	434,147.4	424,165.7	414,842.2	406,107.7
12-31-2021	-	0.0	692,361.2	23.0	113,919.2	578,442.0	537,620.6	501,384.4	469,043.5	440,035.8
12-31-2022	-	0.0	721,500.5	23.0	116,451.2	605,049.3	535,571.6	476,770.2	426,624.9	383,563.9
12-31-2023	-	0.0	818,109.7	23.0	137,732.8	680,377.0	573,570.8	487,388.4	417,164.3	359,430.8
12-31-2024	-	0.0	719,418.7	23.0	133,044.4	586,374.3	470,785.5	381,863.3	312,632.9	258,142.4
12-31-2025	13.4	108,528.1	703,665.5	23.0	109,514.7	594,150.8	454,313.4	351,752.3	275,460.0	217,971.6
12-31-2026	31.0	257,215.0	571,911.1	23.0	79,211.2	492,699.8	358,799.6	265,173.4	198,630.7	150,627.5
12-31-2027	39.8	338,447.1	512,842.7	23.0	65,625.5	447,217.2	310,169.3	218,813.1	156,777.9	113,935.5
12-31-2028	46.1	400,542.7	468,752.5	23.0	55,484.7	413,267.7	272,974.7	183,820.4	125,979.5	87,738.6
12-31-2029	46.8	403,517.5	458,699.3	23.0	53,172.5	405,526.8	255,106.3	163,979.3	107,495.5	71,746.0
12-31-2030	46.8	419,681.7	477,074.0	23.0	104,205.6	372,868.5	223,392.2	137,066.9	85,946.5	54,973.4
12-31-2031	46.8	426,186.8	484,468.7	23.0	107,530.8	376,937.9	215,076.5	125,966.2	75,551.8	46,311.1
12-31-2032	46.8	434,933.1	494,411.1	23.0	109,906.9	384,504.3	208,946.4	116,813.4	67,015.9	39,367.3
12-31-2033	46.8	441,957.0	502,395.6	23.0	111,743.3	390,652.3	202,178.4	107,892.0	59,206.5	33,330.6
12-31-2034	46.8	401,826.7	456,777.4	23.0	120,209.6	336,567.8	165,892.9	84,504.3	44,356.2	23,930.1
Subtotal		3,632,835.7	8,570,460.4		1,460,955.9	7,109,504.5	5,218,545.7	4,027,353.1	3,236,728.3	2,687,212.3
Remaining		12,912,716.7	14,614,934.6		3,387,098.8	11,227,835.8	2,765,621.6	841,193.5	301,179.6	121,495.3
Total		16,545,552.3	23,185,395.0		4,848,054.7	18,337,340.3	7,984,167.3	4,868,546.6	3,537,907.9	2,808,707.7

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 Delek Drilling'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 Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.