ДОДАТОК 1 – ДОГОВІРНА ДІЛЯНКА

Договірна Ділянка розташована в межах Харківської й Донецької областей України та обмежена такими географічними координатами:

Номер кутової точки	Північна широта	Східна довгота
1	49°28’11’’	36°58’15’’
2	49°18’26’’	37°24’24’’
3	49°11’32’’	37°30’28’’
4	49°13’00’’	37°43’55’’
5	49°08’00’’	37°43’30’’
6	49°02’01’’	37°44’45’’
7	49°00’29’’	37°56’38’’
8	48°56’43’’	38°00’11’’
9	48°43’04’’	38°18’07’’
10	48°43’00’’	37°49’40’’
11	48°39’00’’	37°51’30’’
12	48°33’02’’	37°54’29’’
13	48°32’30’’	37°52’34’’
14	48°45’05’’	37°31’10’’
15	48°40’44’’	37°22’17’’
16	48°36’21’’	37°31’08’’
17	48°28’37’’	37°40’40’’
18	48°24’00’’	37°39’58’’
19	48°15’21’’	37°54’24’’
20	48°10’56’’	37°49’39’’
21	48°07’02’’	37°42’44’’
22	48°07’02’’	37°42’50’’
23	48°02’13’’	37°33’25’’
24	48°02’27’’	37°25’50’’
25	48°11’29’’	37°26’12’’
26	48°12’15’’	37°31’26’’
27	48°15’36’’	37°37’37’’
28	48°25’24’’	37°26’50’’
29	48°25’11’’	37°23’13’’
30	48°27’46’’	37°20’30’’
31	48°26’26’’	37°16’08’’
32	48°39’05’’	37°00’58’’
33	48°39’13’’	36°48’33’’
34	48°48’20’’	36°43’16’’
35	48°55’57’’	36°48’34’’
36	49°01’22’’	36°49’19’’
37	49°07’14’’	36°48’34’’

Номер кутової точки	Північна широта	Східна довгота
38	49°07’09’’	36°51’09’’
39	49°08’58’’	36°50’26’’
40	49°09’15’’	36°48’17’’
41	49°30’09’’	36°45’31’’
42	49°24’53’’	36°55’18’’
За винятком ділянки надр Кам’янська		
1	49°07’16’’	37°12’28’’
2	49°09’52’’	37°14’45’’
3	49°06’45’’	37°28’0’’
4	49°02’10’’	37°24’0’’
За винятком родовища Північно-Воловенківське		
1	49°17’20’’	36°47’25’’
2	49°18’10’’	36°49’10’’
3	49°15’40’’	36°52’35’’
4	49°14’50’’	36°51’00’’
За винятком родовища Співаківське		
1	49°11’45’’	37°04’56’’
2	49°12’15’’	37°05’50’’
3	49°12’18’’	37°08’10’’
4	49°11’53’’	37°11’50’’
5	49°11’04’’	37°12’23’’
6	49°10’29’’	37°11’30’’
7	49°10’21’’	37°08’41’’
8	49°11’05’’	37°05’30’’

Площа Договірної Ділянки становить 7 886 квадратних кілометрів.

Договірна Ділянка включає всі осадові поклади, розташовані в межах її периметра й обмежені за глибиною Нафтогазової Діяльності відміткою десять тисяч метрів нижче поверхні або геологічним фундаментом (залежно від того, що буде досягнуто раніше).

ДОДАТОК 2 – ОБЛІКОВІ ПРОЦЕДУРИ

1. Частина 1. Загальні Положення

1.1 Вступ

(a) Цей Додаток встановлює методи, порядок, принципи, засади та практику ведення бухгалтерського обліку Нафтогазової Діяльності для цілей: (i) визначення витрат та доходів, що відносяться до Нафтогазової Діяльності; (ii) класифікації та категоризації таких витрат та доходів з метою застосування процедур відшкодування витрат відповідно до статті 14 Угоди; (iii) підготовки даних, що необхідні Оператору з метою виконання його зобов'язань щодо складання звітності за цією Угодою та Законодавством України та Нормативними Актами; та (iv) забезпечення кожної Компанії-Інвестора інформацією, необхідною для виконання нею своїх зобов'язань щодо підготовки звітності стосовно Нафтогазової Діяльності, в міру її наявності та/або обґрунтованої можливості надання.

(b) Всі витрати та доходи, що відносяться до Нафтогазової Діяльності, повинні бути відображені на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності відповідно до цих Облікових Процедур та повинні бути підтверджені Первинними Документами.

1.2 Облік та Звітність

(a) Оператор має вести облік та готувати облікову інформацію (включаючи звіти, форми, реєстри та інші фінансові та бухгалтерські записи) щодо всіх видів діяльності, пов'язаних з Нафтогазовою Діяльністю за умовами цієї Угоди (разом - "**Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності**"), та забезпечувати наявність первинних документів, що підтверджують видатки, витрати та доходи, які відносяться до Нафтогазової Діяльності (рахунки-фактури, Акти Приймання-Передачі, контракти, платіжні документи тощо) відповідно до Пункту 1.6 цих Облікових Процедур. Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності повинен вестись на території Держави та зберігатись протягом щонайменше п'яти (5) років після закінчення кожного Облікового Періоду, до якого він відноситься.

(b) Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності повинен вестися англійською мовою, а звіти Державним Органам надаватимуться українською мовою. .

(c) Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності повинен вестися згідно з цією Угодою, цими Обліковими Процедурами, а з питань, не врегульованих цією Угодою та Обліковими Процедурами, - у відповідності до Міжнародних стандартів фінансової звітності (МСФЗ), виданих Радою з Міжнародних стандартів бухгалтерського обліку (РМСБО).

(d) Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності повинен бути підготовлений із застосуванням принципу нарахувань.

1.3 Перерахунок Валюти для Цілей Бухгалтерського Обліку та Звітності

(a) Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності повинен вестися в Доларах США.

(b) Будь-які операції, що виникають у валюті, відмінній від долару США, повинні бути відображені при первісному визнанні в доларах США для цілей обліку на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності на основі відповідного «спот» курсу такої валюти до долару США на дату проведення операції, за винятком платежів у Гривні, до яких застосовується Пункт 1.3(c), наведений нижче. Будь-які операції, розрахунки за якими були здійснені у валюті, відмінній від долару США, повинні бути відображені в доларах США для цілей відображення на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності на основі відповідного «спот» курсу такої валюти до долару США на дату здійснення розрахунків, за винятком платежів у Гривні, до яких застосовується Пункт 1.3(c), наведений нижче. При здійсненні розрахунків за будь-якими такими операціями будь-які курсові різниці, що виникають в результаті, повинні визнаватися як витрати або доходи, в залежності від обставин, та відображатися на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

(c) Будь-які операції, що виникають у Гривні, повинні бути відображені при первісному визнанні в доларах США для цілей обліку на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності з використанням офіційного щоденного обмінного курсу Гривні до долару США, опублікованого Національним Банком України на дату здійснення операції. Будь-які операції з розрахунками в Гривні мають бути відображені на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності в Доларі США з використанням офіційного щоденного обмінного курсу Гривні до долару США, опублікованого Національним Банком України, на дату здійснення платежу. Курсові різниці, що

можуть виникнути у зв'язку зі здійсненням платежів за такими операціями, визнаються в якості доходів чи витрат на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

(d) Під курсом обміну валют між Доларом США та іншою валютою, на який посилається пункт 1.3(b), мається на увазі курс, за яким фактично відбувся обмін зазначених валют (за умови добросовісності зазначеної операції), або, якщо такий обмін фактично не мав місця, братиметься до уваги обмінний курс, який щоденно публікується Центральним Європейським Банком станом на 15:00 (чи близько цього часу) за центрально-європейським часом (CET) на дату здійснення операції. Якщо Європейський Центральний Банк не наводить відповідного обмінного курсу, він визначається шляхом посилання на подібне міжнародне видання, обране Державним Погоджувальним Органом, або незалежною фінансовою установою, обраною для такої мети Державним Погоджувальним Органом.

(e) Оператор має зберігати інформацію про всі обмінні курси валют, що застосовувалися, протягом строку, передбаченого Пунктом 1.2(a).

1.4 Незалежний Аудит Звітності Спеціального Призначення по Нафтогазовій Діяльності

(a) Звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність за Договірний Рік, що складається у відповідності до Частини 5.1(b) цих Облікових Процедур, підлягають щорічній аудиторській перевірці зовнішнім незалежним аудитором, визнаним на міжнародному рівні, з метою висловлення незалежної думки такого аудитора про те, чи був Звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність за Договірний Рік підготовлений Оператором в усіх суттєвих аспектах у відповідності до цих Облікових Процедур та Угоди, відповідно. Такі аудиторські перевірки мають бути проведені протягом строку, встановленого Законодавством України, або, якщо строк не встановлений ним, протягом ста вісімдесяти (180) календарних днів після закінчення Договірного Року, до якого відносяться відповідні рахунки та бухгалтерські записи.

(b) Незалежний зовнішній аудитор повинен бути рекомендований Оператором та затверджений Державним Погоджувальним Органом.

(c) Витрати на проведення аудиторських перевірок зовнішнім незалежним аудитором повинні обліковуватися на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності та включатися до Витрат, що Підлягають Відшкодуванню.

(d) Протягом десяти (10) календарних днів після отримання висновку такого незалежного зовнішнього аудитора Оператор надає копію Звітності Спеціального Призначення по Нафтогазовій Діяльності, що була перевірена таким зовнішнім незалежним аудитором, та копію аудиторського висновку Державному Погоджувальному Органу.

(e) Звітність та звіти, складені у відповідності до Частини 5 цих Облікових Процедур, можуть бути використані Оператором для складання та подання Державі податкових декларацій за цією Угодою.

(f) Період часу, зазначений у пункті (d) вище, може бути подовжений за взаємною згодою Державного Погоджувального Органу та Оператора.

1.5 Права Державного Погоджувального Органу щодо Перевірки Рахунків та Бухгалтерських Записів Оператора

(a) "Державний Погоджувальний Орган" має значення, що надане йому в Статті 1 Угоди.

(b) Виключно Державний Погоджувальний Орган має право перевіряти Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності для цілей підтвердження правильності визначення Витрат, що Підлягають Відшкодуванню. З цією метою Державний Погоджувальний Орган може залучати ресурси інших Органів Уряду. Будь-яка така перевірка повинна починатись по відношенню до кожного Договірного Року протягом шести (6) місяців з моменту надання Звітності Спеціального Призначення по Нафтогазовій Діяльності за відповідний Договірний Рік, що була перевірена зовнішнім незалежним аудитором. Державний Погоджувальний Орган може використовувати своє право на перевірку не частіше, ніж один раз, по відношенню до кожного Договірного Року. Державний Погоджувальний Орган зобов'язується надавати Компаніям-Інвесторам попереднє письмове повідомлення щодо початку перевірки в межах прийнятного проміжку часу, з урахуванням режиму роботи Інвесторів, але в будь-якому разі не менше ніж за двадцять п'ять (25) календарних днів до початку перевірки. Таке письмове повідомлення має містити інформацію про дату

очікуваного початку перевірки, очікувану тривалість перевірки, сторону, яка проводитиме перевірку, а також зазначити, чи потребуватиметься організаційна, підтримка зазначена в Пункті 1.5(e) цих Облікових Процедур.

(c) В межах такої перевірки Державний Погоджувальний Орган має право вивчати та перевіряти всі витрати та доходи, що стосуються всіх видів діяльності Компаній-Інвесторів за цією Угодою, включаючи Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності, бухгалтерські записи, записи щодо обліку матеріалів та інших запасів, квитанції, розрахункові відомості по заробітній платі, рахунки-фактури та інші відповідні документи, а також кореспонденцію та записи, що вважатимуться необхідними Державним Погоджувальним Органом для перевірки та підтвердження витрат та доходів. На запит Державного Погоджувального Органу Оператор повинен організувати необхідну підтримку та доступ до всіх бухгалтерських записів та первинних документів, які підтверджують витрати, включаючи рахунки-фактури, видаткові касові ордери, дебетові авізо та інші подібні документи, які підтверджують визначену вартість та відповідне відображення витрат в бухгалтерському обліку. Крім того, особи, відповідальні за перевірку, мають право під час проведення перевірки відвідувати та оглядати всі об’єкти Оператора та Компаній-Інвесторів, заводи, будівлі, складські приміщення та офіси або їх певні частини, які використовуються або призначені для майбутнього використання в Нафтогазовій Діяльності, та задавати питання відповідному персоналу. На запит Державного Погоджувального Органу кожна Компанія-Інвестор зобов’язаний надати Оператору для подальшого подання Державному Погоджувальному Органу висновок, підготовлений аудитором Компанії-Інвестора, що підтверджує витрати, понесені такою Компанією-Інвестором.

(d) Всі витрати та винагороди, пов’язані з перевіркою, мають бути понесені за рахунок Державного Погоджувального Органу. Ні Оператор, ні будь-яка Компанія-Інвестор не повинен нести ніяких додаткових витрат, пов’язаних з будь-якою перевіркою, проте на запит Державного Погоджувального Органу Оператор повинен надати аудиторам або особам, відповідальним за перевірку, в залежності від обставин, необхідну допомогу та організаційну підтримку безкоштовно для Державного Погоджувального Органу. Кожна перевірка має бути спланована та проведена таким чином, щоб мінімізувати втручання у, перешкоджання чи затримку ведення

Нафтогазової Діяльності.

(e) Державний Погоджувальний Орган зобов'язаний підбити підсумки за результатами перевірки та надати Оператору відповідний звіт не пізніше, ніж через два (2) місяці після завершення перевірки. Після отримання від Державного Погоджувального Органу звіту за результатами перевірки з переліком виявлених помилок Оператор повинен надати Державному Погоджувальному Органу письмову відповідь. Державний Погоджувальний Орган та Оператор повинні добросовісно врегулювати виявлені помилки, докладаючи всіх можливих зусиль. У випадку, якщо протягом шести (6) місяців після дати отримання Оператором звіту від Державного Погоджувального Органу за результатами перевірки Державний Погоджувальний Орган та Оператор не можуть дійти згоди стосовно будь-яких виявлених помилок, інформація про такі неврегульовані помилки повинна бути передана на розгляд і будь-яка із Сторін може передати на розгляд Експерту згідно із Статтею 38.4.

(f) Всі бухгалтерські коригування, що виникли в результаті узгодження помилок за результатами перевірки або помилок, затверджених Державним Погоджувальним Органом, або в кінцевому підсумку визначених Експертом, повинні бути негайно відображені на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності, але в будь-якому разі не пізніше останнього календарного дня Облікового Періоду, в якому такі помилки були узгоджені, затверджені та остаточно визначені, в залежності від обставин.

(g) Якщо Державний Погоджувальний Орган не проведе перевірку щодо Договірного Року протягом періоду, зазначеному в Пункті 1.5(b), або проведе перевірку, але не надасть відповідний звіт, вважатиметься, що Державний Погоджувальний Орган затвердив Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності та Звітність Спеціального Призначення по Нафтогазовій Діяльності за відповідний Договірний Рік. У разі, якщо Державний Погоджувальний Орган проводить перевірку та надає відповідний звіт, вважатиметься, що Державний Погоджувальний Орган затвердив Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності та Звітність Спеціального Призначення по Нафтогазовій Діяльності за відповідний Договірний Рік по відношенню до кожної статті, щодо якої не було виявлено помилок, зазначених у відповідному звіті з перевірки.

1.6 Вимоги до Первинних Документів для Цілей Фінансового Обліку Нафтогазової Діяльності

(a) Первинні Документи

Оператор повинен забезпечувати наявність первинних записів, що підтверджують факт здійснення операцій, пов‘язаних з Нафтогазовою Діяльністю (“Первинні Документи”) в паперовій або електронній формі у відповідності до правил, наведених в цьому розділі. Первинні Документи є підставою для відображення витрат та доходів на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

(i) Первинні Документи, складені в Україні, повинні містити реквізити, що вимагаються Законодавством України, за винятком випадків, прямо передбачених даною Угодою, а також повинні мати назву документу, дату та місце його складання, назву/ім’я Особи, яка склала документ; зміст, обсяг (суму) та одиницю виміру відповідної операції, посади осіб, що підписали документ, та їх підписи.

(ii) На підставі Первинних Документів, зазначених в Пункті 1.6(a)(i) цих Облікових Процедур, можуть складатися зведені облікові документи. Зведені облікові документи повинні мати реквізити, визначені Пунктом 1.6(a)(i) цих Облікових Процедур.

(iii) Копії Первинних Документів, складених за межами України відповідно до правил та практики іноземної країни, де оформлені такі документи, вважаються належним підтвердженням Витрат на Нафтогазову Діяльність за цією Угодою.

(iv) Загальні вимоги до форми та змісту Первинних Документів, визначені Законодавством України та Нормативними Актами, не застосовуються до документів, складених нерезидентами (включаючи головний офіс Оператора). Не вимагається легалізація комерційних документів, складених за межами України. Оператор має забезпечити переклад Первинних Документів, складених за межами України, українською мовою на вимогу Державного Погоджувального Органу. Нотаріальне засвідчення перекладу не вимагається. Витрати на такий переклад є Витратами, що Підлягають Відшкодуванню. Документи не

потребують скріплення печаткою, якщо особа, яка оформляє такий документ не зобов'язана за законом мати печатку або використовувати її для оформлення документів

(v) Відносно Витрат на Нафтогазову Діяльність, понесених будь-якою Компанією-Інвестором, Первинні Документи, оформлені від імені такої Компанії-Інвестора в Україні чи за її межами, вважаються належним підтвердженням Витрат на Нафтогазову Діяльність для цілей їх відображення на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності, що ведеться Оператором. У випадку, якщо Первинні Документи видані не на ім'я Оператора, копії Первинних Документів приймаються як належне підтвердження Витрат на Нафтогазову Діяльність, які мають відображатися на Рахунку Нафтогазової Діяльності, який ведеться Оператором.

(vi) Технічні або несуттєві недоліки Первинних Документів не вважатимуться підставою для відмови у визнанні Витрат на Нафтогазову Діяльність за цією Угодою.

(vii) Для витрат та доходів, відображених на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності, на основі розрахунків або оцінок Оператора, що може вимагатися Пунктом 1.2(c) цих Облікових Процедур, складається бухгалтерська довідка, яка має містити всі реквізити, визначені Пунктом 1.6(a)(i).

(viii) Оператор повинен зберігати Первинні Документи протягом визначеного Державним Погоджувальним Органом строку, проте не менше, ніж протягом п'яти років після закінчення Облікового Періоду, до якого вони відносяться.

(ix) Оператор повинен зберігати Первинні Документи або їхні копії на території України.

(b) Реєстри

Оператор повинен систематизувати інформацію, що міститься у Первинних Документах, на рахунках бухгалтерського обліку в регістрах обліку шляхом подвійного запису на взаємопов'язаних рахунках в межах Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

2. Частина 2. Ідентифікація та Категоризація Витрат на

Нафтогазову Діяльність

Наступні видатки, витрати та доходи Нафтогазової Діяльності, включаючи як Витрати, що Підлягають Відшкодуванню так і Витрати, що не Підлягають Відшкодуванню (відповідно до цієї Угоди та в окремому порядку), в межах нижчезазначених категорій, понесені Оператором або будь-якою з Компаній-Інвесторів в Україні або за її межами відповідно до умов цієї Угоди, складають "Витрати на Нафтогазову Діяльність" та повинні бути віднесені (дебетовані) або кредитовані на Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності згідно з цими Обліковими Процедурами.

2.1 Права на Договірну Ділянку

Всі видатки, необхідні для набуття або поновлення прав на використання будь-якої частини Договірної Ділянки та/або повернення будь-якої її частини (в тому числі витрати, що пов'язані видачею та внесенням змін до Спеціального Дозволу), а також для набуття або поновлення прав на використання будь-якої Ділянки Розробки, та інших прав, що мають бути набуті та залишатися чинними з метою проведення Нафтогазової Діяльності, включаючи витрати, пов'язані зі здійсненням Геологічного Вивчення.

2.2 Витрати на Оплату Праці

"**Працівник**" означає (i) будь-яку особу, найняту на роботу Оператором (безпосередньо або через постійне представництво Оператора), та залучену до здійснення Нафтогазової Діяльності, та (ii) будь-яку особу, направлену Оператору будь-якою Компанією-Інвестором або його Афілійованою Особою на підставі договорів про надання персоналу (тимчасове направлення робітника з однієї організації в іншу), або на інших засадах (включаючи залучення іноземних спеціалістів), та залучену до здійснення Нафтогазової Діяльності: в обох випадках - незалежно від місця, де фактично працює така особа. У разі, якщо Працівник залучається до інших видів діяльності, окрім Нафтогазової Діяльності, витрати на оплату праці такого Працівника повинні розподілятися та відноситися до Нафтогазової Діяльності й таких інших видів діяльності на основі фактично витраченого часу або, у разі неможливості, виходячи з іншої прийнятної бази розподілу.

(a) Заробітна плата до вирахування податків, виплати, що розраховуються виходячи з обсягу виконаної роботи, компенсаційні та заохочувальні виплати, включаючи компенсації іноземним працівникам та інші подібні витрати, пов'язані з оплатою праці Працівників.

(b) Витрати на компенсацію святкових днів, відпусток,

лікарняних, виплати по непрацездатності, виплати при звільненні, вартість наданих опціонів на акції, пенсійне забезпечення та інші подібні блага чи винагороди, що надаються Працівникам.

(c) Податки та інші обов'язкові внески, пов'язані з витратами на оплату праці, що відносяться на Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності відповідно до цього Пункту 2.2.

(d) Витрати на програми, що передбачають визначені внески чи виплати на страхування життя персоналу та медичне страхування, а також програми, що передбачають виплати або внески за планами формування виплат після закінчення трудової діяльності та інших довгострокових виплат на користь Працівників, витрати на послуги експертів, залучених для оцінки зобов'язань за програмами з визначеною виплатою, витрати, пов'язані з госпіталізацією, пенсійні виплати, вартість освітніх програм, включаючи семінари, курси іноземних мов, вартість харчування та інші подібні вигоди, які зазвичай надаються персоналу в міжнародній нафтогазовій галузі та згідно з політиками Оператора або Компанії-Інвестора, у грошовій або натуральній формі.

(e) Витрати на забезпечення житлом, витрати на проживання та інші пов'язані витрати Працівників, які тимчасово направляються до Оператора на підставі угод про надання персоналу чи на інших засадах (включаючи особисті витрати Працівника та його утриманців, понесених у зв'язку з тимчасовим направленням Працівника відповідно до звичайної практики направляючої компанії).

(f) Частина виплат у зв'язку зі звільненням, нарахована Працівникам протягом періоду, в якому вони були залучені до проведення Нафтогазової Діяльності.

2.3 Запаси та Основні Засоби

Вартість сировини та матеріалів, обладнання, машин, інструментів (включаючи, зокрема, бурові інструменти та обладнання, запасні частини, резервуари, експлуатаційні й обсадні колони, труби), рідин та хімічних засобів та будь-яких інших подібних товарів (далі по тексту разом іменуються як "**Запаси та Основні Засоби**") (i) придбаних Оператором (через Постійне Представництво в Україні або безпосередньо) або будь-якою Компанією-Інвестором, або набутих у інший спосіб від Третьої Особи, або (ii) придбаних або набутих у інший спосіб Оператором у Інвестора або його Афілійованої Особи,

або наданих будь-якою Компанією-Інвестором або її Афілійованою Особою з власних запасів: в будь-якому випадку - для використання в Нафтогазовій Діяльності, з урахуванням нижче зазначеного:

(a) Придбання: У випадках, якщо це доцільно з практичної точки зору та відповідає безпечному, ефективному та економічному проведенню Нафтогазової Діяльності, Запаси та Основні засоби повинні бути придбані або у інший спосіб отримані для використання в Нафтогазовій Діяльності у кількості, необхідній для негайного використання та підтримки достатнього рівня запасів. Слід уникати накопичення надлишкових запасів, якщо це можливо.

(b) Оцінка Запасів та Основних засобів, придбаних у Третіх Осіб: За винятком випадків, зазначених в Пункті 2.3(e) цих Облікових Процедур, Запаси та Основні засоби, придбані Оператором для використання в Нафтогазової Діяльності, повинні оцінюватись за ціною придбання за вирахуванням торгових знижок, якщо такі є, включаючи витрати на придбання та доставку, експедиторські витрати, всі вантажні та транспортні витрати, понесені при транспортуванні від пункту доставки до пункту призначення, фрахт до порту призначення, розвантаження, страхування, мито, витрати на ліцензування та подібні витрати, консульський збір, інші витрати, пов’язані з імпортом Запасів та Основних засобів, а також, у випадках, якщо доречно, витрати на вантажно-розвантажувальні роботи та транспортні витрати від пункту імпорту до складу або місця операційної діяльності;

(c) Оцінка Запасів та Основних Засобів, придбаних у або проданих будь-якій Компанії-Інвестору або її Афілійованій Особі, або у інший спосіб наданих Інвестором або його Афілійованою Особою: Запаси та Основні Засоби придбані у або продані будь-якій Компанії-Інвестору або її Афілійованій Особі, у інший спосіб надані Інвестором або його Афілійованою Особою, повинні оцінюватись та визнаватися витратами або доходами, в залежності від обставин, по справедливій ринковій вартості.

(d) Гарантійні зобов‘язання щодо Запасів та Основних Засобів: Компанії-Інвестори та їх Афілійовані Особи не надають гарантій на Запаси та Основні Засоби, окрім таких, що надаються постачальником чи виробником. У випадку виявлення дефектів Запасів та Основних Засобів будь-які виплати, отримані від постачальників, виробників або їхніх агентів в рамках гарантійного обслуговування, повинні бути

відображені як доходи на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності в момент отримання таких виплат.

(e) У випадках, коли Запаси та Основні Засоби не можуть бути отримані за цінами, визначеними в цьому Пункті 2.3 внаслідок надзвичайних ситуацій в країні, страйків або інших нетипових обставин, які перебувають поза межами контролю Оператора або будь-якої Компанії-Інвестора або їх Афілійованої Особи, в залежності від обставин, витрати, які відносяться до Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності, повинні включати: фактичні витрати на придбання Запасів та Основних Засобів, доведення їх до стану, в якому вони придатні до використання, та витрати на транспортування до, в межах та від Договірної Ділянки (такі витрати можуть включати, зокрема, витрати на придбання та доставку, експедиторські витрати, вантажні та транспортні витрати, понесені на шляху між пунктом поставки та пунктом призначення, фрахт на перевезення до порту призначення, витрати на розвантаження, страхування, митні збори, витрати на ліцензування та подібні витрати, якщо доречно, консульські збори та ін.).

(f) Запаси та Основні Засоби, що належать виключно Оператору та Компаніям-Інвесторам: За відсутності окремого договору між Компаніями-Інвесторами, плата за користування основними засобами, пристроями та обладнанням, які належать виключно Оператору або Компанії-Інвестору, встановлюється на рівні, що не перевищує поточні комерційні ставки не афілійованих третіх сторін за використання подібних основних засобів, пристроїв та обладнання на тій самій території (й така плата вважатиметься погодженою). Власник основних засобів, пристроїв та обладнання повинен надати іншій Компанії-Інвестору на її запит перелік ставок, що були використані для розрахунку оплати за користування основними засобами, пристроями та обладнанням, та їх обґрунтування. Такі ставки можуть періодично переглядатись, якщо буде виявлено що вони завищені або занижені, проте не частіше, ніж раз на шість (6) місяців.

(g) Вибуття: Оператор має право відчуження будь-яких нових або вживаних Запасів та Основних Засобів у разі їх надлишку відповідно до умов цієї Угоди. Видатки та витрати, понесені Оператором у зв’язку з таким вибуттям Запасів та Основних засобів, будуть віднесені на Рахунок Обліку Нафтогазової Діяльності, а відповідні доходи будуть відображатися по кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності, якщо інше не передбачено Угодою.

2.4 Витрати на Транспортування, Відрядження Працівників та Витрати на Переїзд

(a) Витрати на транспортування Запасів та Основних засобів та відрядження Працівників, необхідні для проведення Нафтогазової Діяльності, до, від та в межах Держави та поза її межами, включаючи імпортне мито, митні збори, плату за розвантаження вантажу, портові збори та вартість повітряних, наземних та морських перевезень.

(b) Витрати на переїзд Працівників, їх найближчих родичів (дружини/чоловіка, а також дітей, які знаходяться на утриманні) та перевезення їх особистих речей і домашнього майна до та/або з Держави та місця проведення Нафтогазової Діяльності з відповідної країни, громадянами якої є Працівники. Витрати на переїзд Працівників, їх сімей та перевезення їх особистих речей з місця проведення Нафтогазової Діяльності до країни, громадянами якої Працівники не є, не включаються до складу Витрат на Нафтогазову Діяльність. Під витратами на переїзд та перевезення, згідно з цим пунктом (b) слід розуміти витрати на перевезення та обслуговування пасажирів, харчування, проживання в готелі, страхування, компенсація часу, витраченого на переїзд, та інші видатки, передбачені відповідними стандартними кадровими політиками роботодавця. Кожна Компанія-Інвестор повинен забезпечити, щоб всі видатки, пов’язані з витратами на переїзд, рівномірно розподілились між видами діяльності, за якими була отримана вигода від залучення відповідних працівників.

2.5 Послуги

(a) Треті Особи:

Роботи та послуги, що виконуються Підрядниками та будь-якою Третьою Особою в підтримку Нафтогазової Діяльності, включаючи, зокрема, наукові або технічні послуги, інжинірингові, адміністративні, консультаційні, маркетингові, послуги, пов’язані з видобутком та геологічною розвідкою, юридичні, фінансові послуги, послуги зі страхування, бухгалтерського обліку, оподаткування та комп’ютерної підтримки, сертифікації вартості запасів та інші послуги, що надаються для цілей ведення Нафтогазової Діяльності, включаючи послуги, зазначені в Пунктах 3.1(a), (b), (e), 3.2(a), (b), (d), 3.3(a) цих Облікових Процедур.

(b) Компанії-Інвестори або будь-які Афілійовані Особи будь-якої

Компанії-Інвестора:

(i) Витрати на професійні та адміністративні послуги, які надаються будь-яким Інвестором або його Афілійованою Особою безпосередньо для потреб Нафтогазової Діяльності, включаючи (A) послуги, які надаються відділами видобутку чи геологічної розвідки, юридичним, фінансовим відділами, відділом договірних відносин та закупівель, відділами стратегічної діяльності, міжнародних відносин, відділом кадрів, відділами з питань здоров'я, безпеки та екології, страхування, бухгалтерського обліку, оподаткування, відділом комп'ютерних систем та інформаційних технологій такої Компанії-Інвестора або його Афілійованої Особи, між якими рівномірно розподіляються витрати; за умови, що наведені вище послуги Оператор використовує замість залучення Працівників відповідного профілю, (B) наукові або технічні послуги, зокрема (але не виключно): інжиніринг, лабораторний аналіз, створення планів та макетів, геофізичні та геологічні інтерпретації, дослідження, вивчення властивостей пласта-колектора, матеріально-технічне забезпечення, нагляд за буровою діяльністю, нафтовидобувні технології, дослідження шляхів транспортування Вуглеводнів, комерційний аналіз та пов'язані комп'ютерні послуги та послуги з обробки даних, а також (C) інші послуги, які надаються Компанією-Інвестором або його Афілійованою Особою для цілей ведення Нафтогазової Діяльності.

(ii) Витрати, пов'язані з використанням обладнання та пристроїв, включаючи: складські приміщення, естакади, морські судна, транспортні засоби, моторизовані рухомі склади та обладнання, літаки, пожежні та охоронні станції, цехи, установки з водопостачання та каналізації, електростанції, житлову, комунальну інфраструктуру та інфраструктуру для відпочинку, меблі, інструменти та пристрої, що належать та надаються у використання Компанією-Інвестором або її Афілійованою Особою.

(iii) Послуги, визначені в Пунктах 2.5(b)(i) та (ii) повинні надаватись на основі договорів про надання послуг. Плата за ці послуги повинна відображати фактичну вартість надання послуги без урахування елементу прибутку, тобто на безприбутковій та, водночас, на беззбитковій основі. По відношенню до послуг,

зазначених в Пункті 2.5(b)(i), плата за послуги повинна покривати фактичні витрати, які виникають в результаті найму відповідного персоналу, включаючи, але не обмежуючись, такими, що були зазначені в Пункті 2.2. У випадках, коли послуга надається за межами країни, громадянином якої є особа, що надає послугу, плата повинна включати компенсацію за час, витрачений на переїзд. Щодо послуг, зазначених в Пункті 2.5(b)(ii), плата повинна включати, без обмежень, вартість технічної підтримки, ремонтних робіт, інші операційні витрати, витрати на страхування, податки та амортизацію.

2.6 Пошкодження і Втрати Запасів та Основних Засобів

Витрати на обслуговування, ремонт або заміни Запасів і Основних Засобів, утримуваних для використання в Нафтогазовій Діяльності, та будь-які інші видатки/витрати, пов'язані з Нафтогазовою Діяльністю, та понесені в результаті пошкодження чи втрат внаслідок пожежі, паводку, бурі, крадіжки, аварії, випадку чи з будь-якої іншої причини, та які фактично не відшкодовуються страховою виплатою, незалежно від причин. Оператор повинен надати кожній Стороні повідомлення про суттєві пошкодження та втрати у сумі понад 250 000 доларів США, щойно Оператор отримає таку інформацію.

2.7 Страхування

Страхові премії та додаткові витрати, пов'язані зі страхуванням, що здійснюється для потреб Нафтогазової Діяльності, включаючи будь-які платежі, пов'язані з обов'язковим оформленням страхування на користь третьої особи та будь-які витрати, пов'язані з перестрахуванням. Страхування повинно бути звичайним (встановлене правилами) чи бути обов'язковим згідно з цією Угодою, Законодавством України чи будь-яким іншим документом, підписаним Оператором у зв'язку з Нафтогазовою Діяльністю, та забезпечувати достатній захист від ризиків. Будь-який дохід за договорами страхування має відображатися по кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

2.8 Витрати на юридичні послуги

Всі витрати чи видатки по розгляду, розслідуванню, обґрунтуванню, захисту та провадженню судової справи чи іншого спору у зв'язку з придбанням, утриманням та збереженням Договірної Ділянки та по захисту чи супроводження судових справ щодо Договірної Ділянки чи будь-якого позову, який виник внаслідок Нафтогазової Діяльності, а

також оплачені юридичні послуги, необхідні для захисту спільних інтересів Держави та Компаній-Інвесторів (не включаючи витрати щодо позовів, юридичних справ та дій чи спорів між Сторонами). Витрати на юридичні послуги, надані Працівниками, не повинні дублювати витрати на послуги, визначені цим Пунктом 2.8.

2.9 Індексація

Індексація Витрат, що Підлягають Відшкодуванню, застосовується по відношенню до витрат, що ще не були відшкодовані, але які були перенесені на наступні періоди для відшкодування в подальших кварталах, шляхом щоквартальної Індексації Витрат, що Підлягають Відшкодуванню, що ще не були відшкодовані.

Ставка індексації складає ЛІБОР + 5% (п’ять відсотків) річних:

Індексація Витрат, що Підлягають Відшкодуванню, має додаватися до витрат, що підлягають відшкодуванню, на квартальній основі, та розраховується щоквартально за такою формулою:

Індексація Витрат, що Підлягають Відшкодуванню = Витрати, що підлягають відшкодуванню станом на останній день кварталу * річна ставка індексації / 4

2.10 Податки, Збори та Інші Платежі

Всі Податки, нараховані Оператором та будь-якою Компанією-Інвестором, у зв‘язку з цією Угодою (за винятком Податку на прибуток, ПДВ згідно з українським законодавством (за умови його відшкодування Операторові) та Податків на Заробітну Плату, які утримуються з доходу Працівників відповідно до Статті 28 Угоди).

2.11 Офісні Приміщення, Бази та Інша Інфраструктура

Витрати зі створення (облаштування), обслуговування, оренди, ремонту та утримання будь-якого офісного приміщення, тимчасових або допоміжних офісів, берегових баз, складів, баз, житла, терміналів, портів та пов’язаних з ними об’єктів, під’їзних шляхів та іншої інфраструктури, які безпосередньо використовуються в Нафтогазовій Діяльності як на території Держави, так і за її межами. Такі витрати включають, зокрема, витрати на оренду, комунальні послуги, витрати на адміністративний та обслуговуючий персонал, зв'язок, інформаційні системи та комп’ютерне обслуговування, запчастини та постачання витратних матеріалів, амортизацію та інші пов’язані витрати. Якщо будь-яка інфраструктура також використовується у діяльності іншій, ніж Нафтогазова Діяльність, витрати повинні бути розподілені між відповідними діяльностями на пропорційній основі.

2.12 Навчання та Технології

Витрати на навчання і технології, понесені згідно з зобов'язаннями Компаній-Інвесторів згідно зі Статтями 21.3, 21.4. Витрати, пов'язані з навчанням Працівників.

2.13 Витрати на Енергоресурси та Комунальні Послуги

Витрати на паливо, електроенергію, опалення та інші енергоресурси, воду та інші комунальні послуги, що використовуються в Нафтогазовій Діяльності.

2.14 Витрати на Зв'язок

Витрати на придбання, оренду, встановлення, експлуатацію чи використання, ремонт і обслуговування комунікаційних і комп'ютерних систем, що використовуються в Нафтогазовій Діяльності, включаючи, зокрема, радіо, мікрохвильові та супутникові засоби, а також вартість ліцензій для програмного забезпечення.

2.15 Витрати на Екологію та Довкілля

Витрати на безпеку, здоров'я та охорону довкілля, які прямо чи опосередковано пов'язані з веденням Нафтогазової Діяльності та вимагаються Угодою чи Законодавством України відповідно до Погоджених Програм Робіт та Бюджетів. Вищезазначені витрати мають включати в себе дослідження вихідного стану довкілля, екологічні дослідження, соціальні дослідження, оцінки впливу на здоров'я людей, археологічні та геофізичні дослідження, пов'язані з визначенням та захистом культурних ресурсів, дослідження довкілля та інші аналогічні перевірки, державні екологічні перевірки, відшкодування за забруднення довкілля чи аналогічні виплати, а також витрати на демонтаж обладнання, усунення наслідків обвалів, завалів чи інших аварій, які виникли внаслідок, або при проведенні заходів, спрямованих на запобігання розливу/ витоку та втраті Вуглеводнів.

2.16 Виведення з Експлуатації та Ліквідація

Витрати на Виведення з Експлуатації, повинні бути покриті платежами, що передбачаються Погодженими Програмами Робіт або, з урахуванням Статті 18 з Фонду Виведення Об'єктів з Експлуатації. Платежі у Фонд Виведення Об'єктів з Експлуатації та визнані витрати на Виведення з Експлуатації чи консервацію, що відносяться до одних і тих самих свердловин, обладнання та установок, не повинні дублювати один одного. Для уникнення сумнівів, застава по цінним паперам буде класифікована як платіж згідно цієї статті, а її вартість

буде вважатися витратами, що підлягають відшкодуванню.

2.17 Щорічні Адміністративні Накладні Витрати

Щорічні адміністративні накладні витрати ("Адміністративні Накладні Витрати") – це сума витрат, яку Компанії-Інвестори мають право віднести до Нафтогазової Діяльності у зв'язку з наданням будь-якою Компанією-Інвестором послуг на території Держави чи за її межами для підтримки, сприяння та здійснення Нафтогазової Діяльності та на додаток до послуг в Пунктах 2.5(b) цих Облікових Процедур. Адміністративні Накладні Витрати мають покривати фактичні витрати на послуги, зокрема, послуги, надані міжнародними штаб-квартирами (відділами) з видобувної діяльності, міжнародними штаб-квартирами (відділами) з питань геологічної розвідки, фінансовими відділами нафтогазовидобувних управлінь, відділами по розробці стратегії, міжнародних відносин, з питань здоров'я, безпеки та екології, договірних відносин та закупівель, відділами кадрів, наглядові, бухгалтерські, податкові, страхові, юридичні послуги, комунікаційні та комп'ютерні послуги, послуги контролерів, виконавчого адміністративного керівництва, закупки, науково-дослідні та розробницькі послуги, центральний інжиніринг та процес-інжиніринг, а також загальні та адміністративні витрати, пов'язані з Нафтогазовою Діяльністю, які не можна прямо віднести до будь-якого Пункту цих Облікових Процедур без невиправданих зусиль та/або витрат, або без оприлюднення конфіденційної інформації, що є власністю таких Компаній-Інвесторів або їхніх Афілійованих Осіб.

2.18 Витрати на Банківське Обслуговування та відсотки

Витрати на банківське обслуговування, пов'язані з банківськими чи подібними послугами, оплаченими у зв'язку з наявністю поточного чи депозитного рахунку, що використовується Оператором чи Компанією-Інвестором виключно для Нафтогазової Діяльності. Відсотки та інші фінансові витрати, включаючи професійні та консультаційні послуги. Будь-який відсотковий дохід по депозитах буде віднесений до Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

2.19 Бонуси

Бонуси, що підлягають сплаті згідно з Угодою, що включають, зокрема, Бонус Підписання, Бонус за Перший Газ, добутий в результаті Першого Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння, Бонус за Початок Першої Промислової Розробки, Бонус при Досягненні Пікового Рівня Видобутку.

2.20 Соціальні Інвестиції та Соціальна Інфраструктура

Витрати Компаній-Інвесторів на Соціальні Інвестиції та Інфраструктуру Подвійного Призначення згідно зі Статтями 20.3 та 20.4 Угоди.

2.21 Обслуговування, Ремонти, Відновлення Свердловин та Оренда Запасів і Основних Засобів

Витрати на обслуговування, капітальний ремонт, що має здійснюватися через регулярні проміжки часу, поточні ремонти, заміни Запасів та Основних Засобів, які використовуються в Нафтогазовій Діяльності, внаслідок фізичного зносу, фізичних чи механічних проблем, а також відновлення чи переобладнання свердловин, які необхідні, коли закупорюються нафтоносні піски та рівень видобутку падає, або при виникненні інших фізичних чи механічних проблем, а також витрати, що відносяться до оперативного обслуговування свердловин. Орендні платежі, включаючи витрати на послуги, пов'язані з орендованими Запасами та Основними Засобами, такі як страхування, обслуговування та інші, а також витрати на оренду Запасів та Основних Засобів.

2.22 Курсові Різниці та Ефект від Обміну валют

Будь-які курсові різниці, що виникли відповідно до пункту 1.3 вище, та різниці, пов'язані з обміном валют з Доларів США чи Гривні на інші валюти (й навпаки), які виникли у зв'язку з різницею обмінного курсу, що фактично застосовувався під час обмінної операції, та курсу, за яким операція була відображена в обліку відповідно до пункту 1.3, повинні визнаватися як витрати або доходи, в залежності від обставин, та відображатися на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності.

2.23 Інші Витрати

Будь-які інші витрати, не покриті вищезазначеними положеннями, але які можуть виникнути в Оператора чи у Компаній-Інвесторів на території України чи за кордоном у ході здійснення Нафтогазової Діяльності згідно з цією Угодою, включаючи, зокрема, витрати у зв'язку з будь-якими існуючими або майбутніми Гарантіями Материнської Компанії, витрати із запобігання втрат (збитків) чи фізичного пошкодження (шкоди) та усуненню наслідків, спричинених фізичним пошкодженням чи шкодою згідно зі Статтею 34.3 цієї Угоди та Міжнародною Рекомендованою Практикою Експлуатації Нафтогазових Родовищ. З метою уникнення непорозумінь Витрати на Нафтогазову Діяльність До Дати Набуття Чинності, в тому числі витрати, що понесені будь-якою Компанією-Інвестором по відношенню до переговорів та написання проектів цієї Угоди, в тому

числі винагороди консультантів-третіх осіб, вважаються Витратами на Нафтогазову Діяльність.

2.24 Коригування витрат згідно з Угодою

(a) Будь-яке надходження коштів, зарахування, дохід чи повернення коштів, фактично отримані Оператором чи будь-якою Компанією-Інвестором від будь-якої Особи, на користь якої було раніше здійснено платіж у зв'язку з понесенням витрат, віднесених до Витрат на Нафтогазову Діяльність, повинні обліковуватися по кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності і повинні зменшувати Витрати на Нафтогазову Діяльність, якщо цей дохід безпосередньо пов'язаний з витратами, що були раніше віднесені до Витрат на Нафтогазову Діяльність. Такі надходження коштів, відшкодування, прибутки від вибуття Основних Засобів і Запасів, які використовувались в Нафтогазовій Діяльності згідно з Пунктом 2.3(g), дохід і повернення коштів можуть включати страхові виплати та інші коригування витрат, отримані Оператором. Відшкодування ПДВ Оператору не повинне зменшувати Витрати на Нафтогазову Діяльність.

(b) У разі якщо Загальні та Адміністративні Витрати чи Витрати на Обслуговування (визначені в Частині 3 цих Облікових Процедур) також пов'язані з операцією чи діяльністю, іншою ніж Нафтогазова Діяльність, Оператор має віднести їх до відповідної діяльності чи операції на основі фактичного використання відповідних послуг. Такі витрати повинні відображатися по кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності та повинні зменшувати Витрати на Нафтогазову Діяльність.

3. Частина 3. Класифікація та Розподіл Витрат на Нафтогазову Діяльність для цілей відшкодування витрат

Виключно з метою застосування процедури відшкодування витрат і видатків згідно зі статтею 14 цієї Угоди, всі Витрати на Нафтогазову Діяльність, згруповані відповідно до Частини 2 цих Облікових Процедур, повинні в подальшому бути класифіковані як Витрати на Геологічне Вивчення, Витрати на Розробку, Операційні Витрати, Витрати на Обслуговування чи Загальні та Адміністративні Витрати, або як Бонуси, у відповідності до мети, з якою такі видатки були понесені згідно з затвердженою Річною Програмою Робіт та відповідного Річного Бюджету за рік, в якому понесені видатки, або ж як витрати, понесені відповідно до періодичної домовленості між

Сторонами. Витрати на Нафтогазову Діяльність, класифіковані як Витрати на Обслуговування чи Загальні та Адміністративні Витрати в Пункті 3.4 цих Облікових Процедур, повинні бути повністю розподілені згідно з класифікацією, описаною в Пунктах 3.1, 3.2 та 3.3 цих Облікових Процедур.

3.1 Витрати на Геологічне Вивчення

"Витрати на Геологічне Вивчення" – це Витрати на Нафтогазову Діяльність, які є, або були на момент їх здійснення, складовою діяльності з Геологічного Вивчення, у складі Програми Робіт з Початкового Геологічного Вивчення та будь-якої іншої Погодженої Програми Робіт та Бюджету, або затверджені Державним Погоджувальним Органом як такі в інший спосіб. Витрати на Геологічне Вивчення – це всі витрати, що пов'язані із діяльністю з Геологічного Вивчення, в тому числі, без обмежень, такі Витрати на Нафтогазову Діяльність, як:

(a) Дослідження та вивчення, включаючи наземні, геофізичні, геохімічні, палеонтологічні, геологічні, топографічні та сейсмічні дослідження та вивчення, взяття проб та зразків, вивчення впливу на довкілля та резервуари, а також інші подібні дослідження та їх відповідну інтерпретацію (тлумачення);

(b) Буріння, поглиблення, тампонування свердловин, буріння нового ствола свердловин, гідравлічний розрив пласту, тестування, оснастка та повторна розробка (за необхідності), розвідувальних та оціночних свердловин (включаючи аналогічні витрати для свердловин, що є частиною Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння); якщо будь-яка з таких свердловин завершена як експлуатаційна свердловина, то Витрати на Нафтогазову Діяльність, пов'язані з такою свердловиною, повинні класифікуватися як Витрати на Розробку (як визначено нижче);

(c) Запаси та Основні Засоби, придбані або в інший спосіб отримані Оператором для використання в Розвідувальних та/чи Оціночних свердловинах (включаючи свердловини, що є частиною Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння); якщо в результаті завершення робіт такі свердловини класифіковано як експлуатаційні свердловини, Витрати на Нафтогазову Діяльність, пов'язані з такими свердловинами, включаючи пошкодження та втрати Запасів та Основних Засобів, обслуговування, ремонти, відновлення свердловин та оренда

Запасів та Основних Засобів, повинні класифікуватися як Витрати на Розробку;

(d) Витрати на оплату праці, транспортування Працівників та їх переїзд, та послуги, пов'язані з бурінням Розвідувальних та Оціночних свердловин (включаючи аналогічні витрати для свердловини, що є частиною Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння); якщо будь-яка зі свердловин завершена як експлуатаційна свердловина, то Витрати на Нафтогазову Діяльність, пов'язані з такою свердловиною, повинні класифікуватися як Витрати на Розробку;

(e) Відбіркове дослідження нових транспортних інфраструктур та утримання (поводження) чи вибуття (відчуження) Вуглеводнів;

(f) Внески у соціальну інфраструктуру, зроблені Компаніями-Інвесторами згідно із Статтею 20.3 цієї Угоди та пов'язані з Геологічним Вивченням;

(g) Офісні приміщення, бази та інша інфраструктура, страхування, витрати на енергоресурси та комунальні послуги, витрати на комунікації, пов'язані з Геологічним Вивченням;

(h) Зобов'язання щодо працевлаштування, щодо навчання та технології згідно з Пунктом 2.12 цих Облікових Процедур та з Статтею 21 цієї Угоди, пов'язані з Геологічним Вивченням;

(i) Витрати на екологію та довкілля, пов'язані з Геологічним Вивченням;

(j) Всі витрати, що стосуються здійснення Оператором заходів для захисту життя, власності та ін. у разі настання надзвичайних обставин згідно зі Статтею 13.3 цієї Угоди, якщо такі обставини виникли на етапі Геологічного Вивчення;

(k) Витрати, пов'язані з правами на Договірну Ділянку;

(l) Споруди, що використовуються як частина Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння для видобутку, обробки, транспортування та зберігання Вуглеводнів; трубопроводи, лінії відводу, установки видобутку, установки переробки, установки підготовки, обладнання гирла свердловини, підземне обладнання, системи впливу на пласт з метою збільшення видобування газу, споруди для зберігання Вуглеводнів, та відповідна

інфраструктура, під'їзні шляхи та інші витрати, що необхідні для здійснення діяльності, описаної в пунктах (a), (b), (c) та (d) вище;

(m) Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати, розподілені згідно з Пунктом 3.4(c) цих Облікових Процедур; та

(n) Витрати на Нафтогазову Діяльність до Дати Набуття Чинності, в тому числі витрати, що здійснені будь-якою Компанією-Інвестором у зв'язку із переговорами та написанням проектів цієї Угоди, розробкою Вдосконаленої Регуляторної Бази, в тому числі винагороди консультантів-Третіх осіб.

(o) Витрати, пов'язані із придбанням будь-яких Даних щодо Договірної Ділянки.

3.2 Витрати на Розробку

"Витрати на Розробку" – це Витрати на Нафтогазову Діяльність, які понесені у складі Витрат на Розробку чи Видобуток, визначених в Погодженій Програмі Робіт та Бюджеті, за винятком витрат, зазначених в Частині 3.3, чи іншим чином затверджені Державним Погоджувальним Органом. Витрати на Розробку включають, без обмежень, такі Витрати на Нафтогазову Діяльність (інші ніж Операційні Витрати (як визначено нижче) за винятком пункту (k) нижче):

(a) Дослідження та вивчення, включаючи дослідження довкілля, транспортування та вантажно-розвантажувальні роботи Вуглеводнів та Супутніх Продуктів, інженерні роботи та роботи з проектування, в кожному випадку - якщо це необхідно для підготовки та реалізації Плану Розробки для Ділянки Розробки;

(b) Буріння, завершення і повторне завершення, а також гідравлічний розрив пласту Експлуатаційних свердловин (як сухих, так і продуктивних) на Ділянці Розробки, вартість буріння та завершення свердловин для закачування води чи газу з метою збільшення видобутку Вуглеводнів та Супутніх Продуктів та вартість переобладнання невиробничих свердловин у виробничі, включаючи установку експлуатаційних колон та труб;

(c) Запаси та Основні Засоби, придбані або отримані в інший спосіб Оператором для використання в ході Розробки чи Видобутку на відповідній Ділянці Розробки; а також втрати

(збитки) Запасів та Основних Засобів у зв‘язку з проведенням Розробки чи Видобутку на відповідній Ділянці Розробки;

(d) Витрати на оплату праці, транспортування Працівників та їх переїзд, та послуги, пов‘язані з бурінням, заглибленням, завершенням чи гідравлічним розривом пласту для Експлуатаційних свердловин, описаних у пункті (b) вище;

(e) Споруди, що використовуються для видобутку, обробки, транспортування та зберігання Вуглеводнів та Супутніх Продуктів; нафтопроводи, лінії відводу, установки видобутку, установки переробки, установки підготовки, обладнання гирла свердловини, підземне обладнання, системи впливу на пласт з метою збільшення видобування газу, споруди для зберігання Вуглеводнів та Супутніх Продуктів, термінали, порти та пов’язані приміщення, під’їзні шляхи та інші витрати, що необхідні для здійснення діяльності, описаної в пунктах (a), (b), (c) та (d) вище;

(f) Витрати на Інфраструктуру Подвійного Призначення та Соціальні Інвестиції, здійснені Компаніями-Інвесторами згідно зі Статтями 20.3 та 20.4 Угоди, що відносяться до видатків, передбачених Планом Розробки; та

(g) Офісні приміщення, бази та інша інфраструктура, витрати на страхування, енергоресурси та комунальні послуги, витрати на комунікації, пов’язані з Розробкою чи Видобутком;

(h) Зобов’язання щодо працевлаштування, навчання та технології згідно з Пунктом 2.12 цих Облікових Процедур та статтею 21 цієї Угоди, пов’язані з Розробкою чи Видобутком;

(i) Витрати на екологію та довкілля, пов’язані з Розробкою чи Видобутком;

(j) Витрати, що пов’язані з правами на Договірну Ділянку та Дозволи Уряду та трубопроводи;

(k) Всі витрати, що стосуються проведення Оператором заходів для захисту життя, власності тощо в разі настання надзвичайних обставин згідно зі статтею 13.3 Угоди, пов’язані з Розробкою чи Видобутком;

(l) Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати, розподілені згідно з Пунктом 3.4(c) цих Облікових Процедур.

(m) Витрати, що пов’язані із придбанням Даних щодо Договірної Ділянки.

3.3 Операційні Витрати

“Операційні Витрати” – це всі Витрати на Нафтогазову Діяльність, які понесені на етапі Геологічного Вивчення, Розробки чи Видобутку, визначені в будь-якій Погодженій Програмі Робіт та Бюджеті або іншим чином затверджені Державним Погоджувальним Органом, та які є іншими ніж Витрати на Геологічне Вивчення, Витрати на Розробку та, за винятком зазначеного в пункті (e) нижче, інші ніж Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати. Операційні Витрати включають такі Витрати на Нафтогазову Діяльність, без обмежень:

(a) Експлуатацію, обслуговування, підтримку в робочому стані, консервацію та ремонт (1) свердловин (як промислових так і нагнітальних), (2) обладнання та (3) потужностей, що використовуються для видобутку, обробки, транспортування та зберігання та заводів;

(b) Орендні платежі, включаючи витрати на обслуговування орендованих Запасів та Основних Засобів, такі як страхування, технічне обслуговування та інші, а також витрати, пов’язані з тимчасовим використанням Запасів та Основних Засобів на підставі інших договорів, ніж договори оренди;

(c) Запаси (такі як запасні чи ремонтні частини, витратні матеріали та інші), придбані для використання у ході Розробки чи Видобутку на Ділянці Розробки;

(d) Платежі у Фонд виведення з експлуатації згідно зі статтею 18.4 Угоди; та

(e) Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати, віднесені до складу Операційних Витрат згідно з Пунктом 3.4(c) цих Облікових Процедур;

(f) Витрати, тарифи та платежі, пов’язані з транспортуванням Вуглеводнів.

3.4 Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати

(a) “Витрати на Обслуговування” – це Витрати на Нафтогазову Діяльність, що включені, або були включені, коли були понесені, до будь-якої Погодженої Програми Робіт та Бюджету, або в інший спосіб затверджені Державним

Погоджувальним Органом, та стосуються послуг, що відносяться до більш ніж однієї категорії Нафтогазової Діяльності, передбаченої в Частині 3, і підлягають розподіленню згідно з Пунктом 3.4(c) цих Облікових Процедур.

(b) "Загальні та Адміністративні Витрати" це Витрати на Нафтогазову Діяльність, які включені до Погодженої Програми Робіт та Бюджету або в інший спосіб затверджені Державним Погоджувальним Органом, та включають, зокрема:

(i) Витрати головного офісу (офісів) Оператора, управлінські витрати на місцях та загальні і адміністративні витрати, що пов'язані з Нафтогазовою Діяльністю, включаючи витрати на оплату праці, транспортування та переїзд адміністративного персоналу, наглядові, бухгалтерські, юридичні, технічні, комунікаційні послуги, закупки, виконавче адміністративне управління, витрати на персонал та офісні витрати, які не були класифіковані згідно з Пунктами 3.1, 3.2 чи 3.3 цих Облікових Процедур;

(ii) Витрати на юридичні послуги; та

(iii) Адміністративні Накладні Витрати (як визначено в Пункті 2.17 цих Облікових Процедур);

(iv) Курсові різниці та ефект від обміну валют відповідно до Пункту 2.22 цих Облікових процедур;

(v) Інші Витрати згідно з Пунктом 2.22 цих Облікових Процедур.

(c) Розподіл Витрат на Обслуговування та Загальних та Адміністративних Витрат:

(i) Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати, які були понесені в періодах, починаючи з Дати Набуття Чинності до Дати Початку Промислового Видобутку на Договірній Ділянці, повинні бути повністю віднесені до Витрат на Геологічне Вивчення.

(ii) Починаючи з дати повідомлення про перше Комерційне Відкриття на Договірній Ділянці, всі Витрати на Обслуговування та Загальні та Адміністративні Витрати повинні бути розподілені між Витратами на Геологічне

Вивчення, Витратами на Розробку та Операційними Витратами згідно з процедурою розподілу, яку має бути визначено та затверджено в першому Плані Розробки.

3.5 Бонус за Перший Газ, добутий в результаті Першого Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння, Бонус за Початок Першої Промислової Розробки, Бонус при Досягненні Пікового Рівня Видобутку.

4. Частина 4. Облік Запасів та Основних Засобів

4.1 Додатково до ведення обліку Запасів та Основних Засобів згідно з Пунктом 1.2(c) цих Облікових Процедур, Оператор повинен також вести детальні записи щодо Запасів та Основних Засобів, що утримуються для використання у Нафтогазовій Діяльності згідно з Міжнародною Рекомендованою Практикою Експлуатації Нафтогазових Родовищ.

4.2 Запаси

(a) Періодичні інвентаризації Запасів, що утримуються для використання у Нафтогазовій Діяльності, повинні проводитись із достатньою регулярністю, та в будь-якому разі не рідше одного разу на рік, для Запасів (таких як запасні чи ремонтні частини, витратні матеріали та інші), та один раз на три (3) послідовні календарні роки для Основних Засобів.

(b) Узгодження результатів інвентаризації запасів з детальними обліковими записами Оператор проводить щонайменше кожного року. Коригування Запасів повинен робити Оператор на Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності та у детальних облікових записах у разі виявлення надлишку чи нестачі.

5. Частина 5. Звітність та Звіти

Звітність та звіти, підготовані згідно з Пунктом 5.1 цих Облікових Процедур, повинні вважатися фінансовою звітністю за цією Угодою. Звітність та звіти, підготовані згідно з Частиною 5 цих Облікових Процедур, повинні бути надані Державному Погоджувальному Органу у строки, затверджені Державним Погоджувальним Органом.

Звітність та звіти повинні бути підписані Оператором та подані до Державного Погоджувального Органу в інформаційних цілях, якщо інше не буде погоджене Сторонами чи Державним Погоджувальним Органом на вимогу Оператора

5.1 Фінансова Звітність

(a) Звітність за Обліковий Період

Не пізніше тридцяти (30) днів після кінця кожного Облікового Періоду Оператор повинен підготувати звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність, відображені по дебету чи кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності протягом такого Облікового Періоду, та класифіковані згідно з цими Обліковими Процедурами у формі, яка дозволяє зробити порівняння Витрат Нафтогазової Діяльності з відповідними бюджетами (**"Звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність за Обліковий Період"**).

(b) Звітність за Договірний Рік

Протягом першого Облікового Періоду кожного Договірного Року Оператор повинен підготувати звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність, відображені по дебету чи кредиту Рахунку Обліку Нафтогазової Діяльності впродовж попереднього Договірного Року, та класифіковані згідно з цими Обліковими Процедурами у формі, яка дозволяє зробити порівняння Витрат Нафтогазової Діяльності з відповідними бюджетами (**"Звіт про Витрати на Нафтогазову Діяльність за Договірний Рік"**).

(c) Звіт по Компенсаційній Вуглеводневій Продукції та по Прибутковій Вуглеводневій Продукції

Не пізніше тридцяти (30) днів після кінця кожного Облікового Періоду, протягом якого була вперше отримана Товарна Продукція, та не пізніше тридцяти (30) днів після закінчення кожного наступного Облікового Періоду, Оператор повинен підготувати Звіт по Компенсаційній Вуглеводневій Продукції за Обліковий Період та Звіт по Прибутковій Вуглеводневій Продукції за Обліковий Період, що відображають наступне:

(a) Невідшкодовані Витрати, що Підлягають Відшкодуванню, станом на початок звітного Облікового Періоду;

(b) Витрати, що Підлягають Відшкодуванню, понесені протягом звітного Облікового Періоду згідно з цими Обліковими Процедурами та статтею 14 Угоди;

(c) Вартість та обсяг Компенсаційної Вуглеводневої Продукції, видобутої Оператором протягом звітного Облікового Періоду, визначена згідно зі статтею 15 та 16 Угоди;

(d) Невідшкодовані Витрати, що Підлягають Відшкодуванню, перенесені на наступний період, з метою відшкодування в наступному Обліковому Періоді;

(e) Визначена згідно зі статтями 14, 15 та 16 Угоди вартість та обсяг Вуглеводнів, видобутих, використаних у Нафтогазовій Діяльності, наявних для видобутку та фактично видобутих Оператором станом на кінець звітного Облікового Періоду;

(f) Вартість та обсяг Прибуткової Вуглеводневої Продукції кожної зі Сторін за звітний Обліковий Період, визначена згідно зі статтями 14, 15 та 16 Угоди.

5.2 Інша Звітність

Державний Уповноважений Орган може вимагати підготовки іншої звітності. На вимогу Державного Уповноваженого Органу Оператор зобов'язаний готувати на квартальній основі та, за необхідності, для кожного Договірного Року звітність та звіти у формах, періодично затверджуваних Державним Уповноваженим Органом.

6. Із посиланням на Статтю 26.8 Угоди Оператор веде облік вартості надходжень від реалізації та проводить зарахування або списання по Рахунку Нафтогазової Діяльності відповідним чином.

ДОДАТОК 3 – КОПІЯ ГАРАНТІЇ МАТЕРИНСЬКОЇ КОМПАНІЇ

The undersigned, JOHAN REINDER EGBERT KIELSTRA, Notary at The Hague, The Netherlands, hereby certifies that the signatures on the document attached are the signatures of Messrs. S. Gorman and M.C.M. Brandjes, Directors of **B.V. DORDTSCHE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ** who, in accordance with Article 6, paragraph 1 of that Company's Articles of Association are empowered to sign for that Company and that consequently their signatures are binding on that Company.

The Hague, this 19th day of April 2012.

J.R.E. KIELSTRA
NOTARIS TE 's-GRAVENHAGE

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: THE NETHERLANDS
   This public document
2. has been signed by **mr. J.R.E. Kielstra**
3. acting in the capacity of notary at **'s-Gravenhage**
4. bears the seal/stamp of aforesaid notary
   Certified
5. at 's-GRAVENHAGE 6. on **19-4-2012**
7. by the clerk of the court (Rechtbank)
8. no. **2012-3374/7**

9. Seal/stamp: 10. Signature:

K. Hulsman

The undersigned, JOHAN REINDER EGBERT KIELSTRA, Notary at The Hague, The Netherlands, hereby certifies that the signatures on the document attached are the signatures of Messrs. S. Gorman and M.C.M. Brandjes, Directors of **B.V. DORDTSCHE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ** who, in accordance with Article 6, paragraph 1 of that Company's Articles of Association are empowered to sign for that Company and that consequently their signatures are binding on that Company.

The Hague, this 19th day of April 2012.

J.R.E. KIELSTRA
NOTARIS TE 'S-GRAVENHAGE

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: THE NETHERLANDS
   This public document
2. has been signed by **mr. J.R.E. Kielstra**
3. acting in the capacity of notary at **'s-Gravenhage**
4. bears the seal/stamp of aforesaid notary
   Certified
5. at 's-GRAVENHAGE 6. on **19-4-2012**
7. by the clerk of the court (Rechtbank)
8. no. **2012-3374/7**

9. Seal/stamp: 10. Signature:

K. Hulsman

Особа, що підписалася нижче, ЙОХАН РЕІНДЕР ЕГБЕРТ КІЕЛСТРА, нотаріус в м. Гаага, Нідерланди, цим посвідчує, що підписи на документі, що додається, є підписами панів С. Гормана та М.С.М. Брадньєеса, Директорів Б.В. ДОРДТШЕ ПЕТРОЛЕУМ МААТШАППІЙ, які, відповідно до Статті 6, пункту 1 Статуту Компанії уповноважені підписувати за Компанію і що як налсідок їхні підписи

створюють обов’язкові для виконання зобов’язання для Компанії.

Гаага, 19 квітня 2012 року.

[печатка нотаріуса] [підпис]

АПОСТИЛЬ
(Гаазька Конвенція від 5 жовтня 1961 року)

1. Країна: НІДЕРЛАНДИ
Цей офіційний документ
2. Був підписаний паном Й.Р.Е. КІЕЛСТРА
3. Який діє в якості нотаріуса в м. ’с-Гравенхаге
4. Містить печатку/штамп зазначеного нотаріуса
Підтверджено
5. в м. ’с-ГРАВЕНХАГЕ
6. 19.04.2012
7. Реєстратором суду
8. Номер **2012-3374/7**
9. Печатка/штамп: 10. Підпис:
К. Хьюсман
[підпис]

[печатка]

rom: B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij PO Box 162 2501 AN The Hague The Netherlands	Від: B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij a/c 162 2501 AN Гаага Нідерланди
To: The State of Ukraine represented by the Cabinet of Ministers of Ukraine 12/2, Grushevskogo str., 01008, city of Kyiv, Ukraine	До: Держава Україна в особі Кабінету Міністрів України вул. Грушевського, 12/2, м. Київ, Україна, 01008
20 April 2012	20 April 2012 р.
Subject : Guarantee	**Щодо: Гарантія**
Dear Sirs, We, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, refer to a tender for execution of a production sharing agreement for hydrocarbons to be produced within the Yuzivska area (**"Yuzivska Tender"**), which has been announced on the 23rd of February 2012 and is conducted based on the Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No 1298 dated 30.11.2011. Should Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V. (the **"Company"**) be selected as a winner of the Yuzivska Tender, the Company will enter into negotiations on execution of the a production sharing agreement with the State of Ukraine represented by the Cabinet of Ministers of Ukraine (the **"Beneficiary"**), to be executed within the terms outlined by applicable legislation of Ukraine and in accordance with the Yuzivska Tender conditions and respective Application to participate in the tender by the Company (the **"Agreement"**).	Шановні панове, Ми, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, посилаємося на конкурс на укладання угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Юзівська (далі – **«Конкурс по ділянці Юзівська»**), який був оголошений 23 лютого 2012 року і який проводиться відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2011р. № 1298. У разі визначення Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (IV) Б.В. (**«Компанія»**) переможцем Конкурсу по ділянці Юзівська, компанія розпочне переговори щодо укладання угоди про розподіл продукції з Державою Україна в особі Кабінету Міністрів України (**«Бенефеціар»**), яка має бути укладена у строки, встановлені чинним законодавством України та у відповідності до умов Конкурсу по ділянці Юзівська та відповідної Заяви на участь у конкурсі, що подається Компанією (далі – **«Угода»**).
As part of the Yuzivska Tender, the Company hereby submits a guarantee of the parent company B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij to cover the financial, technical, environmental and other obligations of the Company during the exploration phase under the Agreement. B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij hereby provides such a guarantee to the Beneficiary on the terms and conditions set out below.	Приймаючи участь у Конкурсі по ділянці Юзівська, Компанія з цим подає гарантію материнської компанії, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, щодо забезпечення виконання фінансових, технічних, природоохоронних та інших зобов'язань Компанії під час періоду геологорозвідувальних робіт відповідно до Угоди. B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij з цим надає таку гарантію Бенефіціару згідно умов, викладених нижче.

1.	**Guarantee**	**1.**	**Гарантія**
1.1	Subject to the terms and conditions stated herein, we hereby irrevocably guarantee the fulfilment by the Company of its obligations during the exploration phase under the Agreement (the "**Guaranteed Obligations**") and agree that, if from time to time the Company has defaulted in the payment of any sums which the Company is liable to pay to the Beneficiary pursuant to such Guaranteed Obligations, we will pay to the Beneficiary within thirty (30) days from the date of receipt of a request for payment under this Guarantee, the amount due and payable (but unpaid on the date of such request) by the Company to the Beneficiary, *provided that* if the above date for payment is not a day on which the banks in the Netherlands are open for business, payment will be made by us on the next following business day.	1.1	Відповідно до умов, викладених в даному документі, ми цим безвідкличнo гарантуємо виконання Компанією своїх зобов'язань під час етапу розвідки за Угодою (**«Гарантійні зобов'язання»**), і якщо час від часу Компанія не буде виконувати своїх зобов'язань з виплати сум, які Компанія повинна сплатити Бенефіціару згідно цих Гарантійних Зобов'язань, ми погоджуємося сплачувати суму заборгованості Компанії перед Бенефіціаром протягом тридцяти (30) днів з дати отримання вимоги щодо сплати відповідно до даної Гарантії (але ще не виплачену на дату пред'явлення вимоги), *за умови*, що якщо вказаний вище день платежу не припадатиме на день, коли банки в Нідерландах не працюють для здійснення банківських операцій, у випадку чого, нами буде здійснено платіж у наступний робочий день.
1.2	No payment will be required to be made by us under this Guarantee, if the Company remedies its default under the Agreement within the thirty (30) day period mentioned in Clause 1.1 above. If the Company fulfils any part or all of its Guaranteed Obligations any time after we have made a payment to the Beneficiary under this Guarantee with respect to such Guaranteed Obligations, the Beneficiary shall immediately and without demand return to us an amount equivalent to such payment made by the Company.	1.2	Ніякі платежі з нашого боку не підлягають здійсненню згідно даної Гарантії, якщо Компанія сплатить суму за Угодою протягом тридцяти (30) днів, як зазначено в пункті 1.1 вище. Якщо Компанія виконує будь-яку частину або усі Гарантійні Зобов'язання у будь-який час після того, як ми здійснили платіж на рахунок Бенефіціара за даною Гарантією відповідно до таких Гарантійних Зобов'язань, Бенефіціар має негайно і без вимоги повернути нам суму еквіваленту сплаченій Компанією.

.	**Maximum liability**	2.	**Максимальна відповідальність**
2.1	The maximum aggregate amount, including interest, costs and reasonable legal expenses, payable by us under this Guarantee shall be limited to four hundred and ten million US Dollars (USD 410,000,000) (the "**Maximum Amount**").	2.1	Загальна максимальна сума, у тому числі відсоток, витрати та судові витрати, що підлягають сплаті за цією Гарантією, обмежуються сумою у чотириста десять мільйонів доларів США (410 000 000 доларів США) («**Максимальна Сума**»).
2.2	The Maximum Amount shall be reduced: (a) by the amount of any payment made by the Company in connection with the Agreement, whether this is prior to the signing of the Agreement or after the signing of the Agreement; (b) by the amount of any payment made by us under this Guarantee; (c) in proportion to any reduction in the Company's liability under the Agreement; and (d) upon any reduction of the percentage held, directly or indirectly, by Royal Dutch Shell plc (the "**Ultimate Shareholder**") in the share capital of the Company at the date hereof, in proportion to such reduction and for the purpose of this Guarantee, shares in a company are indirectly owned by the Ultimate Shareholder if a series of companies can be specified, beginning with the Ultimate Shareholder and ending with the particular company, so related that all or part of the shares of each company of the series (except the Ultimate Shareholder) are directly owned by one or more of the companies earlier in the series. Upon any reduction of the Maximum Amount pursuant to this Clause 2.2, the term "**Maximum Amount**" as used in this Guarantee shall mean such reduced amount.	2.2	Максимальна Сума буде зменшена на: (а) суму будь-якого платежу, здійсненого Компанією у зв'язку з Угодою, до або після її підписання; (б) суму будь-якого платежу, здійсненого нами за цією Гарантією; (в) пропорційно будь-якому скороченню відповідальності компанії за Угодою; а також (г) у зв'язку із будь-яким прямим або опосередкованим скороченням відсоткової частки Royal Dutch Shell plc («**Кінцевий Власник**») у статутному капіталі Компанії на дату цього документа, пропорційно до такого скорочення і у цілях цієї Гарантії, частки в компанії опосередковано належать Кінцевому Власнику якщо визначається ряд компаній, починаючи з Кінцевого Власника і закінчуючи конкретною компанією, які співвідносяться таким чином, що вся або частина частки кожної компанії у ряду (Крім Кінцевого Власника) повністю належать одній або декільком компаніям ряду. За будь-якого зменшення Максимальної Суми згідно цього пункту 2.2, термін «**Максимальна Сума**», що використовується у цій Гарантії, застосовується відповідно до зменшеної суми.
3.	**Beneficiary's undertaking**	3.	**Обов'язки Бенефіціара**

	The Beneficiary undertakes to send us a copy of its request to the Company to fulfil its Guaranteed Obligations at the same time it sends such request to the Company.		Бенефіціар зобов'язаний направляти нам копію своєї вимоги до Компанії щодо виконання своїх Гарантійних зобов'язань одночасно з направленням такої вимоги до Компанії.
4.	**Effective date and expiry**	**4.**	**Набрання чинності і припинення дії**
4.1	This Guarantee shall be effective from the date of the Agreement.	4.1	Ця Гарантія вступає у силу з дати укладання Угоди.
4.2	This Guarantee shall expire or terminate automatically upon the earliest occurrence of any of the following (the "**Expiry Date**"):	4.2	Дана Гарантія припиняє автоматично свою дію після настання однієї з наступних обставин, яка матиме місце раніше («**Дата Припинення Дії**»):
	(a) 23 November 2018;		a. 23 листопада 2018 року;
	(b) satisfaction of the Maximum Amount by payment and/or reduction in accordance with the terms and conditions of this Guarantee;		b. задоволення Максимальної Суми шляхом сплати та/або скорочення згідно умов цієї Гарантії;
	(c) assignment or transfer by the Company of its rights and obligations under the Agreement to any Shell Affiliate or a third party;		c. відступлення або передача Компанією своїх прав та обов'язків за Угодою будь-якій Афілійованій Компанії Шелл або третій особі;
	(d) the Ultimate Shareholder no longer holding, directly or indirectly, any shares in the capital of the Company;		d. Кінцевий Власник більше не володіє прямо або опосередковано жодною часткою в статутному капіталі компанії;
	(e) termination of the Agreement;		e. припинення дії Угоди;
	(f) the Beneficiary receiving, subject to its consent, alternative credit support; or		f. Бенефіціар за власною згодою отримує альтернативну фінансову підтримку; або
	(g) receipt from the Beneficiary of a written statement of release from liability under this Guarantee;		g. отримання від Бенефіціара письмової заяви про звільнення від відповідальності відповідно до цієї Гарантії;
	(h) the date of commencement of the first Commercial Development (to be defined in the Agreement) under the Agreement;		h. дату коли розпочато перший
	Consequently, any request for payment under this Guarantee must be received by us		

	on or before the Expiry Date. After expiry or termination of this Guarantee, the Beneficiary shall, if requested by us, acknowledge in writing the expiry or termination of this Guarantee. For the avoidance of any doubt, any such acknowledgement will not be a condition for the expiry or termination of this Guarantee.		етап Промислової Розробки (як цей термін буде визначено в Угоді) за Угодою; Отже, будь-яка вимога щодо платежів згідно цієї Гарантії має бути отримана нами до Дати Припинення Дії цієї Гарантії. Після припинення дії цієї Гарантії Бенефіціар на нашу вимогу у письмовій формі визнає припинення цієї Гарантії. З метою уникнення будь-яких сумнівів таке визнання не буде вважатися умовою для припинення дії цієї Гарантії.
5.	**Subrogation** Simultaneously upon payment by us of any amount under this Guarantee, we shall be subrogated in the Beneficiary's right to demand payment from the Company, up to the amount so paid.	5.	**Суброгація** Одночасно зі сплатою нами будь-якої суми за цією Гарантією, до нас в порядку суброгації переходить право вимоги Бенефіціара щодо суми здійсненого платежу.
6.	**Assignment**	6.	**Передача прав**
6.1	This Guarantee is personal to the Beneficiary and the Beneficiary is not entitled to assign and/or transfer its rights under this Guarantee to any party without our prior written consent. We shall be entitled to assign and/or transfer our rights and/or obligations under this Guarantee to any Shell Affiliate and the Beneficiary agrees that it shall execute all documents necessary to effect such assignment and/or transfer.	6.1	Дана Гарантія надається особисто Бенефіціару, тому Бенефіціар не має права відступати та/або передавати свої права за цією Гарантією будь-якій іншій стороні без нашої попередньої письмової згоди. Ми маємо право призначати та/або передавати свої права та/або обов'язки за цією Гарантією будь-якій Афілійованій Компанії Шелл і Бенефіціар погоджується оформлювати всі необхідні документи для здійснення такого відступлення та/або передачі.
6.2	For the purposes of this Guarantee, "**Shell Affiliate**" means and includes the Ultimate Shareholder and any entity which the Ultimate Shareholder from time to time directly or indirectly controls, whereby:	6.2	Для цілей цієї Гарантії **«Афілійована Компанія Шелл»** означає і включає Кінцевого Власника і будь-яку компанію, яку Кінцевий Власник прямо або опосередковано контролює, наступним чином:
	(a) an entity directly controls another entity if it owns fifty per cent (50%) or more of the voting rights attached to the issued share capital of the other entity; and		(b) компанія безпосередньо контролює іншу компанію, якщо їй належать п'ятдесят відсотків (50 %) або більше прав голосу, що

			додаються до випущеного статутного капіталу іншої компанії; і
	(c)	an entity indirectly controls another entity if a series of entities can be specified, beginning with the first entity and ending with the other entity, so related that each entity of the series (except the ultimate controlling entity) is directly controlled by one or more of the entities earlier in the series.	(б) компанія опосередковано контролює іншу компанію, а якщо визначається ряд компаній, починаючи від першої компанії і закінчуючи іншою компанією, відповідно кожна компанія ряду (крім кінцевої контролюючої компанії) безпосередньо контролюється однією або кількома раніше визначеними компаніями.
7.	**Notices**		7. **Повідомлення**
7.1	Any request or notice to be given by the Beneficiary under this Guarantee shall be given in writing, in the English language, and only by letter or facsimile. Any such request or notice shall (unless we, by fifteen (15) days' written notice to the Beneficiary, specify another address) be made to us at the following address or facsimile number (or such other address or facsimile number as has been notified):	7.1	Будь-яка вимога або повідомлення Бенефіціара за цією Гарантією надсилаються у письмовій формі, на англійській мові, у вигляді листа або факсом. Будь-яка з вимог або повідомлень (якщо за 15 днів ми не зазначимо іншу адресу у письмовому повідомленні Бенефіціару) надсилається на адресу чи за номером факсу (або повідомлену адресу номер факсу):
	B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij Carel van Bylandtlaan 30 2596 HR The Hague the Netherlands Attn. Legal Corporate The Hague Fax: + 31 70 377 3953		B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij Carel van Bylandtlaan 30 2596 HR The Hague the Netherlands Attn. Legal Corporate The Hague Fax: + 31 70 377 3953
7.2	Any such request or notice shall be effective only when received and then only if the same is expressly marked for the attention of such department or officer specified above (or such other department or officer as we shall from time to time specify in writing to the Beneficiary for this purpose).	7.2.	Будь-яка вимога або повідомлення вступають у дію лише після його отримання відповідним відділом або співробітником, зазначеним вище (або іншим таким відділом або співробітником, про яких ми час від часу будемо в письмовій формі інформувати Бенефіціара з цією метою).
7.3	We assume no liability or responsibility for the consequences arising out of the delay and/or loss in transit of any messages,	7.3.	Ми не несемо відповідальності за наслідки, спричинені затримкою та/або втратою у дорозі будь-яких повідомлень,

letters, requests or documents, or for delay, mutilation or other errors arising in the transmission of any telecommunication.	листів, запитів чи документів, або за затримку, ушкодження та інші помилки, що виникають при передачі на далекі відстані.
8. Governing law and jurisdiction 8.1 This Guarantee, and any non-contractual obligations arising out of or in connection with it, shall be governed by, and construed in accordance with, Dutch law, and any disputes arising under or in connection with this Guarantee will be exclusively settled by the Dutch courts.	**8. Право що застосовується та юрисдикція** 8.1 Дана Гарантія та будь-які позадоговірні зобов'язання, що випливають з неї, регулюються і тлумачаться відповідно до законодавства Нідерландів, а будь-які спори, що виникають у зв'язку з цією Гарантією, мають бути врегульовані виключно в судах Нідерландів.
9. Miscellaneous 9.1 This Guarantee cannot be changed, modified or supplemented except in writing signed by the Beneficiary and us. 9.2 This Guarantee may be executed in any number of counterparts, either in original or facsimile form, each of which shall constitute an original, and this has the same effect as if the signatures on the counterparts were on a single copy of the Guarantee. 9.3 This Guarantee is executed in English and Ukrainian languages. In case of discrepancies between the texts in English and Ukrainian, the English text shall prevail.	**9. Інші умови** 9.1 Дана Гарантія не може бути змінена або доповнена без нашої письмової згоди, підписаної з бенефіціаром. 9.2 Дана Гарантія може бути виконана в будь-якій кількості примірників, як в оригіналі, так і факсимілє, кожний з яких вважається оригіналом і має однакову юридичну силу, так якщо б підписи на копіях були б на єдиній копії Гарантії. 9.3 Цю Гарантію підписано англійською та українською мовами. У випадку невідповідностей між версіями українською та англійською мовами, версія англійською мовою матиме переважну силу.
Yours sincerely, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij By: S. Gorman Title: Director By: M.C.M. Brandjes Title: Director	З повагою, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij ПІБ: S. Gorman Посада: ПІБ: M.C.M. Brandjes Посада:

rom: B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij PO Box 162 2501 AN The Hague The Netherlands	Від: B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij a/c 162 2501 AN Гаага Нідерланди
To: The State of Ukraine represented by the Cabinet of Ministers of Ukraine 12/2, Grushevskogo str., 01008, city of Kyiv, Ukraine	До: Держава Україна в особі Кабінету Міністрів України вул. Грушевського, 12/2, м. Київ, Україна, 01008
20 April 2012	20 April 2012 р.
Subject : Guarantee	**Щодо: Гарантія**
Dear Sirs, We, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, refer to a tender for execution of a production sharing agreement for hydrocarbons to be produced within the Yuzivska area (**"Yuzivska Tender"**), which has been announced on the 23rd of February 2012 and is conducted based on the Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No 1298 dated 30.11.2011. Should Shell Exploration and Production Ukraine Investments (IV) B.V. (the **"Company"**) be selected as a winner of the Yuzivska Tender, the Company will enter into negotiations on execution of the a production sharing agreement with the State of Ukraine represented by the Cabinet of Ministers of Ukraine (the **"Beneficiary"**), to be executed within the terms outlined by applicable legislation of Ukraine and in accordance with the Yuzivska Tender conditions and respective Application to participate in the tender by the Company (the **"Agreement"**).	Шановні панове, Ми, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, посилаємося на конкурс на укладання угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Юзівська (далі – **«Конкурс по ділянці Юзівська»**), який був оголошений 23 лютого 2012 року і який проводиться відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2011р. № 1298. У разі визначення Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (IV) Б.В. (**«Компанія»**) переможцем Конкурсу по ділянці Юзівська, компанія розпочне переговори щодо укладання угоди про розподіл продукції з Державою Україна в особі Кабінету Міністрів України (**«Бенефеціар»**), яка має бути укладена у строки, встановлені чинним законодавством України та у відповідності до умов Конкурсу по ділянці Юзівська та відповідної Заяви на участь у конкурсі, що подається Компанією (далі – **«Угода»**).
As part of the Yuzivska Tender, the Company hereby submits a guarantee of the parent company B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij to cover the financial, technical, environmental and other obligations of the Company during the exploration phase under the Agreement. B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij hereby provides such a guarantee to the Beneficiary on the terms and conditions set out below.	Приймаючи участь у Конкурсі по ділянці Юзівська, Компанія з цим подає гарантію материнської компанії, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij, щодо забезпечення виконання фінансових, технічних, природоохоронних та інших зобов'язань Компанії під час періоду геологорозвідувальних робіт відповідно до Угоди. B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij з цим надає таку гарантію Бенефіціару згідно умов, викладених нижче.

1.	**Guarantee**	1.	**Гарантія**
1.1	Subject to the terms and conditions stated herein, we hereby irrevocably guarantee the fulfilment by the Company of its obligations during the exploration phase under the Agreement (the **"Guaranteed Obligations"**) and agree that, if from time to time the Company has defaulted in the payment of any sums which the Company is liable to pay to the Beneficiary pursuant to such Guaranteed Obligations, we will pay to the Beneficiary within thirty (30) days from the date of receipt of a request for payment under this Guarantee, the amount due and payable (but unpaid on the date of such request) by the Company to the Beneficiary, *provided that* if the above date for payment is not a day on which the banks in the Netherlands are open for business, payment will be made by us on the next following business day.	1.1	Відповідно до умов, викладених в даному документі, ми цим безвідкличнo гарантуємо виконання Компанією своїх зобов'язань під час етапу розвідки за Угодою (**«Гарантійні зобов'язання»**), і якщо час від часу Компанія не буде виконувати своїх зобов'язань з виплати сум, які Компанія повинна сплатити Бенефіціару згідно цих Гарантійних Зобов'язань, ми погоджуємося сплачувати суму заборгованості Компанії перед Бенефіціаром протягом тридцяти (30) днів з дати отримання вимоги щодо сплати відповідно до даної Гарантії (але ще не виплачену на дату пред'явлення вимоги), *за умови*, що якщо вказаний вище день платежу не припадатиме на день, коли банки в Нідерландах не працюють для здійснення банківських операцій, у випадку чого, нами буде здійснено платіж у наступний робочий день.
1.2	No payment will be required to be made by us under this Guarantee, if the Company remedies its default under the Agreement within the thirty (30) day period mentioned in Clause 1.1 above. If the Company fulfils any part or all of its Guaranteed Obligations any time after we have made a payment to the Beneficiary under this Guarantee with respect to such Guaranteed Obligations, the Beneficiary shall immediately and without demand return to us an amount equivalent to such payment made by the Company.	1.2	Ніякі платежі з нашого боку не підлягають здійсненню згідно даної Гарантії, якщо Компанія сплатить суму за Угодою протягом тридцяти (30) днів, як зазначено в пункті 1.1 вище. Якщо Компанія виконує будь-яку частину або усі Гарантійні Зобов'язання у будь-який час після того, як ми здійснили платіж на рахунок Бенефіціара за даною Гарантією відповідно до таких Гарантійних Зобов'язань, Бенефіціар має негайно і без вимоги повернути нам суму еквіваленту сплаченій Компанією.

.	**Maximum liability**	2.	**Максимальна відповідальність**
2.1	The maximum aggregate amount, including interest, costs and reasonable legal expenses, payable by us under this Guarantee shall be limited to four hundred and ten million US Dollars (USD 410,000,000) (the "**Maximum Amount**").	2.1	Загальна максимальна сума, у тому числі відсоток, витрати та судові витрати, що підлягають сплаті за цією Гарантією, обмежуються сумою у чотириста десять мільйонів доларів США (410 000 000 доларів США) (**«Максимальна Сума»**).
2.2	The Maximum Amount shall be reduced: (a) by the amount of any payment made by the Company in connection with the Agreement, whether this is prior to the signing of the Agreement or after the signing of the Agreement; (b) by the amount of any payment made by us under this Guarantee; (c) in proportion to any reduction in the Company's liability under the Agreement; and (d) upon any reduction of the percentage held, directly or indirectly, by Royal Dutch Shell plc (the "**Ultimate Shareholder**") in the share capital of the Company at the date hereof, in proportion to such reduction and for the purpose of this Guarantee, shares in a company are indirectly owned by the Ultimate Shareholder if a series of companies can be specified, beginning with the Ultimate Shareholder and ending with the particular company, so related that all or part of the shares of each company of the series (except the Ultimate Shareholder) are directly owned by one or more of the companies earlier in the series. Upon any reduction of the Maximum Amount pursuant to this Clause 2.2, the term "**Maximum Amount**" as used in this Guarantee shall mean such reduced amount.	2.2	Максимальна Сума буде зменшена на: (а) суму будь-якого платежу, здійсненого Компанією у зв'язку з Угодою, до або після її підписання; (б) суму будь-якого платежу, здійсненого нами за цією Гарантією; (в) пропорційно будь-якому скороченню відповідальності компанії за Угодою; а також (г) у зв'язку із будь-яким прямим або опосередкованим скороченням відсоткової частки Royal Dutch Shell plc (**«Кінцевий Власник»**) у статутному капіталі Компанії на дату цього документа, пропорційно до такого скорочення і у цілях цієї Гарантії, частки в компанії опосередковано належать Кінцевому Власнику якщо визначається ряд компаній, починаючи з Кінцевого Власника і закінчуючи конкретною компанією, які співвідносяться таким чином, що вся або частина частки кожної компанії у ряду (Крім Кінцевого Власника) повністю належать одній або декільком компаніям ряду. За будь-якого зменшення Максимальної Суми згідно цього пункту 2.2, термін **«Максимальна Сума»**, що використовується у цій Гарантії, застосовується відповідно до зменшеної суми.
3.	**Beneficiary's undertaking**	3.	**Обов'язки Бенефіціара**

Я

	on or before the Expiry Date. After expiry or termination of this Guarantee, the Beneficiary shall, if requested by us, acknowledge in writing the expiry or termination of this Guarantee. For the avoidance of any doubt, any such acknowledgement will not be a condition for the expiry or termination of this Guarantee.		етап Промислової Розробки (як цей термін буде визначено в Угоді) за Угодою; Отже, будь-яка вимога щодо платежів згідно цієї Гарантії має бути отримана нами до Дати Припинення Дії цієї Гарантії. Після припинення дії цієї Гарантії Бенефіціар на нашу вимогу у письмовій формі визнає припинення цієї Гарантії. З метою уникнення будь-яких сумнівів таке визнання не буде вважатися умовою для припинення дії цієї Гарантії.
5.	**Subrogation** Simultaneously upon payment by us of any amount under this Guarantee, we shall be subrogated in the Beneficiary's right to demand payment from the Company, up to the amount so paid.	5.	**Суброгація** Одночасно зі сплатою нами будь-якої суми за цією Гарантією, до нас в порядку суброгації переходить право вимоги Бенефіціара щодо суми здійсненого платежу.
6.	**Assignment**	6.	**Передача прав**
6.1	This Guarantee is personal to the Beneficiary and the Beneficiary is not entitled to assign and/or transfer its rights under this Guarantee to any party without our prior written consent. We shall be entitled to assign and/or transfer our rights and/or obligations under this Guarantee to any Shell Affiliate and the Beneficiary agrees that it shall execute all documents necessary to effect such assignment and/or transfer.	6.1	Дана Гарантія надається особисто Бенефіціару, тому Бенефіціар не має права відступати та/або передавати свої права за цією Гарантією будь-якій іншій стороні без нашої попередньої письмової згоди. Ми маємо право призначати та/або передавати свої права та/або обов'язки за цією Гарантією будь-якій Афілійованій Компанії Шелл і Бенефіціар погоджується оформлювати всі необхідні документи для здійснення такого відступлення та/або передачі.
6.2	For the purposes of this Guarantee, "**Shell Affiliate**" means and includes the Ultimate Shareholder and any entity which the Ultimate Shareholder from time to time directly or indirectly controls, whereby:	6.2	Для цілей цієї Гарантії **«Афілійована Компанія Шелл»** означає і включає Кінцевого Власника і будь-яку компанію, яку Кінцевий Власник прямо або опосередковано контролює, наступним чином:
	(a) an entity directly controls another entity if it owns fifty per cent (50%) or more of the voting rights attached to the issued share capital of the other entity; and		(b) компанія безпосередньо контролює іншу компанію, якщо їй належать п'ятдесят відсотків (50 %) або більше прав голосу, що

			додаються до випущеного статутного капіталу іншої компанії; і
	(c)	an entity indirectly controls another entity if a series of entities can be specified, beginning with the first entity and ending with the other entity, so related that each entity of the series (except the ultimate controlling entity) is directly controlled by one or more of the entities earlier in the series.	(б) компанія опосередковано контролює іншу компанію, а якщо визначається ряд компаній, починаючи від першої компанії і закінчуючи іншою компанією, відповідно кожна компанія ряду (крім кінцевої контролюючої компанії) безпосередньо контролюється однією або кількома раніше визначеними компаніями.
7.	**Notices**		7. **Повідомлення**
7.1	Any request or notice to be given by the Beneficiary under this Guarantee shall be given in writing, in the English language, and only by letter or facsimile. Any such request or notice shall (unless we, by fifteen (15) days' written notice to the Beneficiary, specify another address) be made to us at the following address or facsimile number (or such other address or facsimile number as has been notified):	7.1	Будь-яка вимога або повідомлення Бенефіціара за цією Гарантією надсилаються у письмовій формі, на англійській мові, у вигляді листа або факсом. Будь-яка з вимог або повідомлень (якщо за 15 днів ми не зазначимо іншу адресу у письмовому повідомленні Бенефіціару) надсилається на адресу чи за номером факсу (або повідомлену адресу номер факсу):
	B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij Carel van Bylandtlaan 30 2596 HR The Hague the Netherlands Attn. Legal Corporate The Hague Fax: + 31 70 377 3953		B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij Carel van Bylandtlaan 30 2596 HR The Hague the Netherlands Attn. Legal Corporate The Hague Fax: + 31 70 377 3953
7.2	Any such request or notice shall be effective only when received and then only if the same is expressly marked for the attention of such department or officer specified above (or such other department or officer as we shall from time to time specify in writing to the Beneficiary for this purpose).	7.2.	Будь-яка вимога або повідомлення вступають у дію лише після його отримання відповідним відділом або співробітником, зазначеним вище (або іншим таким відділом або співробітником, про яких ми час від часу будемо в письмовій формі інформувати Бенефіціара з цією метою).
7.3	We assume no liability or responsibility for the consequences arising out of the delay and/or loss in transit of any messages,	7.3.	Ми не несемо відповідальності за наслідки, спричинені затримкою та/або втратою у дорозі будь-яких повідомлень,

letters, requests or documents, or for delay, mutilation or other errors arising in the transmission of any telecommunication.	листів, запитів чи документів, або за затримку, ушкодження та інші помилки, що виникають при передачі на далекі відстані.
8. Governing law and jurisdiction 8.1 This Guarantee, and any non-contractual obligations arising out of or in connection with it, shall be governed by, and construed in accordance with, Dutch law, and any disputes arising under or in connection with this Guarantee will be exclusively settled by the Dutch courts.	**8. Право що застосовується та юрисдикція** 8.1 Дана Гарантія та будь-які позадоговірні зобов'язання, що випливають з неї, регулюються і тлумачаться відповідно до законодавства Нідерландів, а будь-які спори, що виникають у зв'язку з цією Гарантією, мають бути врегульовані виключно в судах Нідерландів.
9. Miscellaneous 9.1 This Guarantee cannot be changed, modified or supplemented except in writing signed by the Beneficiary and us. 9.2 This Guarantee may be executed in any number of counterparts, either in original or facsimile form, each of which shall constitute an original, and this has the same effect as if the signatures on the counterparts were on a single copy of the Guarantee. 9.3 This Guarantee is executed in English and Ukrainian languages. In case of discrepancies between the texts in English and Ukrainian, the English text shall prevail.	**9. Інші умови** 9.1 Дана Гарантія не може бути змінена або доповнена без нашої письмової згоди, підписаної з бенефіціаром. 9.2 Дана Гарантія може бути виконана в будь-якій кількості примірників, як в оригіналі, так і факсиміле, кожний з яких вважається оригіналом і має однакову юридичну силу, так якщо б підписи на копіях були б на єдиній копії Гарантії. 9.3 Цю Гарантію підписано англійською та українською мовами. У випадку невідповідностей між версіями українською та англійською мовами, версія англійською мовою матиме переважну силу.
Yours sincerely, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij By: S. Gorman Title: Director By: M.C.M. Brandjes Title: Director	З повагою, B.V. Dordtsche Petroleum Maatschappij ПІБ: S. Gorman Посада: ПІБ: M.C.M. Brandjes Посада:

ДОДАТОК 4 – ПРИНЦИПИ ВЕДЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ

1. Загальні принципи ведення діяльності

Визнається, що Оператор повинен виробити власні базові цінності й корпоративну культуру, обумовлені діловим і культурним середовищем, в якому він діє. Базовими цінностями Оператора мають бути Чесність, Порядність і Повага до Людей. Їх, у свою чергу, підтримують інші цінності, такі як довіра, відкритість, колективна робота, професіоналізм і гордість за справу, що вважаються складовою того способу, в який Оператор веде діяльність. Ці основоположні корпоративні цінності є фундаментальними принципами Оператора, що стосуються всіх ділових операцій, великих і малих, та описують поведінку, яка очікується від кожного працівника Оператора чи тимчасово направленого працівника при веденні діяльності Оператора. Ці принципи підтримуються правилами й процедурами, розробленими Оператором з метою забезпечити, щоб кожний працівник Оператора й тимчасово направлений працівник розуміли їх і діяли відповідним чином у своїй повсякденній діяльності. Від Оператора очікується розробка й запровадження детальнішого набору принципів ведення діяльності та пов'язаних з ними правил і процедур, що відповідають викладеним нижче основним характеристикам чи перевищують їх.

2. Завдання

Завдання Оператора – діяти в ефективний, відповідальний та прибутковий спосіб як постачальник комплексних послуг у нафтогазовій галузі. Оператор прагне підтримувати високу продуктивність за допомогою унікальних можливостей та новаторських способів роботи, й має на меті тривале утримання позицій у конкурентному середовищі, в якому він діє.

3. Відповідальність

Оператор визнає п'ять сфер відповідальності:

(a) перед акціонерами (захист інвестицій акціонерів і забезпечення прийнятної дохідності)

(b) перед замовниками (здобуття та збереження замовників шляхом розробки й постачання продукції й послуг, що створюють цінність в аспекті ціни, швидкості, якості, безпеки та впливу на довкілля, які спираються на необхідний технічний, комерційний досвід та досвід у сфері безпеки та довкілля)

(c) перед працівниками (повага до прав людини, забезпечення належних, безпечних і захищених умов роботи, конкурентоспроможні положення й умови, що регулюють працю, сприяння розвитку й найкращому використанню людських здібностей та рівні можливості працевлаштування. Визнається, що комерційний успіх справи залежить від повної відданості всіх працівників і тимчасово направлених працівників)

(d) перед тими, з ким ведуться справи (прагнення до взаємовигідних відносин з підрядниками й постачальниками, а також сприяння застосуванню в цьому процесі цих принципів ведення діяльності. Здатність ефективно сприяти застосуванню цих принципів є важливим чинником при прийнятті рішень щодо встановлення чи продовження таких відносин)

(e) перед суспільством (ведення діяльності з позицій корпорації, яка є відповідальним членом суспільства, дотримання законів країн, у яких вона діє, й належне врахування здоров'я, безпеки й довкілля згідно зі своїми зобов'язаннями щодо ОЗПД та сталого розвитку).

Ці п'ять сфер розглядаються як неподільні. Керівництво Оператора зобов'язане постійно оцінювати його пріоритети й якомога краще реалізовувати його відповідальність на основі цієї оцінки.

4. Економічні принципи

Для реалізації цієї відповідальності та здатності до продовження діяльності суттєво важливою є прибутковість. Вона є як мірою ефективності, так само і мірою того, наскільки цінними замовники вважають послуги, що надаються у процесі спільної діяльності. Вона є суттєво важливою для розподілу необхідних корпоративних ресурсів та підтримки постійного інвестиційного процесу, необхідного для розвитку й реалізації в майбутньому обладнання й послуг, що відповідають потребам замовників. Без прибутків і міцної фінансової основи неможливо було б реалізовувати описану вище відповідальність. Оператор працює в соціальному, політичному та економічному середовищі, в якому відбуваються зміни, але вважає, що інтереси суспільства найефективніше здатна задовольнити ринкова економіка. Критерії прийняття інвестиційних рішень не носять виключно економічного характеру, а враховують також і соціальні та природоохоронні аспекти, а також оцінку захищеності інвестицій.

5. Ділова порядність

Оператор настійливо стверджує чесність, порядність і справедливість у всіх аспектах своєї діяльності й очікує того ж у своїх відносинах з усіма тими, з ким він має справи. Пряме чи непряме пропонування, сплата, сприяння й прийняття будь-яких хабарів у будь-якій формі є неприйнятним. Персонал Оператора й тимчасово направлені працівники повинні уникати конфлікту інтересів між своїми приватними фінансовими інтересами й своєю роллю у веденні діяльності Оператора. Всі ділові операції повинні належно та справедливо відображатися в обліку Оператора, відповідно до загальноприйнятих практики ведення і порядку обліку, і підлягають перевірці аудиторами. Від Інвестора і його персоналу, що працюють для Оператора чи від імені Оператора, вимагається застосування тих самих принципів щодо ділової порядності.

6. Політична діяльність

Оператор діє у соціально відповідальний спосіб в рамках законодавства країн, у яких він веде діяльність, з метою досягнення своїх законні господарських цілей. Оператор не здійснює платежів політичним партіям, організаціям чи їхнім представникам і не бере участі в жодній партійній політиці. Однак у ситуаціях, коли Оператор має справу з урядами, він має право й несе відповідальність за доведення до їхнього відома своєї позиції з будь-яких питань, що торкаються його, його працівників, замовників чи акціонерів. Він має також право повідомляти свою позицію з питань, що торкаються суспільства, у ситуаціях, у випадках, коли він має намір зробити внесок в його життя.

Коли окремі працівники Оператора бажають займатися громадською діяльністю, в тому числі бути кандидатами на виборах на політичні пости, їм дається можливість це робити, якщо це є доречним з урахуванням місцевих обставин.

7. Здоров'я, техніка безпеки й довкілля

Згідно з своїм зобов'язанням сприяти сталому розвитку, Оператор реалізує систематичний підхід до управління охороною здоров'я, технікою безпеки та охороною довкілля, з метою постійного підвищення ефективності своєї роботи. Оператор керує цими сферами так само, як будь-якою критично важливою діяльністю, вимірює, оцінює результати й звітує про них, і встановлює цільові показники для вдосконалення.

8. Безпека

Безпека персоналу Оператора й підрядників є питанням, що потребу постійної турботи, і якщо ним не займатися належним чином, це може

негативно вплинути на неперервність діяльності. Треба створити захищене середовище для діяльності, мінімізуючи в такий спосіб загрози персоналу, економічні збитки й порушення діяльності.

9. Суспільство

Найважливіший внесок, який компанії можуть зробити в соціальний та економічний розвиток країн, у яких вони діють, – якомога результативніше здійснення своєї основної діяльності. Крім того, Оператор з конструктивним зацікавленням ставиться до соціальних питань, що можуть не бути безпосередньо пов'язаними з його діяльністю. Можливості для залучення – наприклад, через суспільні, освітні програми чи програми пожертвувань, – є різними залежно від характеру місцевого суспільства й обсягу корисних приватних ініціатив.

Конкуренція: Оператор підтримує вільне підприємництво. Він прагне конкурувати на справедливих та етичних засадах і в рамках застосовного законодавства про конкуренцію. Він не перешкоджає іншим діяти на засадах вільної конкуренції.

Обмін інформацією: Оператор визнає, що з урахуванням важливості діяльності, якою він має займатися, та її впливу на народне господарство країн і на окремих осіб, відкритий обмін інформацією є суттєво важливим. Оператор має всеохоплюючі програми щодо корпоративної інформації й надає повну відповідну інформацію про свою діяльність сторонам, що мають законну зацікавленість у цьому, з урахуванням будь-яких міркувань, які пов’язані з його господарською діяльністю, що можуть мати переважну силу.

10. Принципи сталого розвитку

10.1 Суттєвою складовою принципів Оператора є зобов'язання сприяти сталому розвитку через визнання того, що сьогодні відповідальне використання природних ресурсів і соціального капіталу є тісно пов'язаним з добробутом суспільства й майбутніх поколінь. Таке зобов'язання має забезпечувати системний підхід до управління охороною здоров'я, безпеки й довкілля з метою постійного підвищення ефективності діяльності. Від Оператора очікується розробка й реалізація письмових настанов щодо принципів сталого розвитку, які мають відповідати наведеним нижче характеристикам чи перевищувати їх.

10.2 Мінімальні вимоги до принципів сталого розвитку

(a) Принципи: Принципи сталого розвитку охоплюють низку сфер, у яких оператору треба планувати й вимірювати постійне

вдосконалення, якщо він хоче досягти успіху в діяльності, задовольняючи очікування зацікавлених сторін.

(b) Забезпечувати стійку прибутковість: Успішні фінансові результати є суттєво важливими для сталого майбутнього Оператора й сприяють процвітанню суспільства. Він має прагнути до стійкої прибутковості, наприклад, знижуючи витрати, підвищуючи норму прибутку, збільшуючи надходження та дієво керуючи оборотним капіталом.

(c) Забезпечувати цінний результат для замовників; замовники – це джерело життєвих сил для Оператора. Він повинен постійно прагнути до зміцнення існуючих відносин із замовниками й розвивати нові. Він має намагатися відповідати очікуванням замовників і перевищувати їх, розробляючи й реалізуючи дуже привабливі й новаторські продукцію й послуги.

(d) Захищати довкілля: на природне середовище спирається вся людська діяльність. Оператор має прагнути мінімізувати вплив на довкілля своєї діяльності, продукції й послуг протягом усього терміну їх існування.

(e) Керувати ресурсами: ефективне використання природних ресурсів, таких як енергія, земля й вода, знижує витрати Оператора й враховує потреби майбутніх поколінь. Оператор має досліджувати шляхи збереження ресурсів та вдосконалення їх ефективного використання.

(f) Поважати й захищати людей: Оператор має прагнути ставитися до кожного з повагою. Він повинен прагнути до безпечної діяльності й інформувати людей про безпечний спосіб використання своєї продукції. Він повинен прагнути до того, щоб поважати й цінувати особисті й культурні відмінності, й намагатися допомагати людям реалізувати свій потенціал.

(g) Працювати з зацікавленими сторонами: Оператор впливає на багато різних груп людей, які є щодо нього зацікавленими сторонами, та відчуває їхній вплив. Він повинен намагатися визнавати їхні інтереси у своїй діяльності й прислуховуватися до них та належним чином відповідати їм.

(h) Приносити користь громадам: всюди, де Оператор працює, він є частиною місцевої громади. Він повинен постійно розглядати відповідні шляхи сприяння загальному добробуту громади й суспільства у ширших масштабах, які надають йому дозвіл на діяльність.

10.3 Вимоги щодо запевнень: вимоги Правління Оператора щодо запевнень викладені в системі управління спільною діяльністю.

ДОДАТОК 5 – ФОРМА ЗАСВІДЧЕННЯ ВІДПОВІДНОСТІ ВИМОГАМ СТАТТІ 27

[Бланк Сторони, що засвідчує]

Кому: [.....], [.....], [.....], і [.....]

Тема: Щорічна сертифікація

Шановний пане!

Згідно зі Статтею [27] Угоди від [.....] між [.....], [.....], [.....], і [.....] (надалі – «Угода»), особа, що підписала цей документ цим підтверджує, що протягом 12 (дванадцяти) місяців, які закінчуються 31 грудня [.....] року, [Сторона, що засвідчує], її Афілійовані Особи та їх відповідні директори, посадові особи, працівники й персонал відповідали своїм гарантіям і зобов'язанням, викладеним у Статті 27 Угоди.

Це свідоцтво видане належним чином уповноваженим представником, що його підписав, за [Сторону, що засвідчує] та від її імені, після належного з'ясування викладених вище питань, але без особистої відповідальності з боку такого уповноваженого представника.

З повагою,

Ім'я й посада:.....

[виконавчий директор чи посадова особа Сторони, що засвідчує]

ДОДАТОК 6 – ВИКОРИСТАННЯ РОБІТ, ТОВАРІВ І ПОСЛУГ УКРАЇНСЬКОГО ПОХОДЖЕННЯ

Відповідно до умов цієї Угоди Інвестор зобов'язується:

(a) розробляти стратегію розподілу підрядів і тендерні пакети в такий спосіб, щоб віддавати перевагу товарам, роботам і послугам Українського Походження, за рівних умов щодо ціни, строків виконання, якості та відповідності міжнародним стандартам;

(b) підтримувати подальший розвиток виробництва обсадних труб і колон в Україні на рівні, відповідному до потреб видобування нетрадиційного газу, і

(c) реалізовувати цільову технічну й ділову підтримку вибраних українських підприємств на основі Проектних вимог.

Після початку Промислової Розробки, Інвестор зобов'язується:

(d) підтримувати розвиток галузі будівництва бурових установок в Україні на рівні, відповідному потребам видобування нетрадиційного газу;

(e) співставляти місцеві можливості з проектними потребами та співпрацювати з Урядом, об'єднаннями підприємств, установами та громадами для підготовки населення України до використання можливостей працевлаштування;

(f) співпрацювати з відповідними Органами Уряду, об'єднаннями підприємств, установами та громадами для виявлення сфер, де ресурсів бракує;

(g) співпрацювати з місцевими підприємствами над розвитком їхніх можливостей, щоб вони змогли стати конкурентоспроможними для отримання підрядів, і

(h) при проведенні тендерів на підряди, в тому числі для міжнародних компаній (наприклад, на конструювання, виготовлення), Інвестор включає до складу критеріїв оцінки місцеву складову.

Усі витрати, що понесені Оператором або будь-якою Компанією–Інвестором у зв'язку із виконанням зобов'язань, що передбачені в цьому Додатку 6 є Тими, що Підлягають Відшкодуванню, і не входять до складу витрат, пов'язаних із Проектами Соціальних Інвестицій і Інфраструктури Подвійного Призначення.

ДОДАТОК 7 – ПЕРЕЛІК ДАНИХ ЩОДО ДОГОВІРНОЇ ДІЛЯНКИ ЩО МАЮТЬ БУТИ НАДАНІ ДЕРЖАВОЮ

(a) Дані ГДС та наявні звіти (справа свердловини, паспорт свердловини, геологічний звіт, звіт щодо експлуатаційного випробування свердловини) для нищенаведених свердловин. Всі дані в паперовій формі повинні бути переведені в формат LAS, а звіти у високій роздільній здатності в формат PDF.

(b) БАЛАКЛІЙСЬКА 3
БАЛАКЛІЙСЬКА 4
БАЛАКЛЕЙСЬКО-САВИНСЬКА14
БАЛАКЛЕЙСЬКО-САВИНСЬКА 19
БАХМУЦЬКА 1
БЛИЗНЮКІВСЬКА 621
БРИТАЙСЬКА 1
ВЕЛИКОКОМИШУВАСЬКА 1
ВОЛВЕНКІВСЬКА 1
ВОЛВЕНКІВСЬКА 2
ВОЛВЕНКІВСЬКА 6
ВОЛВЕНКІВСЬКА 8
ВОЛВЕНКІВСЬКА 11
ДРОБИШІВСЬКА 1
ДРОБИШІВСЬКА 3
ДРОБИШІВСЬКА 637
ДУБРАВИНСЬКА 7
КАМ`ЯНСЬКА 1
КАМ`ЯНСЬКА 6
МОРОЗІВСЬКА 1
МОРОЗІВСЬКА 2
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 20
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 21
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 22
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 23
СЛОВ`ЯНСЬКА 1
СЛОВ`ЯНСЬКА 2
СЛОВ`ЯНСЬКА 3
СЛОВ`ЯНСЬКА 4
СЛОВ`ЯНСЬКА 5
СЛОВ`ЯНСЬКА 6
СЛОВ`ЯНСЬКА 613
СПІВАКІВСЬКА 1
СПІВАКІВСЬКА 2

СПІВАКІВСЬКА 3
СПІВАКІВСЬКА 4
СПІВАКІВСЬКА 5
СПІВАКІВСЬКА 6
СПІВАКІВСЬКА 7
СПІВАКІВСЬКА 25
СПІВАКІВСЬКА 27
СПІВАКІВСЬКА 30
СПІВАКІВСЬКА 31
СПІВАКІВСЬКА 54
СТЕПКІВСЬКА 2
СТЕПНІВСЬКО-МИРОЛЮБІВСЬКА 4
СТЕПНІВСЬКО-МИРОЛЮБІВСЬКА 12
ТАРАНУШИНСЬКА 1
ТРОЇЦЬКА 1
ЧЕПЕЛЬСЬКА 24
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 1
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 4
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 10
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 12
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 17
ШЕВЧЕНКОВО-БЛИЗНЮКИ 303
ШЕВЧЕНКОВО-БЛИЗНЮКИ 304
ШЕВЧЕНКОВО-БЛИЗНЮКИ 305
ШЕВЧЕНКОВО-БЛИЗНЮКИ 307
ШЕВЧЕНКОВО-БЛИЗНЮКИ 309
ВОЛОХІВСЬКА 16
ПІВДЕННО-БЛИЗНЮКІВСЬКА 672
КРАСНООСКОЛЬСЬКА 4
СВЯТОГІРСЬКА 609

(c) Кернова інформація щодо нищенаведених свердловин: скановані копії наявних звітів та основні матеріали (шліфи, шаруватий керн) для подальшого лабораторного аналізу в країні та за її межами.

СЛОВ`ЯНСЬКА 613
СЛОВ`ЯНСЬКА 3
СЛОВ`ЯНСЬКА 4
СЛОВ`ЯНСЬКА 2
СВЯТОГІРСЬКА 609
ДУБРАВИНСЬКА 7
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 21
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 22
ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 23

ПІВНІЧНО-ВОЛВЕНКІВСЬКА 20
ДРОБИШІВСЬКА 637
ДРОБИШІВСЬКА 1
ДРОБИШІВСЬКА 3
ТРОЇЦЬКА 1
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 17
ЧЕРВОНОДОНЕЦЬКА 12
ВЕЛИКОКОМИШУВАСЬКА 1
ВОЛОХІВСЬКА 16
КРАСНООСКОЛЬСЬКА 4
БЛИЗНЮКІВСЬКА 621
ПІВДЕННО-БЛИЗНЮКІВСЬКА 672

(d) Первинні експлуатаційні дані та всі наявні повторні версії наступних сейсмічних профілів (SEGY; аналогові дані повинні бути переведені у цифровий формат - SEGY). Сейсморозвідувальні дані та протоколи аналізів щодо всіх розвідок перелічених нижче.

Дослідження	**Номер профілю**	**Складка**	**Партія**	**Рік**	**Довжина профілю (м.)**
259_7778	1	12	259	77-78	5760
259_7778	2	12	259	77-78	7080
259_7778	3	12	259	77-78	14760
259_7778	4	12	259	77-78	7560
259_7778	5	12	259	77-78	10200
259_7778	6	12	259	77-78	6600
259_7778	7	12	259	77-78	6240
259_7778	8	12	259	77-78	6600
259_7778	9	12	259	77-78	5520
259_7778	10	12	259	77-78	10080
259_7778	11	12	259	77-78	9840
259_7778	12	12	259	77-78	10500
259_7778	13	12	259	77-78	10440
259_7778	14	12	259	77-78	10560
259_7778	15	12	259	77-78	7200
259_7778	16	12	259	77-78	10320
264_79	101	12	264	79	6120
264_79	102	12	264	79	5775
264_79	102A	12	264	79	4920
264_79	104	12	264	79	11520
264_79	107	12	264	79	9000
264_79	108	12	264	79	5040
264_79	109	12	264	79	4560

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
264_79	109A	12	264	79	6480
264_79	111	12	264	79	6240
264_79	112	12	264	79	6000
264_79	113	12	264	79	6000
264_79	114	12	264	79	4800
264_79	115	12	264	79	6960
264_79	116	12	264	79	4200
264_79	117	12	264	79	9240
264_79	122	12	264	79	11160
264_79	123	12	264	79	7440
261_80	1	12	261	80	18400
261_80	3	12	261	80	19120
261_80	4	12	261	80	26460
261_80	5	12	261	80	18560
261_80	7	12	261	80	19040
261_80	8	12	261	80	18780
261_80	9	12	261	80	18420
89_81	2	12	89	81	8714
89_81	3	12	89	81	22080
89_81	4	12	89	81	6960
89_81	04A	12	89	81	11635
89_81	5	12	89	81	20180
89_81	6	12	89	81	22080
89_81	7	12	89	81	10920
89_81	8	12	89	81	24800
89_81	9	12	89	81	13080
89_81	10	12	89	81	14040
89_81	11	12	89	81	24320
89_81	12	12	89	81	13658
89_81	13	12	89	81	5400
89_81	15	12	89	81	7521
89_81	16	12	89	81	8000
89_81	17	12	89	81	12000
89_81	18	12	89	81	9400
88_83	1	12	88	83	18480
88_83	2	12	88	83	10920
88_83	3	12	88	83	16320
88_83	4	12	88	83	14040
88_83	5	12	88	83	17485
88_83	6	12	88	83	10080

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
88_83	7	12	88	83	5040
88_83	8	12	88	83	6835
88_83	9	12	88	83	12600
88_83	10	12	88	83	19460
88_83	11	12	88	83	23280
88_83	12	12	88	83	13080
88_83	13	12	88	83	14880
88_83	14	12	88	83	6000
88_83	15	12	88	83	8040
88_83	16	12	88	83	8020
88_83	17	12	88	83	15720
88_83	18	12	88	83	9840
88_83	19	12	88	83	18087
88_83	20	12	88	83	12784
88_83	24	12	88	83	9120
88_83	26	12	88	83	7200
75_83	2	12	75	83	34860
75_83	3	12	75	83	40200
75_83	4	12	75	83	32400
75_83	5	12	75	83	32880
75_83	6	12	75	83	33000
75_83	7	12	75	83	30960
75_83	18	12	75	83	13100
75_83	9	12	75	83	27440
75_84	1	12	75	84	27525
75_84	8	12	75	84	25070
75_84	10	12	75	84	34560
75_84	11	12	75	84	29830
75_84	12	12	75	84	50160
75_84	13	12	75	84	24180
81_83	14	12	81	83	27960
81_83	15	12	81	83	13200
81_83	16	12	81	83	5880
81_83	17	12	81	83	11160
88_84	1	12	88	84	9600
88_84	2	24	88	84	10560
88_84	3	24	88	84	10200
88_84	4	24	88	84	9720
88_84	5	24	88	84	8350
88_84	6	24	88	84	8280

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
88_84	7	12	88	84	9360
88_84	8	12	88	84	9840
88_84	9	12	88	84	9480
88_84	10	24	88	84	20700
88_84	11	12	88	84	21240
88_84	12	12	88	84	17880
88_84	33	24	88	84	13800
88_84	39	24	88	84	9360
88_84	40	24	88	84	9600
88_84	41	24	88	84	9615
88_84	42	24	88	84	8000
88_84	43	24	88	84	9948
88_84	13	12	88	84	13680
88_84	14	12	88	84	17400
88_84	15	12	88	84	8160
88_84	16	12	88	84	10320
88_84	17	12	88	84	11160
88_84	19	12	88	84	9000
88_84	20Б12		88	84	9720
88_84	20А12		88	84	9000
88_84	2112		88	84	12480
88_84	2212		88	84	14640
88_84	2312		88	84	11640
88_84	24	24	88	84	13800
88_84	28	12	88	84	5880
88_84	34	24	88	84	21360
88_84	37	12	88	84	10080
89_85	7	12	89	85	12700
89_85	8	12	89	85	18045
89_85	10	12	89	85	21000
89_85	26	12	89	85	6900
89_85	27	12	89	85	13500
89_85	28	12	89	85	7969
89_85	32	12	89	85	9600
89_85	41	12	89	85	7200
75_86	01А	24	75	86	24050
75_86	02А	24	75	86	28440
75_86	03А	12	75	86	36360
75_86	04А	12	75	86	35040
75_86	05А	12	75	86	25320

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
75_86	06A	12	75	86	31800
75_86	07A	12	75	86	23520
75_86	08A	12	75	86	27000
75_86	09A	12	75	86	21960
75_86	10A	24	75	86	23280
75_86	11A	24	75	86	24240
75_86	12A	24	75	86	28190
91_85	47	12	91	85	11880
91_85	48	12	91	85	15420
91_85	49	12	91	85	13465
91_85	55	24	91	85	13465
91_85	56	24	91	85	14640
91_85	57	12	91	85	12280
91_85	60	24	91	85	13440
91_85	64	24	91	85	17840
91_85	68	48	91	85	10700
91_85	72	12	91	85	12480
91_85	75	12	91	85	13200
91_85	77	12	91	85	21790
91_85	94	24	91	85	13680
91_85	96	24	91	85	13320
75_87	1	24	75	87	14650
75_87	2	24	75	87	17000
75_87	5	24	75	87	17500
75_87	6	24	75	87	33840
75_87	7	24	75	87	19250
75_87	8	24	75	87	34000
75_87	9	24	75	87	19000
75_87	10	24	75	87	24800
75_87	11	24	75	87	24650
75_87	13	24	75	87	20450
75_87	14	24	75	87	12300
75_87	15	24	75	87	15500
75_87	16	24	75	87	12490
75_87	17	24	75	87	18420
75_87	18	24	75	87	8130
75_87	19	24	75	87	10520
75_87	XI	24	75	87	46100
95_86	1	12	95	86	15600
95_86	2	12	95	86	23400

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
95_86	3	12	95	86	15600
95_86	3	12	95	87	22200
95_86	4	12	95	86	28560
95_86	04A	24	95	86	16230
95_86	5	12	95	86	14770
95_86	05A	12	95	86	20560
95_86	6	12	95	86	27350
95_86	7	12	95	86	10310
95_86	8	12	95	86	27000
95_86	9	12	95	86	23550
95_86	10	24	95	86	28830
95_86	11	12	95	86	26670
95_86	12	12	95	86	18895
95_86	13	12	95	86	28570
95_87	13	12	95	87	26520
95_86	14	12	95	86	21240
95_86	18	12	95	86	26520
95_86	103	12	95	86	17820
95_86	104	12	95	86	23420
95_86	112	12	95	86	24090
88_86	1	24	88	86	26325
88_86	2	24	88	86	27720
88_86	3	24	88	86	37500
88_86	4	24	88	86	31200
88_86	5	12	88	86	29585
88_86	6	24	88	86	28200
88_86	7	24	88	86	30600
88_86	8	24	88	86	13320
88_86	9	24	88	86	11820
88_86	12	24	88	86	13900
88_86	14	24	88	86	14545
88_86	15	24	88	86	10350
88_86	16	24	88	86	21600
88_86	17	24	88	86	36140
88_86	18	24	88	86	17830
88_86	19	24	88	86	21000
88_86	20	24	88	86	18520
88_86	21	24	88	86	23400
88_86	22	24	88	86	23520
88_86	23	24	88	86	24640

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
88_86	24	24	88	86	22400
88_86	25	24	88	86	12060
88_86	26	24	88	86	18120
88_86	27	24	88	86	18770
88_86	28	24	88	86	16565
88_86	31	24	88	86	10800
88_86	36	24	88	86	17120
88_86	40	24	88	86	12412
88_86	111	24	88	86	21870
88_86	XI	24	88	86	45840
89_86	907	12	89	86	12800
89_86	925	12	89	86	10865
89_86	927	12	89	86	9460
89_86	928	12	89	86	8700
75_88	14	24	75	88	25800
75_88	50A	24	75	88	24600
75_88	53	24	75	88	37000
75_88	67	24	75	88	16900
75_88	68	24	75	88	16500
88_88	03ш	24	88	88	23100
88_88	04ш	24	88	88	17900
88_88	05ш	24	88	88	13800
88_88	06ш	24	88	88	10000
88_88	07ш	24	88	88	32100
88_88	08ш	24	88	88	13200
88_88	09ш	24	88	88	11100
88_88	16ш	24	88	88	21600
88_88	28ш	24	88	88	21800
88_88	1	24	88	88	23100
88_88	2	24	88	88	15506
88_88	3	24	88	88	13800
88_88	4	24	88	88	26400
88_88	5	24	88	88	27300
88_88	6	24	88	88	14500
88_88	7	24	88	88	13800
88_88	8	24	88	88	29400
88_88	9	24	88	88	12300
88_88	10	24	88	88	18300
88_88	11	24	88	88	24900
88_88	12	24	88	88	15900

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
88_88	13	24	88	88	26400
88_88	14	24	88	88	35600
88_88	15	24	88	88	10700
88_88	16	24	88	88	37100
88_88	19	24	88	88	17300
88_88	20	24	88	88	20700
88_88	21	24	88	88	27000
88_88	22	24	88	88	27000
88_88	23	24	88	88	23100
88_88	24	24	88	88	24900
88_88	25	24	88	88	6300
88_88	26	24	88	88	20100
88_88	27	24	88	88	27900
88_88	28	24	88	88	29100
88_88	31	24	88	88	10500
88_88	32	24	88	88	9600
88_88	33	24	88	88	9600
88_88	34	24	88	88	19250
88_88	35	24	88	88	17280
88_88	36	24	88	88	18000
88_88	37	24	88	88	18000
88_88	38	24	88	88	15300
88_88	39	24	88	88	17100
88_88	40	24	88	88	13200
88_88	41	24	88	88	21000
88_88	42	24	88	88	21100
88_88	43	24	88	88	21600
88_88	44	24	88	88	21900
88_88	45	24	88	88	18300
88_88	46	24	88	88	6000
88_88	47	24	88	88	10800
88_88	48	24	88	88	7200
88_88	49	24	88	88	9000
88_88	50	24	88	88	15000
88_88	52	24	88	88	15300
88_88	53	24	88	88	15300
88_88	54	24	88	88	15300
88_88	55	24	88	88	14100
88_88	56	24	88	88	15700
88_88	57	24	88	88	16700

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
88_88	58	24	88	88	14000
88_88	59	24	88	88	9400
88_88	60	24	88	88	6400
88_88	61	24	88	88	9400
8689_88	2	24	86,89	88	8820
8689_88	3	24	86,89	88	10020
8689_88	4	24	86,89	88	8480
8689_88	5	24	86,89	88	12000
8689_88	6	24	86,89	88	13620
8689_88	7	24	86,89	88	25524
8689_88	8	24	86,89	88	26740
8689_88	10	24	86,89	88	18030
8689_88	12	24	86,89	88	11700
8689_88	13	24	86,89	88	18700
8689_88	14	24	86,89	88	12480
8689_88	15	24	86,89	88	28868
8689_88	17	24	86,89	88	21030
8689_88	19	24	86,89	88	29520
8689_88	21	24	86,89	88	23598
8689_88	23	24	86,89	88	27100
8689_88	25	24	86,89	88	12257
8689_88	26	24	86,89	88	16500
8689_88	27	24	86,89	88	15725
8689_88	28	24	86,89	88	20160
8689_88	29	24	86,89	88	22620
8689_88	30	24	86,89	88	22600
8689_88	31	24	86,89	88	20730
8689_88	32	24	86,89	88	19260
8689_88	33	24	86,89	88	17700
8689_88	34	24	86,89	88	15360
8689_88	35	24	86,89	88	11400
8689_88	38	24	86,89	88	6900
8689_88	42	24	86,89	88	8700
2_2002	32	60	2	2002	8650
2_2002	33	60	2	2002	9500
2_2002	34	60	2	2002	8950
2_2002	35	60	2	2002	8425
2_2002	36	60	2	2002	8975
2_2002	37	60	2	2002	12000
2_2002	38	60	2	2002	12000

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
2_2002	39	60	2	2002	13075
2_2002	40	60	2	2002	13025
2_2002	41	60	2	2002	9700
2_2002	42	60	2	2002	9725
2_2002	43	60	2	2002	8700
2_2002	46	60	2	2002	7600
2_2002	47	60	2	2002	8931
2_2002	48	60	2	2002	8989
2_2002	49	60	2	2002	10000
2_2002	50	60	2	2002	9405
2_2002	51	60	2	2002	16900
2_2002	52	60	2	2002	11625
2_2002	53	60	2	2002	16369
2_2002	54	60	2	2002	10300
2_2002	55	60	2	2002	8963
2_2002	56	60	2	2002	13000
2_2002	57	60	2	2002	10975
2_2003	51	48	2	2003	9400
2_2003	52	48	2	2003	13225
2_2003	58	48	2	2003	16805
2_2003	59	48	2	2003	13850
2_2004	261	96	2	2004	16000
2_2004	262	96	2	2004	11600
2_2004	263	96	2	2004	14500
2_2004	264	96	2	2004	8000
2_2004	265	96	2	2004	15200
2_2004	266	96	2	2004	11300
2_2004	267	96	2	2004	12100
2_2004	268	96	2	2004	14800
2_2004	269	96	2	2004	11600
2_2004	270	96	2	2004	13000
86_96	3	12	86	96	15300
86_96	4	24	86	96	17490
86_96	5	12	86	96	13500
86_96	9	12	86	96	13815
86_96	10	12	86	96	16840
86_96	11	12	86	96	14600
86_96	12	24	86	96	10170
86_96	212		86	96	6720
86_96	214		86	96	8280

Дослідження	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
86_96	236		86	96	10000
86_96	237		86	96	4380
86_96	238		86	96	7140
86_99	301	24	86	99	12600
86_99	302	24	86	99	11115
86_99	303	24	86	99	6500
86_99	304	24	86	99	10590
86_99	305	24	86	99	8800
86_99	306	24	86	99	7800
86_99	307	24	86	99	9600
86_99	308	24	86	99	11605
86_99	309	24	86	99	9600

Сейсмічні дані (регіональні профілі)

Назва сейсмічного профілю	Номер профілю	Складка	Партія	Рік	Довжина профілю (м.)
Близнюки-Північна Голубівка	11	36	88	86	45840
Близнюки-Північна Голубівка	11	24	75	87	46100
Близнюки-Північна Голубівка	11	24	91	88	37900
Дробишеве-Макіївка	13	24	86	2000	36390
Дробишеве-Макіївка	13	24	86	2000	17460
Сергівка-Дробишеве-Макіївка	3	96	38	2011	106300
Кремінна-Новогродівка	999	60	9	2008	167200
Лозова-Донецьк	998	60	9	2007	204929
Мечебилове-Бригадирівка	10	24	75	90	36900
Мечебилове-Бригадирівка	10	48	75	90	108800
Мечебилове-Бригадирівка	10	48	91	90	67140
Нежурине-Червоний Оскіл-Крутоярівка	12	24	86	2000	30900
Нежурине-Червоний	12	24	91	200	116580

Оскіл-Крутоярівка				0	
Новомечебилове-Костянтинівка	18	48	1	95	112020
Новомечебилове-Костянтинівка	102	120	2	2004	85700

ДОДАТОК 8 – ОЗПД

Система Управління ОЗПД та СВ Оператора повинна відповідати вимогам Законодавства України та Нормативних Актів та базуватися на наступному: Принципи ОЗПД та СВ, Зобов'язання та Стандарти з ОЗПД та СВ (такі Стандарти додатково визначаються Оператором у відповідних керівних документах)

ПРИНЦИПИ: ***Інвестор (Оператор):***

(a) Має системний підхід до управління ОЗПД та СВ, розроблений з метою забезпечити дотримання закону й досягти постійного вдосконалення результатів;

(b) Встановлює цільові показники для вдосконалення й вимірює, оцінює результати та звітує про них;

(c) Вимагає від підрядників здійснювати ОЗПД та СВ у спосіб, що відповідає цим принципам;

(d) Ефективно взаємодіє з громадами, на які впливає діяльність, та зовнішніми зацікавленими сторонами, й

(e) Включає результати щодо ОЗПД та СВ в оцінку персоналу й відповідним чином винагороджує його

ЗОБОВ'ЯЗАННЯ: ***Інвестор (Оператор) зобов'язується:***

(a) Мати на меті відсутність шкоди для людей;

(b) Захищати довкілля;

(c) Для надання своїх продукції та послуг ефективно використовувати матеріали й енергію;

(d) Поважати своїх сусідів та сприяти розвитку суспільств, у яких він працює;

(e) Розробляти енергоресурси, продукцію й послуги згідно з цими цілями;

(f) Звітувати про свої результати;

(g) Відігравати провідну роль у сприянні використанню передових методів у своїх галузях;

(h) Керувати справами ОЗПД та СВ так само, як будь-якою критично важливою господарською діяльністю, і

(i) Сприяти підтриманню культури, в якій всі працівники Оператора поділяють це зобов'язання.

СТАНДАРТИ – ***Загальні процеси ОЗПД та СВ:***

(a) Значні ризики у сфері ОЗПД та СВ, пов'язані з діловими операціями, оцінюються та контролюються з утриманням на якомога нижчих розумно досяжних рівнях.

(b) Люди, що відповідають за ОЗПД та СВ, – компетентні й мають ресурси для виконання свої функцій..

(c) Для управління ризиками при небезпечних роботах використовується процедура видачі допусків до виконання робіт.

(d) Здійснюється управління змінами в засобах, процесах та організаційними змінами для утримання ризиків на контрольованих рівнях.

(e) Для підтримання готовності створюються й виконуються плани дій при надзвичайних ситуаціях, у тому числі ситуаціях медичного характеру й розливах чи викидах у довкілля.

(f) Нештатні ситуації розслідуються й аналізуються, щоб визначити можливості вдосконалення.

(g) Дані з ОЗПД та СВ готуються та звітуються згідно з відповідними вимогами Оператора й регуляторними вимогами, застосовними до таких даних.

(h) Державному Уповноваженому Органу надаються гарантії дієвості контрольних механізмів з ОЗПД та СВ, у тому числі механізмів підтримання технологічної безпеки.

Здоров'я

(a) Ризики для здоров'я систематично виявляються, оцінюються й контролюються на всіх стадіях провадження господарської діяльності.

(b) У випадках, де існують значні ризики для здоров'я чи безпеки праці, створюються й застосовуються механізми оцінки працездатності

(c) Створюються політика й програми стосовно алкоголю та наркотиків.

(d) Працівники мають доступ до медичного обслуговування, яке враховує ризики, пов’язані з типом їхньої роботи та місцем її виконання

(e) В проектах на стадії проектування застосовуються принципи проектування з урахуванням людського фактора.

Індивідуальна техніка безпеки

(a) Для завдань, пов’язаних з ризиками для особистої безпеки, встановлюються регламенти та способи роботи.

(b) Люди розуміють джерела небезпеки, регламенти й безпечні методи роботи для своїх завдань.

(c) Люди користуються індивідуальними засобами захисту, що відповідають їхнім завданням.

(d) За тими, хто виконує завдання, пов’язані з загрозами для безпеки, здійснюється відповідний нагляд.

Технологічна безпека

(a) Проектування й будівництво нових об’єктів та модифікація наявних здійснюються відповідно до визнаних стандартів Оператора з проектування й інжинірингу або, у сферах, що лежать за межами цих стандартів, до галузевих стандартів.

(b) Для інтерпретації стандартів Оператора з проектування й інжинірингу створюються технічні органи.

(c) Для кожного об’єкта призначається менеджер об’єкта, відповідальний за технологічну безпеку при експлуатації цього об’єкта.

(d) Технічна цілісність об’єктів підтримується систематичними перевіркою, випробуваннями, обслуговуванням та управлінням змінами

(e) Об’єкти експлуатуються в межах встановлених експлуатаційних обмежень.

Загальна безпека

(a) Управління ризиками щодо загальної безпеки здійснюється відповідно до національних правових вимог, враховуючи Добровільні принципи з безпеки й прав людини.

(b) Озброєна охорона не використовується, за винятком випадків,

коли існує вимога правових норм чи Уряду, або коли для зниження ризику немає прийнятної альтернативи. Якщо використовується озброєна охорона, Оператор встановлює правила використання сили, які щонайменше визначатимуть: правові підстави, що дозволяли б таке використання, критерії визначення придатності особи для носіння й застосування вогнепальної зброї; визначення дозволених типів вогнепальної зброї та боєприпасів, визначатимуть техніку безпеки, правила обслуговування й зберігання зброї та боєприпасів, визначатимуть правила застосування зброї й відповідальність осіб; правила підготовки, записи щодо підготовки та підтвердження вмінь; правила щодо звітності про нештатні ситуації та їх розслідування.

(c) Платежі Урядам, що Приймають, за надання сил громадської безпеки затверджуються письмово й реєструватимуться відповідно до попередньої письмової домовленості з відповідним Органом Уряду.

Довкілля

(a) Основні установки сертифікуються за стандартами міжнародно визнаної незалежної системи управління природоохоронними заходами, якщо з такими установками пов’язані значні ризики для довкілля.

(b) Судна, якими володіє, які експлуатує чи якими керує Оператор, відповідають Міжнародній конвенції щодо запобігання забрудненню із суден та акредитовані за Міжнародним кодексом з управління безпекою.

(c) Використання енергії й енергоефективність та викиди парникових газів відстежуються, й ними керують для постійного удосконалення, а глобальний кадастр викидів парникових підтверджується підлягає незалежній перевірці.

(d) Установки проектуються в такий спосіб, щоб для видалення Вуглеводнів постійно не використовувалось факельне спалення або викиди в атмосферу.

(e) Поводження з Викидами Оксидів Сірки (“SOx”) та Оксидв Азоту (“NOx”), скиданням та видаленням технологічних стоків і видобутої води, а також транспортуванням і видаленням відходів відбувається відповідно до Міжнародно Визнаних Стандартів.

(f) Ведеться оцінка ризиків та управління ризиками забруднення

ґрунту та поверхневих вод.

(g) На вододефіцитних територіях об’єкти проектуються й експлуатуються в такий спосіб, щоб зменшити використання води до мінімальних розумно досяжних рівнів.

(h) Ведеться оцінка потенційного впливу діяльності Оператора на біорізноманіття й екосистеми, та управління таким впливом.

Управління підрядниками

(a) Підряди на постачання Оператору послуг чи товарів, з якими пов’язані ризики щодо ОЗПД та СВ, включають вимоги щодо управління цими ризиками.

(b) Здатність підрядників та постачальників управляти ризиками щодо ОЗПД та СВ у діяльності, що є предметом підряду, враховується у процесі їх вибору.

(c) Підрядники й постачальники оцінюються, й ведеться їх моніторинг, для контролю за виконанням ними вимог підряду щодо ОЗПД та СВ.

Проектні ризики

(a) Протягом усіх стадій реалізації проекту ведеться оцінка ризиків щодо ОЗПД та СВ й управління ними.

(b) Для всіх основних проектів та модифікацій наявних об’єктів виконуються оцінки впливу, що охоплюють аспекти, пов’язані з довкіллям, соціальні та медичні аспекти, на основі Міжнародно Визнаних Стандартів.

Автомобільний транспорт

(a) Створюються механізми управління безпекою руху для водіїв, транспортних засобів і поїздок.

(b) Встановлюються додаткові контрольні механізми для професійних водіїв та на територіях з високими ризиками безпеки руху.

Морський транспорт

(a) Встановлюються критерії для управління ризиками щодо безпеки на морі для суден, плавучих засобів, причалів та об’єктів з відбору продукції, що, залежно від обставин, перебувають у власності, експлуатуються чи замовляються.

(b) Судна, що використовуються для наливного транспортування нафти, хімікатів чи газу, проходять до прийняття допуск відповідно до стандарту забезпечення якості суден, який відповідає Міжнародно визнаному Стандарту.

Повітряний транспорт

(a) Для управління авіаційною безпекою створюються механізми контролю над повітряними суднами, операторами, об'єктами та діяльністю .

(b) Повітряні судна, якими володіє чи які експлуатує або замовляє Оператор, відповідають Міжнародно Визнаним Стандартам організації цивільної авіації та регуляторним актам державного органу у сфері авіації.

(c) В областях з високими ризиками щодо авіаційної безпеки створюються додаткові контрольні механізми.

Соціальна відповідальність

(a) При прийнятті рішень щодо діяльності оцінюється та враховується вплив Нафтогазової Діяльності на громади та інші зацікавлені сторони.

(b) Протягом усіх етапів здійснення господарської діяльності підтримується шанобліва взаємодія з зацікавленими сторонами. Це включає, але без обмеження наведеним, консультації з зацікавленими сторонами, процедури оцінки соціальних наслідків та повідомлення щодо процедури отримання, відстеження питань і скарг та реагування на них;

(c) Негативний вплив ділових операцій мінімізується, а позитивний максимізується у сталий спосіб.

Відповідальне керівництво продукцією

(a) Протягом усього життєвого циклу продукції й на кожному етапі ланцюга постачання ведеться оцінка пов'язаних з нею ризиків та управління ними згідно з відповідними стандартами й зовнішніми зобов'язаннями.

(b) Інформація, необхідна для розуміння ризиків, пов'язаних з продукцією, та управління ними повідомляється працівникам, підрядникам і замовникам.

(c) Використання тварин для оцінки ризиків зменшується, вдосконалюється чи замінюється альтернативними методами

випробувань там, де це дозволяє закон.

Міжнародно Визнані Стандарти для цілей цього Додатку — це стандарти, встановлені міжнародним органом, таким як Міжнародна організація стандартизації, Американський інститут нафти Інститут Енергетики, Світовий банк чи Всесвітня організація охорони здоров'я та які прийнято й які використовуються в галузі.

ДОДАТОК 9 – ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ

Шелл зобов'язується в ході здійснення Нафтогазової Діяльності дотримуватися вимог Законодавства України та Нормативних Актів та "Глобальних принципів наземної діяльності Шелл". Відповідно до "Глобальних принципів наземної діяльності Шелл", Шелл бере на себе такі зобов'язання:

Зобов'язання з промислової безпеки:
Перед тим як розпочати буріння, розвідку чи розробку родовища, компанія Шелл проводить оцінку ризиків, аби визначити й застосувати оптимальні засоби контролю та провести відповідні заходи для зменшення ризиків. Ці засоби контролю й заходи зафіксовані в документі, що зазвичай називають "Опис ОЗПД" й який постійно переглядається та оновлюється.

Компанія Шелл буде проводити роботи за участі кваліфікованого персоналу й регулярно переглядати свої виробничі процедури та систему управління роботами.

Компанія Шелл створить плани ліквідації аварійних ситуацій, які будуть враховувати специфіку місцевого довкілля й допоможуть швидко вжити необхідних заходів у разі потреби.

Зобов'язання щодо зменшення негативного впливу виробничої діяльності на довкілля й мінімізації площі використовуваних земельних ділянок:
Компанія Шелл буде зменшувати негативний вплив своєї діяльності. Це включатиме в себе мінімізацію кількості бурових майданчиків завдяки кущовому бурінню, а також спектру інших технологій.

Компанія Шелл буде проектувати свої промислові комплекси та використовувати технології, аби зменшити будь-які порушення поточного стану довкілля, включаючи прокладання доріг, облаштування бурових майданчиків, зменшення рівня шуму та використання освітлення там, де це практично доцільно.

Компанія Шелл проведе оцінку доцільності спорудження систем збору й трубопроводів, аби зменшити вантажене перевезення рідин наскільки це практично можливо й економічно доцільно під час фази розробки.
Компанія Шелл працюватиме над поглибленням розуміння й зменшенням впливу наших робіт на дику природу та її мешканців. Це включає в себе обмеження діяльності в певні періоди часу.

Компанія Шелл зобов'язується провести рекультивацію земельних ділянок і застосувати для цього найкращі практики (такі як висадження корінної рослинності та моніторинг).

Зобов'язання щодо забезпечення герметичності свердловин та попередження можливих інцидентів:

У всьому світі Шелл застосовує суворі корпоративні стандарти щодо проектування свердловин та наземних виробничих комплексів, а також своїх внутрішніх технологічних інструкцій та процедур. У всьому світі компанія Шелл застосовує Shell Global Drilling and Completion Standards (Глобальні Стандарти Буріння та Закінчування свердловин). Ці стандарти призначені для попередження будь-яких інцидентів, пов'язаних із порушенням цілісності свердловин, включаючи фонтанування.
Компанія Шелл дотримується надійних практик проектування та будівництва свердловин, використовуючи як мінімум два захисні бар'єри для ізоляції бурових рідин та рідин для гідророзриву від будь-якого сполучення з прісними водоносними шарами.

Компанія Шелл не проводить гідророзрив у свердловинах, які не пройшли попереднє випробування на герметичність під тиском.
Зобов'язання щодо захисту водних ресурсів та зменшення використання прісної води:
Компанія Шелл буде проводити свої роботи, максимально захищаючи ґрунтові води й зменшуючи використання питної води наскільки це практично можливо.

Компанія Шелл буде проектувати буріння, закінчування та видобування зі своїх свердловин, максимально захищаючи прісні водоносні шари.

Компанія Шелл не експлуатує свердловини, де не можна забезпечити повну ізоляцію питних ґрунтових вод у процесі здійснення наших робіт по закінченню свердловини й видобування.

В процесі початкового будівництва свердловини до проведення її закінчування та гідророзриву, компанія Шелл використовує тільки повітря, воду або рідини на водній основі для буріння через прісні водоносні шари й підошвенні горизонти під ними. Компанія Шелл обсаджує й цементує ці зони перед подальшим бурінням або проведенням гідророзриву.

Компанія Шелл оприлюднює інформацію про хімічні речовини, які планується використовувати при гідророзриві (наскільки це дозволяють наші постачальники) і підтримує впровадження норм, що зобов'язують постачальників оприлюднювати цю інформацію.
Компанія Шелл відбирає для аналізу проби питної води поблизу ділянок, де проводить гідророзрив, до і після розробки для того, аби визначити, чи спричинила діяльність Компанії який-небудь вплив на якість води. Тип і частота моніторингу залежить від специфіки ділянки.

Компанія Шелл планує свою діяльність таким чином, аби зменшити використання питної води наскільки це практично можливо.

Компанія Шелл буде проводити очистку й повторне використання рідин для закінчування свердловини (й супутньої води, що присутня в пластах, що залягають в нафтогазових зонах) наскільки це практично можливо в умовах даної ділянки.

Основну захисну оболонку для ізоляції видобутих Вуглеводнів та бурових агентів на основі нафти ми проектуємо із використанням резервуарів із вторинною захисною оболонкою у формі ізоляційного шару, обвалування чи подвійних стінок.

Ми використовуємо подвійні екрани в земляних амбарах, в яких після сепарування зберігається видобута вода.

Компанія Шелл збирає, очищує та утилізує рідини, що використовуються для закінчування свердловини й пластову воду, не оброблені повторно, в екологічно відповідальний спосіб, відповідно до існуючих правил та вимог.

При діяльності з будівництва майданчиків свердловин і видобування ми тримаємось принаймні на такій відстані від захищених шарів поверхневих вод, якої вимагає застосовне законодавство чи регуляторний акт.

Шелл працюватиме спільно з місцевими управліннями водних ресурсів та іншими відомствами для виявлення інших придатних джерел води.

Зобов'язання з мінімізації викидів:

Компанія Шелл буде проводити роботи, максимально захищаючи якість повітря та контролюючи шкідливі викиди.

Компанія Шелл буде складати плани розробки та видобування таким чином, аби мінімізувати шкідливі викиди наскільки це практично можливо.

Компанія Шелл буде проводити моніторинг виробничих комплексів на предмет шкідливих викидів у атмосферне повітря. Будуть використовуватися випробування під тиском, візуальне спостереження, інфрачервоні дослідження та інші новітні технології.

Компанія Шелл відмовиться або мінімізує регулярне продування затрубного простору першої експлуатаційної колони. Там, де таке продування є обов'язковим згідно законодавчих вимог, ми будемо зменшувати об'єми викидів летучого органічного вуглецю за допомогою відповідного обладнання контролю, наскільки це практично можливо.

Компанія Шелл буде використовувати спеціальне обладнання для зменшення викидів у атмосферне повітря і/або буде використовувати екологічно чисті види палива, таке як природній газ, на своїх бурових верстатах.

У цілому світі ми робимо заміри, систематизуємо та звітуємо про викиди в атмосферне повітря відповідно до існуючих норм та вимог.

Компанія Шелл співпрацює за місцевими громадами щодо можливих соціальних та економічних наслідків, що можуть бути пов'язані з її виробничою діяльністю.
Наприклад:

Ми співпрацюємо з місцевими громадами, допомагаючи розвивати місцеву економіку та покращувати наші виробничі практики. Прислуховуючись до думки наших сусідів і залучаючи їх до співпраці, ми визначаємо причини громадського занепокоєння й працюємо над їх виправленням.

Ми проводимо зустрічі з місцевими громадами аби відповідати на запитання та ділитися інформацію про нашу діяльність.

Ми проводимо оцінку впливу нашої діяльності на соціально-економічне життя місцевої громади та шукаємо способи зменшення негативних наслідків і зміцнення можливостей.

На додаток до Глобальних принципів наземної діяльності Шелл, Шелл зобов'язується:

Протягом етапу промислової розробки інвестувати в будівництво установки очищення води для обробки каналізаційних та інших стічних вод для повторного використання нами в нашій діяльності, а також місцевими органами влади.

Максимально збільшувати використання в умовах родовища води, непридатної до пиття, шляхом буріння глибоких водних свердловин для використання мінералізованої води, непридатної для побутових потреб.

На етапах повномасштабної розробки Шелл віддаватиме перевагу транспортуванню води трубопроводами, а не автомобілями, що значно зменшить вплив на довкілля й ризики у сфері безпеки.

Проводити дослідження вихідного стану довкілля та комплексні Оцінки впливу на довкілля, соціальне середовище та здоров'я (ОВДЗС) відповідно до міжнародних стандартів, перш ніж вести будь-яку діяльність на місцях. Шелл забезпечуватиме участь зацікавлених сторін у такій оцінці, громадські слухання й прозорість своєї діяльності.

На основі ОВДЗС розробляти детальний План управління впливом на довкілля, соціальне середовище та здоров’я, щоб забезпечити мінімізацію негативного впливу на довкілля та максимальне збільшення користі для громад.

ДОДАТОК 10 – ФОРМУЛИ ОБЛІКОВОЇ ЦІНИ

ДОДАТОК 10.1 – ФОРМУЛА ДЛЯ ОБЛІКОВОЇ ЦІНИ ДЛЯ ЕКСПОРТНИХ ПРОДАЖІВ

«**Облікова Ціна$_{експорт}$**» за будь-який місяць будь-якого року Видобутку протягом Терміну Дії Угоди розраховується відповідно до такої формули ціни:

$P = ((RIF \times Hub_{NCG}) - T - D) \times Fx$ Де:

P = Облікова Ціна у Доларах США за МВт*год.

RIF = фактор ризику, що покриває витрати й ризики збуту. У жодному випадку Фактор Ризику не повинен визначатися на рівні більш ніж 0,905 (нуль цілих дев'ятсот п'ять тисячних)

Hub_{NCG} = Середнє арифметичне від середніх арифметичних ф'ючерсних цін найближчого наступного місяця поставки або цін на день вперед на природний газ на сайті компанії «ЕнСіДжі» (NCG) («НетКоннект Джермані») (NetConnect Germany), виражена в Євро за МВт*год, за кожний день, що є операційним днем на «ЕнСіДжі» в місяці, що безпосередньо передував Даті Перерахунку, опублікованих у таких виданнях:

(i) "Ф'ючерсні ціни найближчого наступного місяця поставки або ціни на день вперед "ЕнСіДжі", що публікується на сайті компанії Аргус Медіа (Argus Media) в розділі щоденної служби ринкової інформації «Аргус європейський природний газ" (Argus European Natural Gas);

(ii) таблиця «Оцінки цін на "ЕнСіДжі" (NCG Price Assessments) у звіті "Європейські спотові газові ринки" (European Spot Gas Markets) від аналітичної служби HEREN, з використанням середнього між ціною попиту й ціною пропозиції за Календарний Місяць чи за день вперед, що стосується відповідної Дати Перерахунку, й

(iii) дані від "НетКоннект Джермані" у таблиці «Середньозважені за обсягом ціни на європейський газ від "Платтс", (Platts European Gas Midpoints, NetConnect Germany) у щоденній публікації «Європейський газ, щоденне видання» (European

Gas Daily) від світової інформаційної служби "ПЛАТТС" (PLATTS), з використанням ціни на Календарний Місяць чи за день вперед, що стосується відповідної Дати Перерахунку.

T = Витрати на Транспортування + усі інші витрати, пов'язані з імпортом, транспортуванням (у тому числі, але не обмежуючись цим, вартість пального, коефіцієнт навантаження, обслуговування й перерви), зберігання, валютні ризики, необхідні для доставки газу від Пункту Доставки до «ЕнСіДжі», належним чином відображені в документах та виражені в Євро за МВт*год.

D = всі без винятку Податки, в тому числі будь-які Податки, що не підлягають відшкодуванню, пов'язані з експортом, імпортом, транспортуванням, зберіганням, необхідними, щоб доставити газ від Пункту Доставки до «ЕнСіДжі», належним чином відображені в документах та виражені в Євро за МВт*год.

Fx = місячний валютний курс для конвертації Євро в Долари США.

Умови

1. Фактори RIF, T, D, Fx та інші деталі розрахунку мають бути погоджені Сторонами не пізніше ніж шість Місяців до початку Промислового Видобутку та повинні враховувати переважні ринкові умови на той момент.

2. Облікова Ціна, P підлягають перерахунку станом на перший день кожного Місяця (кожен такий день надалі – "Дата Перерахунку"), при цьому попередній Місяць є базовим.

3. Якщо будь-яка Компанія-Інвестор або її Афілійована Особа не зможуть транспортувати Газ, на який вони маються право, до західного кордону України та на територію суміжних країн (на шляху до Німеччини), така Компанія-Інвестор або її Афілійована Особа, можуть вирішити проіндексувати облікову ціну відповідно до ринкової ціни в Україні (**Облікова Ціна$_{\text{внутрішн}}$**) згідно із Додатком 10.2.

4. Положення, пов'язані зі зміною індексів або вирішенням питань, пов'язаних зі зміною ситуації/обставин, у тому числі (без обмеження цим) припиненням існування відповідних валют або їх девальвацією, підлягають узгодженню не пізніше ніж за шість Місяців до початку Промислового Видобутку.

5. Наведене вище визначення ціноутворення виходить з того, що видобутий газ відповідатиме специфікаціям якості, що встановлені “ЕнСіДжі” (висококалорійний газ). У випадку невідповідності зазначеним специфікаціям, Облікова Ціна$_{\text{внутрішн}}$ коригуватиметься в порядку, який має бути узгоджений не пізніше ніж за шість Місяців до початку Промислового Видобутку.

6. Якщо Сторони не зможуть досягти згоди щодо будь-яких з умов, що перелічені вище, протягом 30 (тридцяти) днів від початку обговорень між Сторонами, Сторони можуть намагатися вирішити це питання відповідно до процедури вирішення спорів, яка наведена у Статті 38 Угоди.

ДОДАТОК 10.2 – ФОРМУЛА ДЛЯ ОБЛІКОВОЇ ЦІНИ ДЛЯ ВНУТРІШНІХ ПРОДАЖІВ

"**Облікова Ціна$_{внутрішн}$**" за будь-який місяць будь-якого року Видобутку протягом Терміну Дії Угоди розраховується відповідно до такої формули ціни:

$$P = ((RIF \times WU) - T - D) * Fx$$

Де:

P = Облікова Ціна у Доларах США за МВт*год.

RIF = фактор ризику, що покриває витрати й ризики збуту.

WU = середньозважене ринкових цін для українських кінцевих споживачів (зважене на загальний обсяг збуту в кожному сегменті в Україні на рівні країни) у Гривнях за МВт*год.

T = Витрати на Транспортування + усі інші витрати, пов'язані з імпортом, транспортуванням (у тому числі, але не обмежуючись цим, вартість пального, коефіцієнт навантаження, обслуговування й перерви), зберігання, валютні ризики, необхідні для доставки газу від Пункту Доставки до кінцевого споживача, належним чином відображені в документах та виражені у Гривнях за МВт*год.

D = всі без винятку Податки, в тому числі будь-які Податки, що не підлягають відшкодуванню, пов'язані із збутом, зберіганням, необхідними, щоб доставити газ від Пункту Доставки до кінцевого споживача, належним чином відображені в документах та виражені у Гривнях за МВт*год.

Fx = місячний валютний курс для конвертації української гривні в Долари США.

Умови

7. Фактори RIF, WU, T, D, Fx та інші деталі розрахунку мають бути погоджені Сторонами не пізніше ніж шість Місяців до початку Промислового Видобутку та повинні враховувати переважні ринкові умови на той момент.

8. Положення, пов'язані зі зміною індексів або вирішенням питань, пов'язаних зі зміною ситуації/обставин, у тому числі (без обмеження

цим) припиненням існування відповідних валют або їх девальвацією, підлягають узгодженню не пізніше ніж шість Місяців до початку Промислового Видобутку. Наведене вище визначення ціноутворення виходить з того, що видобутий газ відповідатиме специфікаціям якості, що встановлені “ЕнСіДжі” (висококалорійний газ). У випадку невідповідності зазначеним специфікаціям, Облікова Ціна$_{\text{внутрішн}}$ коригуватиметься в порядку, який має бути узгоджений не пізніше ніж за шість Місяців до початку Промислового Видобутку.

9. Якщо Сторони не зможуть досягти згоди щодо будь-яких з умов, що перелічені вище, протягом 30 (тридцяти) днів від початку обговорень між Сторонами, Сторони можуть намагатися вирішити це питання відповідно до процедури вирішення спорів, яка наведена у Статті 38 Угоди.

ДОДАТОК 11 – ФОРМА СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ
СПЕЦІАЛЬНИЙ ДОЗВІЛ
на користування надрами

Реєстраційний номер _____ Дата видачі ____ _____ 20__ року

Підстава надання: _____
(дата прийняття та номер відповідного документу)

Вид користування надрами: відповідно до статті 14 Кодексу України про надра, пункту 5 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами (постанова Кабінету Міністрів України № 615 від 30 травня 2011 року):

геологічне вивчення нафтогазоносних надр, у тому числі дослідно-промислова розробка родовищ, з подальшим видобуванням нафти, газу (промислова розробка родовищ) та виконання робіт (провадження діяльності), передбачених угодою про розподіл продукції

Мета користування надрами: ***виконання угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Юзівська.***

Відомості про ділянку надр (геологічну територію відповідно до державного балансу запасів корисних копалин України), що надається у користування:

назва: ***ділянка Юзівська***

географічні координати:

номер кутової точки	північна широта	східна довгота
1	49°28'11"	36°58'15"
2	49°18'26"	37°24'24"
3	49°11'32"	37°30'28"
4	49°13'00"	37°43'55"
5	49°08'00"	37°43'30"
6	49°02'01"	37°44'45"
7	49°00'29"	37°56'38"
8	48°56'43"	38°00'11"
9	48°43'04"	38°18'07"
10	48°43'00"	37°49'40"
11	48°39'00"	37°51'30"
12	48°33'02"	37°54'29"

13	48°32'30"	37°52'34"
14	48°45'05"	37°31'10"
15	48°40'44"	37°22'17"
16	48°36'21"	37°31'08"
17	48°28'37"	37°40'40"
18	48°24'00"	37°39'58"
19	48°15'21"	37°54'24"
20	48°10'56"	37°49'39"
21	48°07'02"	37°42'44"
22	48°07'02"	37°42'50"
23	48°02'13"	37°33'25"
24	48°02'27"	37°25'50"
25	48°11'29"	37°26'12"
26	48°12'15"	37°31'26"
27	48°15'36"	37°37'37"
28	48°25'24"	37°26'50"
29	48°25'11"	37°23'13"
30	48°27'46"	37°20'30"
31	48°26'26"	37°16'08"
32	48°39'05"	37°00'58"
33	48°39'13"	36°48'33"
34	48°48'20"	36°43'16"
35	48°55'57"	36°48'34"
36	49°01'22"	36°49'19"
37	49°07'14"	36°48'34"
38	49°07'09"	36°51'09"
39	49°08'58"	36°50'26"
40	49°09'15"	36°48'17"
41	49°30'09"	36°45'31"
42	49°24'53"	36°55'18"
за виключенням площі Кам'янська		
1	49°07'16"	37°12'28"
2	49°09'52"	37°14'45"
3	49°06'45"	37°28'0"
4	49°02'10"	37°24'0"

за виключенням родовища Північно-Воловеньківське		
1	49°17'20"	36°47'25"
2	49°18'10"	36°49'10"
3	49°15'40"	36°52'35"
4	49°14'50"	36°51'00"
за виключенням родовища Співаківське		
1	49°11'45"	37°04'56"
2	49°12'15"	37°05'50"
3	49°12'18"	37°08'10"
4	49°11'53"	37°11'50"
5	49°11'04"	37°12'23"
6	49°10'29"	37°11'30"
7	49°10'21"	37°08'41"
8	49°11'05"	37°05'30"

місцезнаходження: ***Харківська та Донецька області***
(область, район, населений пункт)

площа: ***7886 (сім тисяч вісімсот вісімдесят шість) квадратних кілометрів***
(зазначається в одиницях виміру)

Обмеження щодо глибини використання (у разі потреби): ***10 000 (десять тисяч) метрів від поверхні або геологічний фундамент (залежно від того, що буде досягнуто раніше)***

Вид корисної копалини відповідно до переліків корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 12 грудня 1994 р. N 827: ***газ природний, газ сланцевих товщ, газ центрально-басейнового типу, газ (метан) вугільних родовищ, нафта, конденсат.***

Загальний обсяг запасів (ресурсів) на час надання спеціального дозволу на користування надрами (основні, супутні): ***не відомий***
(одиниця виміру, категорія, обсяг)

Ступінь освоєння надр: ***не розробляється***
(розробляється, не розробляється)

Відомості про затвердження (апробацію) запасів корисної копалини (зазначається у разі видобування) ***запаси не затверджувались***
(дата складення, номер протоколу, найменування органу)

Джерело фінансування робіт, які планує виконати надрокористувач під час користування надрами: ***недержавні кошти***
(державні або недержавні кошти)

Особливі умови:
____передбачені в угоді про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться в межах ділянки

Юзівська
Відомості про власника:

1. ***ШЕЛЛ ЕКСПЛОРЕЙШН ЕНД ПРОДАКШН ЮКРЕЙН ІНВЕСТМЕНТС (IV) Б.В. Карел ван Біландтлаан 30, 2596, HR, м. Гаага, Нідерланди, реєстраційний номер 27277662***

2. ***ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «НАДРА ЮЗІВСЬКА» 03151, м. Київ, Солом'янський район, проспект Повітрофлотський, будинок 54, ЄДРПОУ 38077614***

(найменування юридичної особи, код ЄДРПОУ або реєстраційний номер іноземного інвестора, місцезнаходження)

Строк дії спеціального дозволу на користування надрами (кількість років):
50 (п'ятдесят) років починаючи з ___ січня 2013 року (дати набуття чинності угодою про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Юзівська)

(цифрами та словами)

Угода про розподіл продукції про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Юзівська, матиме переважну силу, замінює собою та використовується в усіх питаннях замість угоди про умови користування надрами, та тільки умови та положення такої Угоди про розподіл продукції застосовуватимуться до порядку користування надрами на ділянці, визначеній цим спеціальним дозволом.

Особа, уповноважена підписати спеціальний дозвіл на користування надрами:

_____	_____	_____
(посада)	(підпис)	(ініціали та прізвище)

М. П.

Інформація про внесення змін до спеціального дозволу:

1. _____
(№ додатку, дата внесення змін та реєстраційний номер, підписант та печатка державного органу)
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____
9. _____
10. _____
11. _____
12. _____
13. _____
14. _____
15. _____

ДОДАТОК 11.1 – ПОРЯДОК ВИДАЧІ ТА ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ.

1. Загальні положення

1.1 Інвестор має право на користування надрами для здійснення Нафтогазової Діяльності відповідно до положень цієї Угоди починаючи з Дати Набуття Чинності.

1.2 Сторони домовилися, що умови користування надрами, які передбачені в цій Угоді, є повними та достатніми для оформлення та надання Державою Спеціального Дозволу Компаніям-Інвесторам без необхідності укладення будь-якої додаткової угоди щодо умов користування надрами на Договірній Ділянці.

1.3 Держава зобов'язується надати Спеціальний Дозвіл Інвестору в повній відповідності до вимог, що встановлені Законодавством України та цією Угодою. Якщо такий Спеціальний Дозвіл буде у будь-який момент визнано недійсним, відкликано або скасовано в суді через порушення Державою або будь-якими Органами Уряду, що пов'язані із наданням, внесенням змін або повторним наданням, Держава нестиме відповідальність перед Інвестором за будь-які наслідки такої недійсності, відкликання або скасування (в тому числі відповідальність Інвестора перед третіми особами). У випадку спорів між Сторонами щодо відповідальності Держави за визнання недійсним, відкликання або скасування Спеціального Дозволу, Сторони врегульовують такий спір відповідно до Статті 38.

1.4 Спеціальний Дозвіл буде чинним протягом всього Терміну Дії Угоди та будь-яких його продовжень.

1.5 Спеціальний Дозвіл втрачає чинність тільки у випадку, якщо ця Угода буде припинена відповідно до умов Угоди.

2. Порядок надання Спеціального Дозволу

2.1 Сторони домовилися, що Угода, починаючи з Дати Набуття Чинності, є єдиною, повною та достатньою підставою для оформлення та надання Державою Спеціального Дозволу за заявою від Оператора, який діятиме від імені Компаній-Інвесторів.

2.2 Оператор складає та подає до КМУ або відповідного Органу Уряду (яким, станом на Дату Набуття Чинності, є Державна служба геології та надр України) заяву, в якій міститиметься назва та місцезнаходження Договірної Ділянки, види Вуглеводнів, реквізити всіх Компаній-Інвесторів (назва, юридична адреса та контактна

інформація) разом із наступними документами:

(a) нотаріально засвідчені копії:

(i) свідоцтва про державну реєстрацію – для будь-якої Компанії-Інвестора, окрім Іноземного Інвестора;

(ii) витягу з судового або торгового реєстру – для будь-якого Іноземного Інвестора.

(b) засвідчені копії:

(i) Угоди;

(ii) свідоцтва про державну реєстрацію Угоди;

(iii) установчих документів Компаній-Інвесторів.

2.3 Спеціальний Дозвіл надається належним Органом Уряду на ім'я всіх Компаній-Інвесторів не пізніше ніж протягом 60 (шістдесяти) календарних днів від Дати Набуття Чинності після отримання заяви, яка повинна бути подана не пізніше 10 (десяти) днів з Дати Набуття Чинності, в такій кількості примірників, яка відповідає кількості Компаній-Інвесторів. Надання Спеціального Дозволу здійснюється без проведення аукціону або конкурсу та не буде потребувати отримання додаткових погоджень чи схвалень. Спеціальний Дозвіл буде наданий відповідно до форми, що додається як Додаток 11 до Угоди, буде в повній відповідності до умов Угоди та буде єдиним, повним та достатнім дозволом для зазначених в Спеціальному Дозволі видів користування надрами, які необхідні для ведення повномасштабної Нафтогазової Діяльності за Угодою.

2.4 Інвестор здійснює одноразову оплату за надання Спеціального Дозволу в розмірі 4 000 000 (чотирьох мільйонів) Доларів США або її еквіваленту в Гривні, протягом 45 днів після Дати Набуття Чинності. Інвестор не здійснює жодних інших платежів у зв’язку з наданням Спеціального Дозволу, окрім оплати, що передбачається в цій Статті.

2.5 Платіжні реквізити для здійснення оплати за надання Спеціального Дозволу є наступними: [●].

3. Внесення змін до Спеціального Дозволу, відступлення прав за Спеціальним Дозволом

3.1 Зміни до Спеціального Дозволу вносяться тільки в наступних випадках:

(a) На письмовий запит Оператора, який діє від імені Компаній-

Інвесторів, коли відповідні зміни були взаємно погоджені Сторонами відповідно до Угоди;

(b) На письмовий запит відповідної Сторони, у випадку, коли право такої Сторони на пропонування таких змін до Спеціального Дозволу прямо передбачене в Угоді або в цьому Додатку, а саме у випадку:

(i) повернення частини Договірної Ділянки Інвестором – на письмовий запит Оператора;

(ii) подовження терміну Спеціального Дозволу на строк подовження Терміну Дії Угоди – на письмовий запит Оператора;

(iii) збільшення розміру Договірної Ділянки – на письмовий запит Оператора, базуючись на відповідних змінах Договірної Ділянки, як зазначено в цій Угоді;

(iv) відступлення частини Частки Участі, базуючись на відповідному договорі про відступлення - на письмовий запит нової Сторони договору, яка в такий спосіб стала Компанією-Інвестором; або у випадку, коли Компанія-Інвестор відступила свою Частку Участі в повному обсязі та припинила бути Стороною Угоди – за заявою Оператора;

(v) змін у юридичних реквізитах Компанії-Інвестора, на ім’я якої був наданий Спеціальний Дозвіл, включаючи зміну юридичного найменування або форми, або місцезнаходження такої Компанії-Інвестора – на письмовий запит Оператора;

(vi) в інших випадках, що прямо передбачені в Угоді та цьому Додатку.

В кожному з вищенаведених випадків письмовий запит має зазначати юридичні підстави, зокрема конкретне положення Угоди, які дозволяють внесення змін до Спеціального Дозволу, та має містити необхідну інформацію для внесення змін до Спеціального Дозволу та документи, які підтверджують, що події, через які зміни до Спеціального Дозволу є необхідними, насправді мали місце.

3.2 З метою уникнення непорозумінь Держава не має права вносити зміни до Спеціального Дозволу в односторонньому порядку, але тільки на письмовий запит, що подається за обставин, на умовах та в порядку,

що передбачений в Угоді та цьому Додатку.

3.3 Будь-які зміни до Спеціального Дозволу у випадках, що викладені в цій Статті 3 цього Додатку, вносяться Державою протягом 30 (тридцяти) календарних днів від подачі запиту згідно із Статтею 3.1 цього Додатку шляхом видачі відповідного додатку у формі доповнення до первинного спеціального Дозволу, яке зазначатиме відповідні зміни, на бланку суворої звітності та у тій кількості оригінальних примірників, що відповідає кількості Компаній-Інвесторів. Номер, дата надання, термін дії та умови користування надрами за первинним Спеціальним Дозволом не змінюються внаслідок внесення таких змін. Будь-які зміни до Спеціальних Дозволів вносяться на безоплатній основі.

Для уникнення сумнівів, протягом періоду 30 (тридцяти) календарних днів для внесення змін до Спеціального Дозволу та доки Держава не внесе відповідні зміни, чинний Спеціальний Дозвіл залишатиметься в силі в його діючій версії проте права Компаній-Інвесторів, що виникають з Угоди та чинного Спеціального Дозволу не зазнаватимуть в жодному разі будь-яких змін та не будуть порушуватись, блокуватись та їх здійсненню не будуть чинитися перешкоди та втручання, з боку Держави та Органи Уряду, з огляду лише на відмінності між чинною версією Спеціального Дозволу та змінами до нього, з приводу яких було подано відповідний письмовий запит.

Внесення змін до Спеціального Дозволу буде супроводжуватись внесенням відповідного запису (номер додатку із змінами, дата та реєстраційний номер додатку) до Спеціального Дозволу, який засвідчуватиметься підписантом та печаткою уповноваженого Органу Уряду.

3.4 **Внесення змін через повернення**. У випадку повернення частини Договірної Ділянки за обставин, на умовах та в порядку, що наведений в Статті 6 Угоди, Держава, на запит, що поданий відповідно до положень Статті 3.1 цього Додатку, вносить зміни до Спеціального Дозволу протягом 30 (тридцяти) календарних днів від Повідомлення про Повернення, як передбачено в пункті 3.3 вище (із зазначенням нових меж Договірної Ділянки за винятком частин Договірної Ділянки, які були повернені з метою відображення зміненої Договірної Ділянки згідно із Повідомленням про Повернення).

3.5 **Внесення змін через продовження Терміну Дії Угоди.** Подовження терміну дії Угоди відповідно до умов Угоди є підставою для одночасного подовження терміну дії Спеціального Дозволу на

відповідний строк. Якщо термін дії Угоди продовжується Держава забезпечує аби термін дії Спеціального Дозволу був продовжений на такий самий строк що і Термін Дії Угоди і аби відповідні зміни були внесені до Спеціального Дозволу відповідно до положень Угоди та цього Додатку.

3.6 **Внесення змін через збільшення Договірної Ділянки.** Договірна Ділянка за Угодою може бути збільшена відповідно до Статті 5 Угоди за повідомленням Інвестора, в якому міститиметься обґрунтування збільшення Договірної Ділянки та відповідні координати збільшеної Договірної Ділянки. Якщо Договірна Ділянка збільшується, Держава забезпечує аби до Спеціального Дозволу були внесені зміни протягом 30 (тридцяти) календарних днів від відповідного повідомлення Інвестора у спосіб, що описаний в пункті 3.3 вище (із зазначенням нових меж Договірної Ділянки).

3.7 **Внесення змін через відступлення.** Якщо відступлення будь-яких прав та/або зобов'язань за Угодою, як передбачено в Статті 39 Угоди, передбачає відступлення будь-яких прав користування надрами та/або зобов'язань щодо Договірної Ділянки, відступлення таких прав та/або зобов'язань за Угодою здійснюється на користь такого цесіонарія та відбувається у спосіб, що передбачений в Угоді та цьому Додатку. Держава гарантує, що вона внесе зміни до Спеціального Дозволу у спосіб, що передбачений в пункті 3.3 вище протягом 30 (тридцяти) календарних днів після укладення відповідного договору відступлення до Угоди, його державної реєстрації та подання відповідної заяви, як передбачено в пункті 3.1 цього Додатку.

3.8 **Внесення змін через зміни в юридичних реквізитах Компанії-Інвестора**. Протягом 3 (трьох) календарних днів з моменту отримання документів, які підтверджують факт зміни юридичних реквізитів Компанії-Інвестора, Оператор подає відповідний письмовий запит згідно положень Статті 3.1 цього Додатку разом із нотаріальними копіями документів, які підтверджують такі зміни, що надані відповідною Компанією-Інвестором. Держава вносить зміни до Спеціального Дозволу у спосіб, що передбачений в пункті 3.3 вище протягом 30 (тридцяти) календарних днів після подання Оператором відповідного письмового запиту.

4. Припинення (зупинення або обмеження) дії Спеціального Дозволу

4.1 Спеціальний Дозвіл може бути припинений тільки якщо Угода припиняється за обставин, на умовах та в порядку, що викладені в Угоді та в цьому Додатку.

4.2 КМУ має право обмежити, тимчасово заборонити (зупинити) або

припинити права користування надрами Інвестора за Спеціальним Дозволом тільки у випадку виникнення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей або довкіллю як описано далі та в порядку, передбаченому в цьому Додатку.

В цілях цього Додатку наступним термінам надаються наступні значення, що викладені нижче:

«**безпосередня загроза життю та здоров'ю людей або довкіллю**» означає існування будь-якої реальної та існуючої небезпечної ситуації, що підтверджена експертним висновком, зокрема, державної екологічної експертизи та яка виникає з Нафтогазової Діяльності на Договірній Ділянці, щодо якої існує об'єктивна загроза її негайного настання та щодо якої може цілком обґрунтовано вважатися, що вона спричинить загрозу життю людей, або суттєву непоправну та необоротну шкоду довкіллю, яке внаслідок цього не зможе бути відновлене до його попереднього стану, якщо конкретна Нафтогазова Діяльність буде продовжена в ураженій Договірній Ділянці без проведення заходів, спрямованих на її виправлення.

«обмежувати» означає право КМУ обмежити на певний період часу такі визначені типи Нафтогазової Діяльності, які безпосередньо створюють загрозу життю та здоров'ю людей, або довкіллю, до моменту усунення обставин, внаслідок яких права на користування надрами були обмежені, зокрема спрямовані на зменшення обсягу викидів та витоків забруднюючих речовин та відходів з метою уникнення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей або довкіллю, і «**обмежений**» та «**обмеження**» і спільнокореневі слова мають тлумачитися відповідним чином;

«тимчасово заборонити (зупинити)» означає право КМУ зупинити певні конкретно визначені операції з числа Нафтогазової Діяльності на Договірній ділянці, які являють собою безпосередню загрозу життю та здоров'ю людей або довкіллю, доки необхідні заходи з охорони довкілля не будуть здійснені і «**тимчасово заборонений (зупинений)**» та «**тимчасова заборона (зупинення)**» і спільнокореневі слова мають тлумачитися відповідним чином;

«припинити» означає право КМУ повністю припинити конкретно визначені операції з числа Нафтогазової Діяльності на Договірній Ділянці, які являють собою безпосередню загрозу життю та здоров'ю людей або довкіллю, доки подальше рішення КМУ не буде прийняте, і «**припинений**» або «**припинення**» і спільнокореневі слова мають тлумачитися відповідним чином.

4.3 Порядок такого обмеження, тимчасової заборони (зупинення) або

припинення передбачений в цьому Додатку та відбуватиметься наступним чином:

4.3.1 Будь-які приписи підготовлені Органами Уряду, відповідальними за контроль та нагляд за проведенням робіт, які стосуються Нафтогазової Діяльності (зокрема органами гірничого контролю, санітарно-епідеміологічної служби, державними органами геологічного та екологічного контролю, органами місцевого самоврядування) в результаті планової, належним чином задокументованої, правомірної та законної перевірки, проведеної відповідно до Законодавства України, Нормативних Актів, за дотримання умов Угоди, повинні містити конкретні обставини та виявлені факти безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей або довкіллю, так само як і дії необхідні для усунення таких виявлених фактів та порушень (надалі – «**Припис(и)**»);

4.3.2 Приписи повинні негайно надаватися в письмовій формі Оператору. Оператор після цього має наступні права: (i) оскаржити Припис; та/або (ii) приступити до виконання дій, що необхідні для усунення виявленого в Приписах;

4.3.3 Якщо Оператор: (i) не оскаржить Припис успішно або (ii) не просунеться суттєво в усуненні виявленого в Приписі (Приписах) протягом 90 (дев'яноста) днів, якщо для цього обґрунтовано не вимагається більш тривалий період, що буде належним чином відображено в результатах наступної перевірки та відповідному Приписі, Органи Уряду, відповідальні за контроль та нагляд за нафтогазовими операціями матимуть право подати до КМУ рекомендації в письмовій формі про обмеження або тимчасову заборону (зупинення) прав користування надрами за Спеціальним Дозволом стосовно конкретної частини або конкретної нафтогазової діяльності на Договірній Ділянці, якої стосується Припис протягом 30 (тридцяти) днів від дати Припису, що виданий в результаті наступної перевірки;

4.3.4 протягом 30 (тридцяти) днів від дати Припису, що виданий в результаті наступної перевірки та на підставі відповідних письмових пояснень, наданих Інвестором, КМУ підтримає або відхилить рекомендації Органів Уряду відповідальних за контроль та нагляд за нафтогазовими операціями про обмеження або тимчасову заборону (зупинення) прав користування надрами за Спеціальним Дозволом стосовно конкретної частини або конкретної нафтогазової діяльності на Договірній Ділянці, та надасть Інвестору повідомлення в

письмовій формі про це протягом 30 (тридцяти) днів від дати такого рішення КМУ;

4.3.5 рішення, видане КМУ щодо обмеження або тимчасової заборони (зупинення) прав Інвестора на користування надрами за Спеціальним Дозволом стосовно конкретної частини або конкретної нафтогазової діяльності на Договірній Ділянці набуває чинності від дати, коли Оператор отримав таке рішення та повинне містити:

(i) інформацію про підстави для застосування обмеження або тимчасової заборони (зупинення) прав Інвестора на користування надрами та викладення фактів та обставин, що їх підкріплюють;

(ii) термін (строк) дії такого обмеження або тимчасової заборони (зупинення);

(iii) умови відновлення прав користування надрами Інвестора,

але воно не заважатиме Оператору: (i) здійснювати діяльність, спрямовану на усунення виявленого, що описане в Приписі (ii) здійснення Нафтогазової Діяльності в частинах Договірної Ділянки, які не є предметом певного Припису.

4.3.6 Рішення КМУ про обмеження або тимчасової заборони (зупинення) прав користування надрами Інвестора за Спеціальним Дозволом може бути оскаржене Інвестором відповідно до Статті 38;

4.3.7 Протягом 5 (п’яти) днів від дати, коли Інвестор надасть КМУ відповідне повідомлення в письмовій формі із підтвердженням того, що суперечності, які призвели до такого обмеження або тимчасової заборони (зупинення) були виправлені та/або що Інвестор виконав умови для відновлення в правах користування надрами Інвестора, що встановлені в рішенні КМУ, обмеження або тимчасова заборона (зупинення) припиняє свою дію і з того моменту права користування надрами відновлюються в повному обсязі;

4.3.8 КМУ має право припинити права користування надрами за Спеціальним Дозволом стосовно конкретної частини або конкретної нафтогазової діяльності на Договірній Ділянці, за умови, що:

(i) Інвестор не усуває або суттєво не просувається в усуненні виявленого в рішенні КМУ, виданому згідно із пунктом 4.3.5 протягом періоду тривалістю 12 (дванадцять) місяців, якщо для цього обґрунтовано не вимагається більш тривалий термін, що призводить до залишення значної та безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей або довкіллю;

(ii) І такі обставини були підтверджені в ході арбітражного розгляду відповідно до Статті 38 Угоди шляхом винесення остаточного та обов'язкового для виконання арбітражного рішення;

(iii) Таке припинення не заважає Оператору: (i) здійснювати діяльність, спрямовану на усунення виявленого, що стало підставою для припинення (ii) здійснення Нафтогазової Діяльності в частинах Договірної Ділянки, які не є підставою для припинення.

4.4 З метою уникнення непорозумінь Сторони домовляються, що Порядок обмеження, тимчасової заборони (зупинення) або припинення діяльності підприємств, установ, організацій та об'єктів у разі порушення ними закону про захист довкілля затвердженого Декретом № 2751-XII Верховної Ради України від 29 жовтня 1992 року не застосовується до порядку обмеження, тимчасової заборони (зупинення) або припинення права користування надрами за Угодою.

ДОДАТОК 12 – ПЕРЕЛІК ПРАВИЛ, НОРМ ТА СТАНДАРТІВ, ЯКІ СКЛАДАЮТЬ ЧАСТИНУ СТАНДАРТІВ ОПЕРАТОРА ТА ЯКІ ОПЕРАТОР МОЖЕ ЗАСТОСОВУВАТИ ПРИ ЗДІЙСНЕННІ НАФТОГАЗОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

1. НАДРА ТА ТРУБОПРОВОДИ

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 00.00.00.30-Gen.	Procedure for global technical standards publications	ISO/IEC Directives Part 2
DEP 00.00.05.05-Gen.	Global technical standards index.	
DEP 00.00.06.06-Gen.	Standard drawings index.	
DEP 00.00.07.10-Gen.	Design class tables	
DEP 00.00.07.30-Gen.	Application of a functional specification (endorsement of ISO 13879, ISO 13880 and ISO/TR 13881)	ISO 13879; ISO 13880; ISO/TR 13881
DEP 00.00.10.05-Gen.	Standard forms index.	
DEP 00.00.20.10-Gen.	The use of SI quantities and units (endorsement of ISO/IEC 80000)	ISO 5024; ISO 13443; ISO 80000-1; ISO 80000-2; ISO 80000-3; ISO 80000-4; ISO 80000-5; ISO 80000-7; ISO 80000-8; ISO 80000-9; ISO 80000-10; ISO 80000-11; ISO 80000-12; IEC 80000-6; IEC 80000-13; IEC 80000-14;
DEP 01.00.01.30-Gen.	Definition of temperature, pressure and toxicity levels	ASME B31.1; ASME B31.3; ASME B31.4; ASME B31.8; ASME VIII; EU Directive 2001/59/EC; UN-GHS;
DEP 01.00.02.11-Gen.	Preparation of process flow schemes and process engineering flow schemes	
DEP 01.00.02.12-Gen.	Preparation of safeguarding memoranda and process safeguarding flow schemes	
DEP 01.00.09.10-Gen.	Operational tagging requirements	ISO 14224;
DEP 20.04.10.10-Gen.	Glycol-type gas dehydration systems	EP 95-0000; ASTM D512; ASTM D1068; ASTM D1293; ASTM D3921; ASTM E203; ASTM E1064; ISO 6327; GPSA ENG DATABOOK;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 20.05.50.10-Gen.	Heat transfer fluid (HTF) systems	
DEP 20.05.60.10-Gen.	Fuel systems	
DEP 20.21.00.31-Gen.	Fouling resistances for heat transfer equipment	
DEP 25.80.10.10-Gen.	Formation pressure prediction for development wells, appraisal wells and well entries / abandonments	EP.03 ST-06;
DEP 30.00.60.10-Gen.	Human factors engineering in projects	EP 95-0324; MHMS 4; TOE 12; DVP-13; OG 03.301.5; OG 03.30714; GS.06.50034; EMIS.PMQ.05; EMIS.PMQ.05A; EMIS.PMQ.05B; EMIS.PMQ.02; EMIS.PMQ.01a; ASTM F1166; BS EEMUA 201; ISO 13407; ISO 6385; ABS Publication number 86 (2003); ABS (2007); DOE HDBK 1140 2001; UK Health and Safety Executive;
DEP 30.00.60.13-Gen.	Human factors engineering - valve analysis	ISO 6385; NIOSH 94-110;
DEP 30.00.60.14-Gen.	Human factors engineering - Application during construction	ISO 6385
DEP 30.00.60.15-Gen.	Human factors engineering - Control room design	ISO 9241-4; ISO 9241-400; ISO 9241-410; ISO 11064; ISO 11064-4; EEMUA 201; HFES 100 2007;
DEP 30.00.60.16-Gen.	Human factors engineering - human/machine interface design for situation awareness	DSM 2015001-ST; GS.08.50108; ISO 6385; ISO 9241; ISO 9241-11; ISO 9241-12; ISO 9241-20; ISO 9241-400; ISO 9355; ISO 10075-2; ISO 11064-4; ISO 11428; ASMC, 1.00; ASMC 6.00; EEMUA 201;
DEP 30.00.60.18-Gen.	Human factors engineering - Design and procurement of skid-packaged units	ISO 6385;
DEP 30.00.60.19-Gen.	Human factors engineering - design for process safety critical tasks	ENG0073SP;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 30.00.60.20-Gen.	Human Factors engineering - Workspace design	ENG0068SP; ISO 6385;
DEP 30.00.60.21-Gen.	Human factors engineering – labelling of facilities, equipment and piping.	API RP 14C; ISO 3864-4; ISO 10418; ISO 11064-4; ASME A13.1; ANSI Z535.1; ANSI Z535.2;
DEP 30.05.10.30-Gen.	Nitrogen/oxygen supply and distribution systems	MESC SPE 77/303; GS.10.50067; ASME B31.3; NFPA 55; IGC Doc 115/04/E; IGC Doc 127/04/E; IGC Doc 147/08/E; IGC Doc 65/06/E; IGC Doc 133/06/E; IGC Doc 24/08/E; IGC Doc 154/09/E;
DEP 30.06.10.11-Gen.	Equipment in LPG installations	API 6FA; ASTM D1265; ASTM D1835; BS 6755; ISO 9162; EN 589; NFPA 58;
DEP 30.06.10.12-Gen.	Pressurised bulk storage installations for LPG	OP 99-30011; API 6FA; API 2510; API 2510A; BS PD 5500; BS 6755-2; BS EEMUA 190; ISO 10497; ASME VIII; ASME B16.5; FRED User Guide; Report OP 99-30011; NFPA 58; NFPA 59; IP Model Code Part 9; IP Model Code Part 15;
DEP 30.06.10.13-Gen.	LPG bulk transfer and transportation	API 6FA; BS 476-20; BS 476-22; BS 4089; BS 5355; BS 6755-2; BS 6862-1; BS 7122; ISO 2928; ISO 10474; ASME B1.5; ASME BPV Section XII; EN 1762; EN 12493; EN 13766; ADR; IP 9; IMDG code; LPGITA; MC 331; NFPA 58; IP Code, Part 9; UKLPG; OCIMF; SIGTTO; ADR; RID;
DEP 30.10.01.10-Gen.	Requisitions index.	
DEP 30.10.02.11-Gen.	Metallic materials - Selected standards	MESC; API 941; ASTM A 36; ASTM A 48; ASTM A 105; ASTM A 106; ASTM A 178; ASTM A 179; ASTM A 182; ASTM A 192; ASTM A 193; ASTM A 194; ASTM A 203; ASTM A 204; ASTM A 209; ASTM A 213; ASTM A 214; ASTM A 216; ASTM A

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		217; ASTM A 234; ASTM A 240; ASTM A 249; ASTM A 263; ASTM A 264; ASTM A 266; ASTM A 268; ASTM A 269; ASTM A 276; ASTM A 278; ASTM A 283; ASTM A 285; ASTM A 297; ASTM A 307; ASTM A 312; ASTM A 319; ASTM A 320; ASTM A 322; ASTM A 333; ASTM A 334; ISO 185; ISO 209-1; ISO 209-2; ISO 630; ISO 683-1; ISO 898-1; ISO 1083; ISO 2604-3; ISO 2604-5; ISO 2892; ISO 3522; ISO 4991; ISO 4998; ISO 6208; ISO 6361-1; ISO 6361-2; ISO 6361-3; ISO 6361-4; ISO 9327-1; ISO 9327-2; ISO 9327-3; ISO 9327-5; ISO 9328-2; ISO 9328-3; ISO 9328-4; ISO 9328-5; ISO 9329-2; ISO 9329-3; ISO 9329-4; ISO 9723; ISO 9725; ISO 12725; EN 485; EN 586; EN 754; EN 755; EN 1559-4; EN 1561; EN 1652; EN 1653; EN 1706; EN 1976; EN 1982; EN 10025; EN 10028-4; EN 10028-6; EN 10028-7; EN 10083-1; EN 10083-2; EN 10088-2; EN 10095; EN 10208-1; EN 10269; EN 10213-2; EN 10213-3; EN 10213-4; EN 10222-2; EN 10222-3; EN 10222-5; EN 10272; EN 12163; EN 12167; EN 12449; EN 12451; EN 12659;
DEP 30.10.02.13-Gen.	Non-metallic materials - Selection and application	API 17TR2; ASTM C71; ASTM C242; ASTM C581; ASTM D16; ASTM D1418; ASTM D1566; ASTM D883; ASTM D1600; ISO 13628-2; ISO 23936-1; ISO 27996; ISO/TR 10358; ISO 1043-1; ISO 1629; EN 13121-1; NORSOK M-710; Victrex Chemical Resistance Table (2010);

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 30.10.02.14-Gen.	Carbon steel corrosion engineering manual for Upstream facilities	ASME B31.4; ASME B31.8; EN DNV-RP-F101; EP 2000-5721; EP 2001-5301; EP 2010-5226; GS.09.54319; OG.02.20555; OP.98.20235; SIEP 97;
DEP 30.10.02.15-Gen.	Materials for use in H2S-containing environments in oil and gas production (amendments and supplements to ISO 15156:2009)	ASTM A 578; ISO 10423; ISO 11960; ISO 15156-1:2009; ISO 15156-2:2009; ISO 15156-3:2009; NACE TM0284;
DEP 30.10.02.16-Gen.	Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to hydrogen-induced cracking (amendments/supplements to NACE TM0284)	ASTM E1268; NACE TM0284-2011; ISO 3183; ISO 10474; ISO 15156-2:2009
DEP 30.10.02.17-Gen.	Wet H2S requirements for Downstream pressure vessels and piping	BPG PEI 09; API 581; ASTM A 106; ASTM A 193; ASTM A194; ASTM A 234; ASTM A 333; ASTM A 420; ASTM A 841; ASTM E 10; ASTM E 18; ASTM E 110; ASTM E 1268; ASTM F467; ASTM F468; ISO 4991; ISO 9328-4; ISO 9327-1; ISO 9329-1; ISO 9329-3; ISO 10474; ISO 15156-1; ISO 15156-2; ISO 15156-3; ASME SA 20; ASME SA 105; ASME SA 106; ASME SA 179; ASME SA 193; ASME SA 194; ASME SA 214; ASME SA 216; ASME SA 234; ASME SA 266; ASME SA 320; ASME SA 333; ASME SA 350; ASME SA 352; ASME SA 420; ASME SA 516; ASME SA 578; ASME SA 765; ASME B 31.3; ASME A 841; EN 10222-2; EN 10028-3; EN 10160; EN 1043-1; EN 13445-1; AWS D10.10; NACE MR0103; SP0296; SP0472; NACE TM0177; NACE TM0284; NACE Pub. 8x194; GB 150; GB 5310; JB

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		4726; JB 4727; JB 4730; GB 713; GB 5130; GB 6653; GB 24512-1; EFC-16;
DEP 30.10.02.31-Gen.	Metallic materials - prevention of brittle fracture in new equipment	API 579-1/ASME FFS-1:2007; ASTM A923; BS PD 5500:2009; ISO 13709:2009; ISO 14172; ISO 18274; ASME B31.3; ASME II; ASME VIII; EN 13445; EN 13445-2:2009; OP.98.20425;
DEP 30.10.02.32-Gen.	Materials and fabrication requirements for 2¼Cr-1Mo, 2¼Cr-1Mo-¼V, 3Cr-1Mo & 3Cr-1Mo-¼V heavy wall pressure vessels (amendments/supplements to API RP 934-A)	API RP 934-A; ASNT CP-189;
DEP 30.10.05.11-Gen.	Plant model construction and review	
DEP 30.10.60.18-Gen.	Welding of metals (amendments/supplements to API RP 582)	API RP 582; API/TR 938-B; API/TR 938-C; API 650; ASTM A182; ASTM A203; ASTM A333; ASTM A350; ASTM A352; ASTM A380; ASTM A387; ASTM A420; ASTM A691; ASTM A703; ASTM A765; ASTM A923; ASTM B337; ASTM B363; ASTM B381; ASTM E92; ASTM E165; ASTM E562; ASTM G48; ISO 2553; ISO 3690; ISO 5172; ISO 9002; ISO 9606-3; ISO 9606-5; ISO 9712; ISO 10474; ISO 15156; ISO 15156-1; ISO 15614; ISO 15614-1; ISO 15614-2; ISO 15614-5; ISO 15614-6; ISO 17025; ASME BPVC II; ASME BPVC V; ASME BPVC VIII; ASME BPVC IX; ASME B16.25; ASME B31.3; EN 141; EN 473; EN 729; EN 1011-2; EN 1410; EN ISO 3834; EN ISO 9000; ISO 10204; ISO 60974-1; ANSI/AWS D10.8-96; ANSI/NACE MR0175/ISO

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		15156; AWS 10.10/D10.10M; AWS A4.3; AWS A5.01; AWS A5.9; AWS 5.20; AWS 5.32; AWS D1.1; AWS D1.2; AWS D2.4; AWS D10.11; AWS D18.1; SSPC SP-5/NACE No. 1; SSPC SP-6; NACE MR0103; NACE SP0472; WRC Bulletin 421; WRC Bulletin 452; PED 97/23;
DEP 30.10.60.30-Gen.	Welding on pressurized pipes (amendments/supplements to ANSI/API RP 1107)	API 1104; ASTM E213; ASTM E797; ASTM E1444; ISO 3834-2; ISO 9001; ISO 9002; ISO 9606-1; ISO 9712; ISO 10005; ISO 10012-1; ISO 10474; ISO 13916; ISO 15156; EN 970; EN 1043-1; AWS A5.01; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 30.10.60.31-Gen.	Oxidation of stainless steel weldments	
DEP 30.10.73.10-Gen.	Cathodic protection	API RP 651; ASTM B418; ASTM C876; ASTM G57; BS 7361-1; IEC 60146; IEC 60529; DNV RP-B401; MIL-A-18001K; NACE RP0177; NACE RP0186; NACE RP0193; NACE RP0196; NACE RP0285; NACE RP0290; NACE RP0387; NACE REP 0388; NACE RP0492; NACE RP0572; NACE RP0575; NPR 2760;
DEP 30.10.73.31-Gen.	Design of cathodic protection systems for onshore buried pipelines (amendments/supplements to ISO 15589-1:2003)	API RP 500; BS 1377-3; BS 1377-9; ISO 8501-1; ISO 15589-1:2003; IEC 60146; IEC 60269; IEC 60529; DIN 30676;
DEP 30.10.73.33-Gen.	Installation and commissioning of cathodic protection systems	API RP 500; API RP 651; ASTM B265; ASTM B418; ASTM C144; ASTM C778; ASTM D512; ASTM D516; ASTM G51; ASTM G57; BS 7361-1; IEC 529; IEC 60146; ASME Section VIII -1; NEMA 250; NEMA LI-1; NEMA TC2; NFPA NEC 70; NACE RP0193; NACE

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		RP0286; NACE SP0169; NACE SP0177; NACE SP0572; NACE TM0497; UL506;
DEP 30.46.00.31-Gen.	Thermal insulation	ASTM A463M; ISO 9001; ISO 13702; ASME B31.3; EN 253; EN 13941; CINI HANDBOOK (latest ed); DSM-1510002-SP-20; DSM-1510002-RP-02; European Federation of Corrosion EFC WP13 and WP 15;
DEP 30.48.00.31-Gen.	Protective coatings for onshore facilities	ASTM C868; ASTM D610; ASTM D1125; ASTM D4285; ASTM D4541; ASTM D4752; ASTM D5064; ASTM E337; ISO 1461; ISO 2409; ISO 2808; ISO 2812 2; ISO 3549; ISO 4624; ISO 4628-2; ISO 4628-4; ISO 6272 1; ISO 8501; ISO 8501-1; ISO 8501-2; ISO 8501-3; ISO 8501-4; ISO 8502-3; ISO 8502-4; ISO 8502-6; ISO 8502-9; ISO 8502-12; ISO 8503-5; ISO 8504 2; ISO 8504 3; ISO 9001; ISO 10474; ISO 10684; ISO 11124-2; ISO 11124-3; ISO 11125; ISO 11126; ISO 11126-4; ISO 11126-7; ISO 11126-9; ISO 11126-10; ISO 11126-11; NACE 13; NACE SP0178; RP0394; SP0188; SSPC-SP1; SSPC-SP3; SSPC-SP5; SSPC-SP7; SSPC-SP10; SSPC-SP11; SSPC-SP12; SSPC-VIS5;
DEP 30.48.00.32-Gen.	Coating of fasteners.	MESC 81/007; ASTM B117; ASTM B847; ASTM B571; ASTM B841; ASTM D5402; ASTM E8; BS 5411; BS 7371-1; BS 7371-2; BS 7371-4; ISO 2081; ISO 4042; ISO 4527; ISO 8501-1; ISO 9227;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		ISO 12944-2; ISO 14877; NACE No. 1; SSPC-SP5/NACE No. 1;
DEP 30.48.30.31-Gen.	Cement lining of pipes based on EN 10298	ASME B16.5; ASME B16.9; ASME B16.25; ASME B16.47; ASME B31.3; ASME/BPVC SEC IX; ANSI/AWWA C205; ANSI/AWWA C602; EN 10298; ISO 8501-1
DEP 30.48.40.31-Gen.	Thermal spray coatings of aluminium	ASTM D4285; ISO 209; ISO 2808; ISO 4624; ISO 8501-1; ISO 8502-3; ISO 8502-4; ISO 8502-6; ISO 8502-9; ISO 8503-5; ISO 8504-2; ISO 9001; ISO 11124-2; ISO 11124-3; ISO 11126-4; ISO 11126-7; ISO 11126-9; ISO 11126-10; ISO 11127; ISO 11611; ISO 11612; ISO 12944-3; ISO 14918; ISO 14922-1; ISO 14922-2; NACE SP0178;
DEP 30.48.60.10-Gen.	Rubber-lining process equipment	ASTM D412 REV A; ASTM D429; ASTM D2240; ASTM D3677; ASTM D5162; BS 6374 5; EN 14879-1; EN 14879-4; ISO 1629; ISO 8501-1;
DEP 30.48.60.12-Gen.	Design and installation of chemical-resistant protection systems for concrete surfaces (based on EN 14879-Parts 1, 3, 5 and 6)	EN 1504-10; EN 14879-1; EN 14879-3; EN 14879-5; EN 14879-6
DEP 30.48.60.13-Gen.	Design and installation of chemical-resistant brick lining for process equipment (based on EN 14879-Parts 1, 4 and 6)	ASTM D5162; DIN 28058-1; DIN 28058-2; EN 14879-1; EN 14879-2; EN 14879-4; EN 14879-5; EN 14879-6; ISO 8501-1; Springer Verlag, Heidelberg (1953); Monograph Nr.81 for Angew. Chemie und Chemie-Ing.-Technik, Verlag Chemie, Weinheim (1964)

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 30.55.03.30-Gen.	Validation of NDE for fabrication inspection.	ISO 9712; EN 473; ASNT SNT-TC-1A;
DEP 30.75.10.10-Gen.	Steam, condensate and boiler feed water systems	ASTM D1066; ASME PTC 19.11; ASME B31.1; ASME B31.3; EN 12952-12:2003; ANSI FCI 69-1; ANSI FCI 85-1; ANSI/ASME PTC 39.1; NACE TM0199; VGB-R 450L; VGB-R 513e; MB TECH 1453;
DEP 30.75.10.30-Gen.	Water-tube boilers	ASTM A123; ASTM A312; ASTM D1066; ASTM D3370; ISO 1461; ISO 9001; ISO 10474; ISO 13705; IEC 60617-12; ASME I; ASME IX; ASME PTC 4.1; ASME B31.1; EN 12952-12; EEMUA 140; NFPA 85;
DEP 30.75.10.31-Gen.	Gas turbine heat recovery steam generators	ASTM A123; ASTM A312; ASTM A578; ASTM A770-S3; ASTM D1066; ASTM D3370; ASTM E659; BS 1640; ISO 1461; ISO 10474; ISO 13704; ISO 13705; ASME I; ASME IX; ASME B16.9; ASME B16.281; ASME B31.1; ASME PTC 4.4; EN 10160; EN 10164; EN 12952; EN 12952-12; EN 12952-15; NFPA 85; ECFIA;
DEP 31.01.10.10-Gen.	Chemical injection systems for Upstream production facilities	DCAF; CMF 94-00996; OG.02.20620; API RP 14C; API Spec 17F; API RP 520; ISO 4406; ISO 11014-1; ISO 13628-6:2006; ISO 23251; AS 4059;
DEP 31.01.10.11-Gen.	Corrosion prevention and control of water injection systems (EP)	API STD 6A718; ISO 10423:2003; ISO 15156/NACE MR0175 (2005); ASME B16.5; SPE 106418;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.06.11.11-Gen.	Loading facilities for bulk road vehicles	API RP1004; API RP1637; API IP Standard 1542; API RP 2003; API MPMS 4.1; API MPMS 4.2; API MPMS 4.5; API MPMS; 4.6; API MPMS 4.8; API MPMS 5.6; ASTM D 2624; BS 7244; ISO 5199; ASME B73.1; ASME B73.2; EN 12874; EN 50014; ADR; IP 2; IP 15; NFPA 16; NFPA 30; VOC directive; DEF STAN 91 91;
DEP 31.10.00.10-Gen.	Positive material identification (PMI) program	API RP 578; ASTM A193; ASTM A333; BS 381C; DSM 15100002- RP-01; DSM-50000010-SP-01; ES22;
DEP 31.10.00.31-Gen.	Noise control (amendments/supplements to ISO 15664)	ISO 15664; ISO 15665;
DEP 31.10.03.10-Gen.	Symbols and identification system - Mechanical	BS 1553-1; ISO 561; IEC 60617;
DEP 31.20.20.31-Gen.	Internals for columns	
DEP 31.21.01.11-Gen.	Printed circuit heat exchangers - Selection and application	API STD 521; ASME VIII-1;
DEP 31.21.01.12-Gen.	Shell and tube heat exchangers; Selection and application	API RP 534; API RP 941; ASTM A262; ASTM A923; BS PD 550; ISO 16812; ASME II- SA192; ASME Section VIII; ASME B16.5; TEMA Book of Standards; HTRI BK 1-2; HTRI BK 1-10; HTRI BK 1-4; HTFS TM-9; HTFS DR-1; HTFS TM-11;
DEP 31.21.01.13-Gen.	Welded plate-bloc heat exchangers – Application, design and fabrication.	

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.21.01.30-Gen.	Shell and tube heat exchangers (amendments/supplements to ISO 16812:2007)	BPG INSP 28; MESC SPE 85/100; MESC SPE 85/101; MESC SPE 85/103; API RP 521; ASTM A 105; ASTM A 106; ASTM A 179; ASTM A 182; ASTM A 193; ASTM A 213; ASTM A 214; ASTM A 240; ASTM A 263; ASTM A 264; ASTM A 266; ASTM A 268; ASTM A 283; ASTM A 285; ASTM A 307; ASTM A 333; ASTM A 334; ASTM A 350; ASTM A 387; ASTM A 450; ASTM A 515; ASTM A 516; ASTM A 556; ASTM A 578; ASTM A 675; ASTM A 765; ASTM A 770; ASTM A 789; ASTM A 790; ASTM B 111; ASTM B 127; ASTM B 148; ASTM B 154; ASTM B 163; ASTM B 171; ISO 16812:2007; ASME VIII; ASME B16.5; ASME B16.47; ASME PCC-1-2010; EJMA standards; TEMA Standards 9th edition; Xist; Xvib;
DEP 31.21.01.32-Gen.	Plate and frame heat exchangers (amendments/supplements to ISO 15547-1:2005)	ASTM A262; ISO 15547-1; ISO 3651-2; ASME VIII;
DEP 31.21.01.33-Gen.	Printed circuit heat exchangers - Design and fabrication	BS PD 5500; ISO 15156; ASME VIII; ASME B16.5; ASME B16.47; NACE MR0103;
DEP 31.21.01.34-Gen.	Brazed aluminium plate-fin heat exchangers (amendments/supplements to ISO 15547-2:2005)	ISO 10474; ISO 15547-2:2005; ASME VIII; ASME B16.5; ASME B16.47; ASME B31.3; ASME D1.1; Platefin; ALPEMA;
DEP 31.21.01.36-Gen.	Heat exchangers for packaged equipment – Design and fabrication.	API RP 941; ASTM B 111; ASTM B 154; ASTM B 858; ISO 196; ISO 6957; ISO 10438-2; ISO 10438-3; ISO 13706; ISO 16812; ASME II; ASME SB-395; ASME VIII; ASME B16.5; NACE SP0472; TEMA;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.21.70.10-Gen.	Air-cooled heat exchangers; selection and application	MAT 20; ISO 13706; ISO 3744; ASME VIII; HTRI Exchanger Suite Software; Aspen HTFS+ Handbook; TEMA Standards; ASHRAE Handbook - Fundamentals; Aspen Air Cooled Exchanger Software; UniSim Crossflow Exchanger Modeler;
DEP 31.21.70.31-Gen.	Air-cooled heat exchangers (amendments/supplements to ISO 13706:2005)	ASTM A307;ASTM A325;ASTM A450;ASTM A578;ASTM A770; BS 4395-1; BS 4395-2; ISO 13706:2005; ASME VIII; EN 10160; EN 14399;
DEP 31.22.05.11-Gen.	Gas/liquid separators - Type selection and design rules	
DEP 31.22.05.12-Gen.	Liquid/liquid and gas/liquid/liquid separators - Type selection and design rules	
DEP 31.22.10.32-Gen.	Pressure vessels; amendments/supplements to PD 5500	API RP 579-1; API RP 934-C; API RP 941; ASTM A263; ASTM A264; ASTM A265; ASTM A578; ASTM A770; ASTM A841; ASTM E110; BS PD 5500; ISO 10474; ISO 15156; ISO 22825; ASME B16.5; ASME B16.47; ASME FFS-1; ASME VIII-2; ASME iX; ASME QW-217; EN 1011; EN 10160; EN 10164; EN 1043-1; EN 12195-1; EN 13445; CEN/TS 14751; CEN/TR 14748; EN 15617; EN 1712; EN 1991-1-4; EN 583-4; GB 150; DGZFP US5:2008;
DEP 31.22.10.35-Gen.	Manufacturing report for pressure vessels	ASME/BPVC SEC VIII; ASTM D 5162; PD 5500; EN 13445

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.22.11.32-Gen.	Unfired pressure vessels (amendments/supplements to EN 13445)	API RP 934C; API RP 941; ASTM A263; ASTM A264; ASTM A265; ASTM A578; ASTM A770; ASTM E110; ISO 10474; ISO 15156; ISO 22825; ASME VIII-Division 1; ASME VIII-Division 2; ASME IX; ASME B16.5; ASME B16.47; EN EC 97/23; EN 583-4; EN 1043-1; EN 1092; EN 1712; EN 1759; EN 1991-1-4; EN 10028-3; EN 10028-6; EN 10160; EN 10164; EN 10204; EN 12195-1; EN 13445-1:2009; EN 13445-2:2009; EN 13445-3:2009; EN 13445-4:2009; EN 13445-5:2009; EN 13445-6:2009; EN CR 13445-7:2002; CEN/TS 14751; CEN/TR 14748; EN 15617; ISBN 10:3871559695; ISBN 13:9783871559693;
DEP 31.22.20.31-Gen.	Pressure vessels (based on ASME Section VIII)	API RP 579 1; API RP 934A; API RP 934C; API RP 941; ASCE 7; ASCE Task Committee on Wind-Induced Forces; ASME I; ASME II Part A-1, SA-193, SA-194, SA-320; ASME II Part A-2, SA-453, SA-578; ASME II Part B; ASME II Part D; ASME V; ASME VIII, Division 1; ASME VIII, Division 2; ASME Code Case 2235; ASME Code Case 2260; ASME B16.5; ASME B16.47; ASME FFS-1; ASTM A 770; WRC 107; WRC 297; WRC 537; 46 CFR, Chapter 1, Subchapter F (USCG); PD 5500; GB 150; EN 10164; EN 13445; ISO 15156

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.22.30.14-Gen.	Glass-fibre reinforced plastic vessels	ASME B16.5; ASME/BPVC SEC X; ASME RTP-1; ASTM C581; ASTM D2583; ASTM D2584; ASTM D2657; ASTM D3567; ASTM D4024; ASTM D5421; BS 476 7; BS 4994 ; CLC/TR 50404; AD-Merkblatt N1; ISO 75-1; ISO 1163; ISO 1872; ISO 1874; ISO 4624; ISO 4901; ISO 9001; ISO 11357-2; ISO 11359-2; ISO 14692-4; ISO 15013; ISO 15014
DEP 31.22.50.31-Gen.	Design and installation of the bottom support structure for molecular sieve units	GS.02.20220
DEP 31.24.00.30-Gen.	Fired heaters including waste heat boilers (amendments/supplements to ISO 13705)	API RP 535; API 560; API RP 582; API RP 941; API STD 936; ASTM A450; ASTM A530; ASTM C27; ASTM C155; ASTM C356; ASTM C401; ASTM C612; ASTM C680; ASTM C892; ASTM C1113/C1113M-09; BS 1640; ISO 13705:2006; ISO 13704; ASME B31.3; ASME B36.10M; ASME BTH-1; ASME I; ASME VIII; ASME IX; AWS D1.1/D1.1M; SSPC-SP 3; SSPC-SP 7; RAL-GZ 719;
DEP 31.24.40.12-Gen.	Fabric expansion joints (endorsement of RAL GZ 719)	RAL-GZ 719:2010
DEP 31.24.40.31-Gen.	Materials for high-temperature conversion process furnace parts	API STD 530; ASTM A182; ASTM A193; ASTM A297; ASTM A312; ASTM A351; ASTM A403; ASTM A447; ASTM A530; ASTM A560; ASTM A608; ASTM A903; ASTM B366; ASTM B407; ASTM B408; ASTM B564; ASTM E8; ASTM E165; CEN EN ISO 14343; ASME VIII. Division 1; ASME VIII. Division 2; AWS A5.11; AWS A5.14; MSS SP-55;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.24.49.31-Gen.	Fabrication of heater piping	ASME BPVC SEC VIII; ASME B16.9; ASME B16.25; ASME B31.3; ASTM E110; ISO 9015-1; ISO 10474
DEP 31.25.00.10-Gen.	Hoisting facilities and weather protection for rotating equipment	API 610; API 611; API 612; API 616; API 617; API 618; ISO 10437; ISO 13709;
DEP 31.27.00.25-Gen.	Pressure process filters and systems – Technology selection, design and manufacture.	ASTM D2276; ISO 128; ISO 898-1;
DEP 31.27.00.28-Gen.	Filter presses technology selection, design and manufacture	ANSI B16.5; ASTM A325; ASTM D2276; AWS D1.1; AWS A5.4; ; ISO 128; ISO 898-1; ISO 2941; ISO 2942; ISO 2943; ISO 3170; ISO 3171; ISO 3723; ISO 3968
DEP 31.27.21.30-Gen.	Dry electrostatic precipitators	BS 6467; ISO 10474; IEC 60034-6; IEC 60076; IEC 60079; IEC 60529; AWS D1.1;
DEP 31.29.00.10-Gen.	Installation of rotating equipment (amendments/supplements to API RP 686)	API Std 614; API Std 617; API RP 686, 2nd Edition, December 2009; BS 4082: Part 1; ASME B16.5;
DEP 31.29.00.11-Gen.	Condition monitoring of rotating equipment	API 670; ASTM D93; ASTM D445; ASTM D665; ASTM D892; ASTM D974; ASTM D1401; ASTM D2272; ASTM D6304; ISO 2041; ISO 4406; ISO 13372; ISO 13373-1; ISO 13379; ISO 13691; ISO 17359; ISO 14830-1; ISO 18436-2; ISO 18436-3; ISO 18436-4; ISO 18436-5; ISO 18436-6; ISO 18436-7; IEC 60034-1; IEC 60034-14; NEMA MG1;
DEP 31.29.00.30-Gen.	Oil mist lubrication systems	
DEP 31.29.00.32-Gen.	Special-purpose gear units for petroleum, chemical and gas industry services (amendments/supplements to API 613))	API 613; API 671; ISO 9001; ISO 13691; ISO 14365; ASME VIII. Division 1; EN 12517; EN 1435; EN 12223; EN 12668; EN 3059; EN 571;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.29.00.33-Gen.	Shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps (amendments/supplements to ISO 21049:2004)	API 682; ASTM A312; ISO 9001; ISO 13709; ISO 15156; ISO 21049:2004; ASME B73.1; ASME B73.2; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.00.36-Gen.	Flexible couplings for mechanical power transmission - special purpose applications (amendments/supplements to ISO 10441)	API 671; ISO 10441;
DEP 31.29.00.38-Gen.	General purpose gear units (amendments/supplements to API 677)	API 677 3rd edition;
DEP 31.29.00.41-Gen.	Gears – selection, testing and installation.	API 613 (5th edition); API 614; API 617; API 672; API 677 (3rd edition); API RP 686; ASTM ; ISO 1328-1; ISO 6336-5; ISO 14635-1;
DEP 31.29.02.11-Gen.	Pumps - selection, testing and installation	API 610; API 671; API 674; API 675; API 676; API 685; ASME B73.1; ASME B73.2; NFPA 20; BS 4082 1; ISO 10441; ISO 13709; ISO 13710; ISO 14691; ISO 21049:2004
DEP 31.29.02.30-Gen.	Centrifugal pumps (amendments/supplements to ISO 13709:2003)	API 610; API 670; 671; ASTM A48; ASTM A193; ASTM A216; ASTM A217; ASTM A276; ASTM A320; ASTM A322; ASTM A351; ASTM A352; ASTM A395; ASTM A487; ASTM A494; ASTM A516; ASTM A743; ASTM A744; ASTM A995; ASTM B148; ASTM B150; ASTM F467; ASTM F468; BS 4082-1; ISO 10441; ISO 10474; ISO 13709:2003; ISO 14691; ISO 15156; ASME II; ASME V; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175; EEMUA 140; EEMUA 107;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.29.02.31-Gen.	Sealless centrifugal pumps for petroleum, heavy duty chemical, and gas industry services (amendments/supplements to API 685)	API 5L; API 685; ASTM A 53; ASTM A 105; ASTM A 106; ASTM A 181; ASTM A 153; ASTM A 193; ASTM A 194; ASTM A 197; ASTM A 269; ASTM A 312;ASTM A 338; ASTM A 524; ISO 286 1; ISO 4200; ISO 8501; ISO 9000; ISO 10474; ISO 14120; ISO 15156; ISO 15649; ISO 21049; ASME B15.1; ASME B31.3; ASME II; ASME V; ASME VIII; EN 953; EN 13463-1; IEEE 841:2001; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175; NEMA MG-1; SSPC SP 6;
DEP 31.29.06.30-Gen.	Centrifugal submerged motor pumps (in refrigerated product or pressured storage service)	API 610; ASTM A 320/A 320M; ASTM B 26/B 26M; ASTM E 94; ASTM E 155; BS 1560:Sec 3.1; ISO 1940-1; ISO 2954; ISO 10474; IEC 60050; ASME B16.5; ASME VIII; ASME IX; NEMA MG-1;
DEP 31.29.12.30-Gen.	Reciprocating positive displacement pumps and metering pumps (amendments/supplements to API 674 and API 675)	API 671; API 674; API 675; API 677; ASTM A278; ASTM A395; ASTM A488; ASTM A536; ISO 10474; ISO 15156; ASME II; ASME V; ASME VIII; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.22.11-Gen.	Positive displacement pumps – Rotary (amendments/supplements to API 676).	API 676; API 677; ASTM A278; ASTM A278M; ASTM A312; ASTM A312M; ASTM A395; ASTM A488; ASTM A536; ISO 15156; ISO 21049:2004 (First Edition); ASME II; ASME V; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.40.10-Gen.	Compressors - selection, testing and installation	API Std 613 5th Edition; API Std 614; ASTM A182; BS 848-1; ISO 5801; ASME PTC 10; IGC 27/01/E;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.29.40.30-Gen.	Axial, centrifugal, and expander compressors (amendments/supplements to API Std 617)	API 614; API 617; API 670; API 671; ASTM A193; ASTM A388; ASTM A395; ASTM A488; ASTM A571; ASTM A577; ASTM A578; ASTM A745; ASTM A770; ASTM A802; ASTM E213; ISO 9001; ISO 9606; ISO 10441; ISO 10474; ISO 15156; ISO 15607; ASME PTC 10; ASME V; ASME VIII; ASME IX; EN 287; EN 288; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.40.31-Gen.	Reciprocating compressors (amendments/supplements to API 618)	API 1B; API 618; API RP 688; ASTM A48; ASTM A216; ASTM A278; ASTM A395; ASTM A435; ASTM A436; ASTM A439; BS 903; BS 3790; ISO 1813; ISO 1217; ISO 10474; ISO 15156; ASME B16.5; ASME B16.47; ASME B31.3; ASME B36.10; ASME B36.19;ASME VIII; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175; TEMA-C;
DEP 31.29.40.32-Gen.	Rotary-type positive displacement compressors (amendments/supplements to API 619)	API 619; ASTM A193; ASTM A388; ASTM A395; ASTM A488; ASTM A571; ASTM A577; ASTM A578; ASTM A745; ASTM A770; ASTM E213; ISO 9606; ISO 10474; ISO 15156; ISO 15607; ISO 15609; ASME V; ASME VIII; ASME IX; EN 10160; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.40.33-Gen.	Packaged integrally geared centrifugal plant and instrument air compressors (amendments/supplements to API 672)	API 670; API 672; ISO 10438-1; ISO 10438-3; ISO 10441; ISO 10474; ISO 16812;
DEP 31.29.40.34-Gen.	Packaged reciprocating gas compressors (amendments/supplements to ISO 13631)	API 1B; 618; API RP 2A-WSD; ASTM A48; ASTM A193; ASTM A194; ASTM A216; ASTM A278; ASTM A395; ASTM A436; ASTM A439; ASTM A536; BS 903;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		BS 3790; BS PD 5500; ISO 1813; ISO 10474; ISO 13631:2002; ISO 13707; ISO 14120; ISO 15156; ASME B15.1; ASME B16.5; ASME B30.20; ASME VIII div 1; EN 13445; MSS SP55; NACE MR0175; PIP STF05501;
DEP 31.29.42.30-Gen.	Liquid ring vacuum pumps and compressors (amendments/supplements to API STD 681)	API 670; API 681; ISO 9001; ISO 10474; ISO 15156; ISO 21049:2004; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.47.30-Gen.	Centrifugal fans (amendments/supplements to API 560 Appendix E)	API 560; API 670; ISO 1940-1; ISO 2954; ISO 10474; ISO 15156; NACE MR0103; NACE MR0175; AMCA 203;
DEP 31.29.47.31-Gen.	Centrifugal fans for petroleum, chemical, and gas industry services (amendments/supplements to API 673).	API 673 (January 2002 reaffirmed 2010); EN 14986;
DEP 31.29.47.32-Gen.	Fans - Selection, testing and installation	ISO 5801; ISO 13349;
DEP 31.29.56.31-Gen.	Steam jet vacuum ejector sets	ASME B16.5 ; ASME B16.47; HEI 300; HEI 2629; HEI 2866; ISO 10474
DEP 31.29.60.10-Gen.	Steam turbines - selection, testing and installation	
DEP 31.29.60.30-Gen.	General -purpose steam turbines (amendments/supplements to API 611)	API 611; ASTM A488; ISO 10474; ASME V; ASME VIII; MSS SP 55; NEMA SM 23; NFPA 70;
DEP 31.29.60.31-Gen.	Special purpose steam turbines (amendments/supplements to ISO 10437)	API 617; API RP 686; ASTM A802; ISO 8501-1; ISO 10437:2003;
DEP 31.29.60.32-Gen.	Lubrication, shaft-sealing and oil-control systems and auxiliaries (amendments/supplements to ISO 10438)	API 600; API 602; API 611; API 614; API 617; ISO 10434; ISO 10438; ISO 10439; ISO 10474; ISO 14120; ISO 15761; ASME B16.5; ASME B31.3;
DEP 31.29.60.33-Gen.	Lubrication, shaft-sealing and oil-control systems – selection, testing, and installation	API 617; ISO 10438; ISO 10439; SAE AS568C;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.29.70.11-Gen.	Combustion gas turbines - selection, testing and installation	API 617; ASTM D 2880; ISO 2314; ASME PTC 22; NACE MR0103; NACE MR0175; EEMUA 140;
DEP 31.29.70.31-Gen.	Combustion gas turbines (amendments/supplements to API 616)	API 613; API 614; API 616; API 670; ASTM A193; ASTM A770; ASTM D2880; ISO 10474; ISO 15156; MSS SP-55; NACE MR0103; NACE MR0175;
DEP 31.29.70.32-Gen.	Gas turbine combustion air intake and exhaust systems	ISO 9001; ASME V; ASME VIII; ASME B16.5; ASME B31.3; EN 779; EN 1822; AWS D1.1; EEMUA 140; EEMUA 141;
DEP 31.29.80.30-Gen.	Diesel engines	BS 2869; BS 7244; ISO 155; ISO 254; ISO 1813; ISO 2710; ISO 3046; ISO 4183; ISO 4184; ISO 5292; IEC 60050; IEC 60079; IEC 60529; IEC 60898; IEC 60947; ASME B1.20.1; ASME B16.5; ASME B31.3; EN 590; EEMUA 107; NFPA 20; ASHRAE 52;
DEP 31.29.90.30-Gen.	Spark ignited gas fuelled engines	BS 7244; ISO 155; ISO 254; ISO 1813; ISO 2710; ISO 3046; ISO 4183; ISO 4184; ISO 5292; IEC 60079-10; IEC 60529; IEC 60898; IEC 60947; ASME B1.20.1; ASME B16.5; ASME B31.3; ASHRAE 52.1; EEMUA 107; SAE J342; SAE J350; SAE J997;
DEP 31.36.00.30-Gen.	Pipeline transportation systems - Pipeline valves (amendments/supplements to ISO 14313)	SPE 74/125; SPE 77/300; SPE 77/302; SPE 77/312; SPE 77/313; SPE 77/315; SPE 85/100; SPE 85/203; SPE 85/204; SPE 85/301; API 607; API 6FA; ASTM A743; ASTM A961; BS 4518; BS 6755-2; ISO 228-1; ISO 5208; ISO 5211; ISO 10474; ISO 10497; ISO 13623; ISO 31847:2000; ISO 14313: 2007 (Including Corr 1:2009); ISO 15156; ASME B16.5; ASME B16.34;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		ASME B16.47; ASME B31.3; ASME B31.8; ASME V; ASME VIII; EN 10204; EN 12570, 97/23/EC; MSS SP-55; SAE AMS-H-6875G;
DEP 31.36.10.30-Gen.	Hydraulic systems for the operation of ON/OFF valves in protective functions	ISO 4021; ISO 4406; ISO 5211; ISO 10474; IEC 60331-11; IEC 60947-5-2; ASME B16.5; ASME B31.3; EN 1964; EN 10204; UL 1709;
DEP 31.37.00.11-Gen.	Instrument air supply	ISO 8573-1; IEC 60654;ASME B31.3; EN 12021; ANSI/ISA 7.0.01;
DEP 31.38.01.10-Gen.	Piping class - Basis of design	ASME B16.47; ASME B16.5; ASME B16.9; ASME B31.3; ASME B36.10M; ASME B36.19M; ASME VIII. Div 1.;
DEP 31.38.01.11-Gen.	Piping - General requirements	MESC 74; MESC 76; MESC 77; MESC 81; MESC 85; API 5L; API 6A; API 6DR; API 6FA; API 6FB; API 521; API 594; API 599; API 603; API 607; API 609; API 618; API RP 621; API 622; API 674; API 675; ASTM A106; ASTM A193; ASTM A194; ASTM A234; ASTM A320; ASTM A333; ASTM A420; ASTM A453; ASTM B841; ASTM F1545; BS 1868; BS 1873; BS 5154; BS 6755-2 (withdrawn); ISO 228-1; ISO 5208; ISO 10423; ISO 10434; ISO 10497; ISO 13623; ISO 13703; ISO 14313; ISO 15156; ISO 15761; ISO 15848-1; ISO 17292; ASME I; ASME VIII; ASME B1.20.1; ASME B16.5; ASME B16.9; ASME B16.11; ASME B16.20; ASME B16.21; ASME B16.24; ASME B16.25; ASME B16.28; ASME 16.34; ASME B16.47; ASME B31.1; ASME B31.3; ASME B31.4; ASME B31.5; ASME

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		B31.8; ASME B36.10; ASME B36.19; ASME PTC-10; EN 12288; EJMA; NACE MR0175; NORSOK P-001; IP 15
DEP 31.38.01.12-Gen.	Piping classes - Refining and chemicals	ASTM A106; ASTM A333; ASTM A335; ASTM A790; ASME B16.47; ASME B16.5; ASME B31.3:2008; EN 97/23/EC;
DEP 31.38.01.13-Gen.	Compilation of bill of material for piping isometrics	
DEP 31.38.01.15-Gen.	Piping classes - Exploration and production	ASME B16.5; ASME B16.47; ASME B31.3:2008; EN 97/23/EC;
DEP 31.38.01.21-Gen.	Compilation of a specification for piping systems	
DEP 31.38.01.29-Gen.	Pipe supports	BS 3974 (withdrawn); MSS SP-58; MSS SP-69;
DEP 31.38.01.31-Gen.	Shop and field fabrication of piping	MESC; API RP 582; ASTM A105; ASTM A185; ASTM A193; ASTM A194; ASTM A350; ASTM A790; ASTM E110; ASTM E112; ASTM E140; ASTM E165; ASTM E709; ISO 6520-1; ISO 8249; ISO 9712; ISO 10474; ISO 15990-Part 1; ISO 17020; ASME V; ASME VIII; ASME DIV.1; ASME IX; ASME B16.5; ASME B16.9; ASME B16.11; ASME B16.25; ASME B16.47; ASME B31.1; ASME B31.3; ASME PCC-1; ASME PCC-2; EN 473; EN 1043-1; EN 10204; ASNT SNT-TC-1A;
DEP 31.38.30.11-Gen.	Protective steam heating of piping systems (non-electrical)	BS PD 5500: 2009; ISO 6704; ISO 10474; ASME B16.5; ASME B31.3; ASME VIII; EN 10204; PNFJ8000;
DEP 31.38.60.10-Gen.	Hot-tapping on pipelines, piping and equipment	EP 90-3562; API 5L; API RP 2201; BS 6990; ISO 3183; ISO 6507-1; ISO 9712; ISO 13623; ASME PCC-2; ASME B31.3; ASME B31.4; ASME B31.8; ASME VIII; ASME

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		IX;
DEP 31.40.00.10-Gen.	Pipeline engineering (amendments/supplements to ISO 13623:2009)	API STD 1104; API RP 1111; ISO 3183; ISO 13623:2009; ISO 13847; ISO 15156-2; ISO 15156-3; ASME B31.4; ASME B31.8; EP 2009-3096; GS.09.52937; OG.02.20319; SIEP 99-5676; SIEP 97-5917; SIEP 99-5813; DNV OS F101; DNV RP F109; DNV RP J202;
DEP 31.40.10.12-Gen.	Design of multiple-pipe slug catchers	EP 95-0312; EP 95-0313; EP 95-0314; EP 95-0350; EP 95-0352; EP 2005-0300; EP 2005- 0300-SP-02; EP 2005-0300-PR-10; EP 2005-0310; EP 2006-5500; GS.06.50034; GS.06.50701; GS.07.52267; Yellow Guide; Technical progress report BRC 82 92; AMGR.82.288; AMGR.82.; BS PD 5500; ISO 13623; ASME B31.3; ASME B31.8; ASME VIII;
DEP 31.40.10.13-Gen.	Design of pipeline pig trap systems	
DEP 31.40.10.18-Gen.	Pipeline engineering - reliability-based limit states methods (amendments/supplements to ISO 16708)	ISO 13623:2009; ISO 16708:2006; DNV-OS-F101;
DEP 31.40.10.19-Gen.	Glass-fibre reinforced plastic pipeline and piping systems	OP.01.20636; API 15HR; API RP 5B1; ASTM C581; ASTM D1598; ASTM D2412; ASTM D2487; ASTM D2488; ASTM D2584; ASTM D2992; ASTM D3567; ASTM D4024; ASTM D5421; ISO 75-1; ISO 2230; ISO 9001; ISO 11357-2; ISO 11359-2; ISO 14692-4:2002; ISO 15156-2; ASME B16.5; ASME B31.3; ASME RTP-1; EN 13121-1; EN 13121-2; AWWA C950; AWWA M45;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.40.10.20-Gen.	Spoolable fibre-reinforced plastic pipes	API 15HR; API 17J; API 17TR2; ASME B31.3; ASTM C581; ASTM D1598; ASTM D1599; ASTM D2105; ASTM D2969; ASTM D3567; ISO 1163; ISO 1172; ISO 1872; ISO 1874; ISO 9000; ISO 11507; ISO 15013; ISO 15014
DEP 31.40.20.32-Gen.	CRA clad or lined steel pipe (amendments/supplements to API Spec 5LD)	API Spec 5L; API Spec 5LD; API RP 5L1; API RP 5LW; ASTM A264; ASTM A262; ASTM A578; ASTM E165; ASTM G28; ASTM G48; ISO 3183; ISO 6892-2; ISO 8501-1; ISO 9001; ISO 9712; ISO 10474; ASME V; EN 473; EN 10204; EN 10246 3/10; SEL 072;
DEP 31.40.20.33-Gen.	Line pipe induction bends (amendments/supplements to ISO 15590-1)	API RP 5L3; ASTM A262; ASTM E92; ISO 6507; ISO 9001; ISO 10474; ISO 11496; ISO 15590-1; ISO 15156-2; EFC 16;
DEP 31.40.20.34-Gen.	Welded and seamless duplex and super duplex stainless steel line pipe (amendments/supplements to API Spec 5LC)	API 5LC; API RP 5L1; API Spec. RP 5LW; ASTM G48; ASTM A923; ASTM A751; ASTM E 3; ASTM E 340; ASTM E353; ASTM E562; ASTM E797; ASTM E1245; ISO 148-1; ISO 783; ISO 3183-3; ISO 6507-1; ISO 9001; ISO 9303; ISO 9305; ISO 9764; ISO 9765; ISO 10005; ISO 10012; ISO 10124; ISO 10474; ISO 10543; ISO 11126-7; ISO 11126-10; ISO 11484; ISO 11496; ISO 12094; ISO 12095; ISO 12096; ISO 13663; ISO 15156-2; ISO 15607; ISO/IEC 17025; ASME A923; EN 10204; DNV OS F-101; NORSOK M-630;
DEP 31.40.20.36-Gen.	Weldable martensitic stainless steel line pipe for use in oil and gas operations (amendments/supplements to	EP 97-5763; API RP 5L1; API 5LC; API RP 5LW; ASTM E340; ASTM E797; BS 7448-2; ISO 6507-1; ISO

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
	API Spec 5LC)	9001; ISO 9303; ISO 9305; ISO 9712; ISO 10005; ISO 10012; ISO 10124; ISO 10474; ISO 10543; ISO 11484; ISO 11496; ISO 13665; ISO 15607; ISO 15653; ISO 19232-1; ASME V; EN 1043-1;
DEP 31.40.20.37-Gen.	Linepipe for critical service (Amendments/supplements to ISO 3183:2007)	API 5T1; ASTM E 797; ISO 9001; ISO 9712; ISO 10012-1; ISO 10124; ISO 11484; ISO 12096; ISO 15590-1; ISO 20807; EN 473; EN 876; EN 10002-5; DNV OS F101; EFC 16;
DEP 31.40.20.39-Gen.	High density polyethylene pipelines and piping systems for oilfield applications	API 15LE; AWWA M-55; ASTM D638; ASTM D792; ASTM D1505; ASTM D2122; ASTM D2321; ASTM D2513; ASTM D2774; ASTM D2837; ASTM D3261; ASTM D3350; ASTM D4218; ASTM F1055; ASTM F1473; ASTM F1668; ASTM F1973; ASTM F2164; ASTM F2206; ASTM F2620; ASTM F2634; ISO 1133; ISO 1167; ISO 1183; ISO 4427; ISO 4437; ISO 6964; ISO 8085; ISO 9080; ISO 10839; ISO 12162; ISO 12176; ISO 13953; ISO 19480; CSA Z662; ; FM 1613; NFPA 24; PPI Handbook; PPI TR-3; PPI TR-4; PPI TR-9
DEP 31.40.21.30-Gen.	Pipeline fittings (amendments/supplements to ISO 15590-2)	ASTM E112; ISO 148; ISO 5817; ISO 9303; ISO 9305; ISO 9712; ISO 9765; ISO 10124; ISO 12094; ISO 13663; ISO 11484; ISO 15590-2; ISO 17637; ISO 17640; ASME B16.9; ASME B31.3; ASME V; ASME VIII; ASME Code Case 2235-8; EN TS 14751; EN 473; EN 13018; EN 583-6; EN prEN 15617; ASNT CP-189; ASNT SNT-TC-1A;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		MSS SP-75; NACE TM0284; NEN 1822;
DEP 31.40.21.31-Gen.	Pipeline isolating joints (amendments/supplements to ISO 15590-2)	ASTM E 3; ASTM E 112; ISO 9001; ISO 9002; ISO 10005; ISO 10474; ISO 13623:2009; ISO 13847; ISO 15590-2; ISO 15649; ASME VIII; ASME IX; EN 876; EN 1043-1;
DEP 31.40.21.33-Gen.	Pig signallers - intrusive type	ISO 3183:2007; ISO 8501-1; ISO 10474; ISO 13623; ISO 13847; ISO 15156; ISO 15590-3; IEC 60529; ASME B1.20.1; ASME B16.5; ASME V; ASME VIII; EN 1043-1;
DEP 31.40.21.34-Gen.	Carbon and low alloy steel pipeline flanges for use in oil and gas operations (amendments/supplements to ISO 15590-3)	ASTM A370; ISO 11496; ISO 15590-3; EN 10228-3; EN 13018;
DEP 31.40.30.30-Gen.	Concrete coating of linepipe (amendments/supplements to ISO 21809-5)	ASTM C31; ASTM C33; ASTM C39; ASTM C42; ASTM C150; ASTM C172; ASTM C595; ASTM C642; ASTM C685; ASTM C1176; ASTM C1435; ASTM C1604; ASTM D2216; ASTM D4643; ASTM D4959; ASTM D6176; ASTM G62; BS 12; BS 146; ISO 8501-1; ISO 21809-5; EN 197-4; EN 206-1; EN 1008; EN 12390-2; EN 12390-3; EN 12390-7; EN 12504-1; EN 12620; DNV RP-F111; DNV OS F101;
DEP 31.40.30.31-Gen.	External polyethylene and polypropylene coasting for line pipe (amendments/supplements to	API RP5L1; API RP5LW; ISO 527; ISO 1133; ISO 8502-3; ISO 8502-6; ISO 8502-9; ISO/DIS 21809-

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
	ISO/DIS 21809-1:2009)	1:2009;
DEP 31.40.30.32-Gen.	External fusion-bonded epoxy powder coating for line pipe	API RP 5L1; API RP 5LW; ISO 2808; ISO 4624; ISO 8502-3; ISO 8502-6; ISO 8502-9; ISO 21809-2:2007; NACE RP 0394-2002;
DEP 31.40.30.33-Gen.	Bituminous enamel coating of steel line pipe	API RP5L1; API RP5LW; ASTM D737; ASTM E337; BS 4147; BS 4164; ISO 719; ISO 2431; ISO 2591-1; ISO 2592; ISO 2808; ISO 3251; ISO 5256; ISO 8501-1; ISO 8503; ISO 8503-1; ISO 8503-2; ISO 8503-3; ISO 8503-4; ISO 13736; EN 1427; EN 1426; EN 1849-1; prEN 10300; AWWA-C203-97; AWWA-C203A-99;
DEP 31.40.30.34-Gen.	Thermoplastic lined pipelines	API 15LE; API RP 5L1; API RP 5LW; ASTM A106; ASTM A193; ASTM A194; ASTM C581; ASTM D256; ASTM D618; ASTM D638; ASTM D648; ASTM D746; ASTM D790; ASTM D792; ASTM D1044; ASTM D1238; ASTM D1505; ASTM D1599; ASTM D1603; ASTM D1693; ASTM D2122; ASTM D2240; ASTM D2513; ASTM D2657; ASTM D2990; ASTM D3222; ASTM D3350; ASTM D3895; ASTM D4060; ASTM D4066; ASTM D4101; ASTM E328; ASTM E831; ASTM E1356; ASTM F491; ASTM F492; ASTM F1733; ISO 180; ISO 527R; ISO 868; ISO 1133; ISO 4427; ISO 9969; ASME B16.5; ASME B16.47;
DEP 31.40.30.35-Gen.	Internal coating of line pipe for non-corrosive gas transmission service	API RP 5L1; API RP 5LW; ASTM D4285; ; ISO 1524; ISO 2431; ISO 2808; ISO

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
	(Amendments/supplements to ISO 15741)	2811; ISO 3251; ISO 4287; ISO 4628-1; ISO 4628-2; ISO 7253; ISO 8501-1; ISO 8502-2; ISO 8502-3; ISO 8502-4; ISO 8503-4; ISO 8503-5; ISO 8504-2; ISO 10005; ISO 10012; ISO 11124; ISO 11126; ISO 15741:2001; ISO/TS 29001
DEP 31.40.30.37-Gen.	External field joint and rehabilitation coating systems for line pipe	ASTM D3418; ASTM D4285; ASTM G70; ISO 868; ISO 2808; ISO 4624; ISO 5893; ISO 8130-1; ISO 8130-2; ISO 8130-3; ISO 8130-6; ISO 8130-7; ISO 8130-8; ISO 8501-1; ISO 8502-3; ISO 8502-6; ISO 11127-6; ISO DIS 21809-3;
DEP 31.40.30.39-Gen.	Internal fusion-bonded epoxy powder coating for water injection line pipe.	ASTM D4285; ASTM D1141; ASTM 4541; ISO 8501-1; ISO 8502-3; ISO 8503-2; ISO 8503-5; ISO 9001; ISO 9002; ISO 21809-2; ISO 10005; NACE RP0394:2002; SSPC-SP10 (NACE No.2);
DEP 31.40.40.38-Gen.	Hydrostatic pressure testing of new pipelines	ISO 13623:2000; ASME B31.4; ASME B31.8;
DEP 31.40.50.30-Gen.	Precommissioning of pipelines	
DEP 31.40.60.11-Gen.	Pipeline leak detection	
DEP 31.40.70.30-Gen.	Quarter-turn actuators for on/off actuators	ASTM A193; ASTM A194; ISO 5211; ISO 8573-1:2010; ISO 9001; ISO 10012-1; ISO 10474; ISO 15156; IEC 60529; EN 13906-1; MSS SP54; NACE MR0103;
DEP 31.46.00.31-Gen.	Acoustic insulation for piping (amendments/supplements to ISO 15665)	ISO 15665;
DEP 31.76.10.10-Gen.	Heating, ventilation and air conditioning for plant buildings	ISO 7726; ISO 7730; IEC 60079-14; IEC 60654-1; IEC 60654-4; DIN VDE 0510; ASHRAE 52.1; ASHRAE 55; ASHRAE 62; NFPA 90A;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 31.76.10.11-Gen.	Installation, testing and balancing, and commissioning of HVAC systems	ISO 11201; ISO 11202; ASME B31.3; ASHRAE GUIDE 1; ASHRAE GUIDE 4; ASHRAE GUIDE 5; ASHRAE 111; NFPA 90A; NFPA 90B; SMACNA 1143;
DEP 32.00.00.12-Gen.	Fiscal and sales allocation models for upstream production systems	EP 2002-6094; GLN 35; API RP 85; API 2566; API MPMS 1-21; API MPMS 4; API MPMS 6.6; API MPMS 11.1; API MPMS 12.3: vortex; ASTM D6299; ASTM E178; BS 5233; ISO 3170; ISO 3171; ISO 5024; ISO 5167; ISO 5168; ISO 6974; ISO 6976; ISO 9001; ISO 10715; ISO 12213; ISO 13443; ISO 14001; ISO 17025; ISO TS 21748; ISO TS 21749; ISO TR 26762; IEC 60079-10; AGA 11; Lothar; Paper SPE 99963; Paper SPE 108957;
DEP 32.01.20.12-Gen.	Process Control Domain – Enterprise industrial automation information technology and security.	RMP 32.01.20.50; IEC 61508; IEC 61511; IEC 62443;
DEP 32.01.23.17-Gen.	Process control domain - Security requirements for suppliers	ISA-99.00.01 (2005 Draft); Report M 2784 - X-10 (October 2010);
DEP 32.01.40.31-Gen.	Requirements for real-time production operations and production-critical real-time data	ISA 99.00.01 Part 1;
DEP 32.10.03.10-Gen.	Instrumentation symbols and identification on process engineering flow schemes	API RP-14C; ISO 3511; ISO 10418; ISA S5.1; ISA S5.3;
DEP 32.24.20.44-Gen.	Instrumentation control and protection for fired equipment	API RP 556; API RP 14C; ISO 5817; ISO 7005; ISO 10418; ISO 13704; IEC 61508; IEC 61511; EN 161; EN 746-2; EN 12952-8; NFPA 85; ANSI Z21.21/ CSA 6.5;
DEP 32.29.20.10-Gen.	Safeguarding and instrumented protective functions for rotating equipment	API 541; API 546; API 670; ISO 21049; IEC 60034-1; IEC 61508; IEC 61511;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 32.30.20.11-Gen.	Fire, gas and smoke detection systems	EP 2005 0300; BS EH 40; IEC 60529; EN 50073; EN 50270; NFPA 72; NFPA 101; 89/336/EEC;
DEP 32.30.20.13-Gen.	FoundationTM Fieldbus - design and configuration	IEC 61158-2; IEC 61804; FF-569; FF-831; FF-844; NAMUR NE-107;
DEP 32.30.20.14-Gen.	Instrument asset management.	NAMUR NE-43; NAMUR NE-107; FF-589 Specification;
DEP 32.30.20.15-Gen.	DCS basic application standards	NAMUR NE 43;
DEP 32.30.20.16-Gen.	Baselayer control applications	GS.08.53986; MF 85 200; MF 85-0260; OP.01.20020; API RP-2T;
DEP 32.30.20.17-Gen.	Integration of motor controls into BPCS.	IEC 61158; IEC 61508; IEC 61511; IEC 61784;
DEP 32.30.20.18-Gen.	Real-time optimization project standards	RTO IT Support; APC IT Support; RTO IT Support; RTO_S - DEP Project Delivery Form.xlsm; RTO_S - Building RTO PFDs.docx; RTO_S - Building RTO Flowsheet.docx; RTO_S - Building RTO SQL Databases.docx.; RTO_S - Building RTO Plant Historian Points.docx; RTO_S - Building RTO-APC Interface.docx; RTO_S - Modeling with Tuning Parameters.docx; RTO_S - Modeling Valves.docx; RTO_S - Modeling Stream Octane.docx; RTO_S - Modeling Standard Checklist.docx; RTO_S - Modeling Square Subflowsheets.docx; RTO_S - Modeling Skin Temperatures.docx; RTO_S - Modeling Heat Exchangers.docx; RTO_S - Modeling Fired Heaters.docx; RTO_S - Modeling Ethylene Crackers.docx; RTO_S - Modeling Equipment In-Out of Service.docx; RTO_S - Modeling Ejectors.docx;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		RTO_S - Modeling Crude Diet.docx; RTO_S - Modeling Compressors.docx; RTO_S - Modeling Columns.docx; RTO_S - Modeling Cat Crackers.docx; RTO_G - Model Validation Using APC Gains.docx; RTO_G - SMOC APC Nomenclature Guideline.docx; RTO_G - Setting Model Fit Measurement Inputs.docx; RTO_G - RTO Server Setup.docx; RTO_G - RTO Server Purchase Requirements.docx; RTO_G - Project Status Report Template.docx; RTO_G - Project Kickoff Template.pptx; RTO_G - Model Fit Validation.docx; RTO_G - Model Fit Report Example.docx; RTO_G - Measure and Document Benefits.docx; RTO_G - Flowsheet Model Items to Request from Customer.docx; RTO_G - Economic Objective Function Items to Request from Customer.docx; RTO_G - Correlation Tool.xlsm; RTO_G - Building External Data Interface.docx; RTO_G - Benefits Calculation Tool.xlsm; RTO_G - APC Gain Comparison Tool.xlsm; RTO_G - Running Non-Square Simulations.docx; RTO_G - Troubleshooting Poor Model Fits.docx; RTO_G - Troubleshooting Model Convergence Failure.docx; RTO_G - Troubleshooting Low Utilization.docx; RTO_G - Troubleshooting Implementation Failure.docx; RTO_G - Troubleshooting

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		Dubious Economic Optimization Solutions.docx; ISA 99.00.01, Part 1
DEP 32.31.00.32-Gen.	Instruments for measurement and control	API 670; ASTM A262; BS 6121-1; BS 6467; ISO 5167-1; ISO 5167-2; ISO 9355-2; ISO 15156; ISO 17089-1; ISO 17292; IEC 60050-300; IEC 60079-10; IEC 60079-14; IEC 60079-18; IEC 60529; IEC 60534-4; IEC 60584-1; IEC 60584-2; IEC 60654-1; IEC 60654-3; IEC 60654-4; IEC 60751; IEC 61241-10; IEC 60902; ASME B16.5; ASME PTC 19.3 TW; EN 837-1; EN 10204; EN 50028; AGA-9; NACE MR0103; NACE MR0175; NAMUR NE-43;; MPMS 5.2; AGA Report 3-2;
DEP 32.31.00.34-Gen.	Instrumentation for documents and drawings	MFT 168/93; MF 95-0155; ISO 15156; IEC 617; ISA TR20.00.01;
DEP 32.31.09.31-Gen.	Instrumentation equipment packages	IEC 61508; IEC 61511;
DEP 32.31.50.10-Gen.	On-line process analysers	API STD 520 PT I; ASTM A269; ASTM D3764; ASTM D6122; NACE MR0103; NACE MR0175; IEC 60529; ISO 4200; ISO 15156
DEP 32.31.50.13-Gen.	Analyser housing	API RP 500; API RP 505; IP MODEL CODE P15; EN 10204; ISA 12.04.01 (IEC 60079-2 Mod); ISA 60079-2; IEC TR 60079-16; IEC 61285

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 32.32.00.11-Gen.	Custody transfer measurement systems for liquids	AGA Report No. 3, Part 2; AGA Report No. 5; ANSI/ASTM D1250, Vol. I; ANSI/ASTM D1250, Vol. II; ANSI/ASTM D1250, Vol. III; ANSI/ASTM D1250, Vol. IV ; ANSI/ASTM D1250, Vol. V ; ANSI/ASTM D1250, Vol. VI ; ANSI/ASTM D1250, Vol. VII ; ANSI/ASTM D1250, Vol. VIII; ANSI/ASTM D1250, Vol. IX ; ANSI/ASTM D1250, Vol. XI/XIII; ANSI/ASTM D1250, Vol. XIII; ANSI/ASTM D1250, Vol. XIV ; API 653; API MPMS 2.2A ; API MPMS 2.2B; API MPMS 2.2C; API MPMS 2.2D; API MPMS 2.2E; API MPMS 2.2F; API MPMS 3.1A; API MPMS 3.1B; API MPMS 3.2; API MPMS 3.3; API MPMS 3.4; API MPMS 3.5; API MPMS 4.1; API MPMS 4.2; API MPMS 4.5; API MPMS 4.6; API MPMS 4.8; API MPMS 4.9.1; API MPMS 4.9.2; API MPMS 4.9.3; API MPMS 4.9.4; API MPMS 5.2; API MPMS 5.3; API MPMS 5.6; API MPMS 5.8; API MPMS 6.1; API MPMS 6.2; API MPMS 6.5; API MPMS 6.6; API MPMS 6.7; API MPMS 7.3; API MPMS 8.1; API MPMS 8.2; API MPMS 10.7; API MPMS 11.1; API MPMS 11.2.2; API MPMS 11.2.2M; API MPMS 11.2.4; API MPMS 11.3.2.1; API MPMS 11.3.3; API MPSM 11.3.3.2; API MPMS 12.1.1; API MPMS 12.1.2; API MPMS 12.2.1; API MPMS 12.2.2; API MPMS 12.2.3; API MPMS 14.3.1; API MPMS 14.3.2; API MPMS 14.6; API MPMS

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		14.7; API MPMS 14.8; API MPMS 17.1; API MPMS 21.1; API MPMS 21.2; API MPMS 21.2 ADD; ASME B16.3; ASME B31.3; ASTM D1555/D1555M; ASTM D4052; ASTM D2622; ASTM D4177; GPA 2261; GPA 8185-00, Part 2; NAMUR NE-43; GIIGNL; IEC 60751 ; ISO 2715; ISO 3170; ISO 3171; ISO 4266-1; ISO 4266-2; ISO 4266-3; ISO 4266-4; ISO 4266-5; ISO 4266-6; ISO 5024; ISO 5167-1; ISO 5167-2; ISO 5168; ISO 6142; ISO 6974-1; ISO 6976; ISO 7507, Part 1 to 5; ISO 8943; ISO 10790; ISO 10723; ISO 12242; ISO 14111; OIML R85; OIML R117
DEP 32.32.00.12-Gen.	Fiscal flow measurement of natural gas	ASTM D6667; BS 5233; ISO 4006; ISO 5167-2; ISO 5168; ISO 6142; ISO 6326-1; ISO 6570-1; ISO 6570-2; ISO 6974; ISO 6976; ISO 6978; ISO 7873; ISO 8943; ISO 9001; ISO TR 9464; ISO 9951; ISO 10101-1; ISO 10101-2; ISO 10101-3; ISO 10715; ISO 10723; ISO 10790; ISO 12213-2; ISO 12213-3; ISO TR 12765; ISO 13443; ISO 14001; ISO 14111; ISO 17025; ISO 18453; ISO 19739; IEC 60751; AGA 9; AGA 11; ISBN-92-67-10188-9; ISBN-0-02-381791-7;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 32.32.00.13-Gen.	Flow rate measurement in wet gas environments by means of venturi tubes and tracer dilution technology	ISO 5167; IEC 60079-10;
DEP 32.36.01.17-Gen.	Control valves - Selection, sizing, and specification	MESC SPE 77/107; MESC SPE 77/200; MESC SPE 77/208; MESC SPE 77/300; MESC SPE 77/302; MESC SPE 77/303; MESC SPE 77/307; MESC SPE 85/203; MESC SPE 85/204; MESC SPE 85/301; ASME B16.10; ASME B16.34; API 599; ASTM A 48; ASTM A395; ASTM A536; ASTM F2168; ASTM F2191; ANSI/ISA-75.01.01; ANSI/ISA-75.03; NORSOK M-710; IEC 60079; IEC 60529:2001; IEC 60534-1:2005; IEC 60534-2-1:1998; IEC 60534-2-3:1999; IEC 60534-2-4:2009; IEC 60534-2-5:2003; ; IEC 60534-3-1:2000; IEC 60534-3-2:2002; IEC 60534-3-3:1999; IEC 60534-4:2006; IEC 60534-5:2004; IEC 60534-6-1:1997; IEC 60534-6-2:2001; IEC 60534-7:2010; IEC 60534-8-3:2001; IEC 60534-8-4:2006; IEC 60654-1; IEC 60721-3-4; IEC 61508; IEC 61511; IEC 60947-5-2; ISO 8573-1; ISO 15156; ISO 15664; ISO 15665; ISO 15848-1:2006; ISO 15848-2:2006; NACE MR0103
DEP 32.37.10.11-Gen.	Installation of on-line instruments	MESC SPE 76/039; MESC SPE 74/051; MESC SPE 74/052; MESC SPE 60.98.55/201; MESC SPE 60.98.70/201; ; ASME B16.5; ASTM A269; ASTM B165; ASTM B423; ASTM B668; NACE MR0103; NACE MR0175; IEC 61518; ISO 3601 1; ISO 4200; ISO 15156

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 32.37.20.10-Gen.	Instrument signal lines	MESC; BS 3573; BS 5308-1; BS 5308-2; BS 6121-1; BS 6121-3; IEC 60079-0; IEC 60079-14; IEC 60304; IEC 60529; IEC 60584-3; IEC TR 61000-5-2; EN 50014; ISA RP 12.06.01; ISA 12.27.01;
DEP 32.45.10.10-Gen.	Instrumentation of depressuring systems	IEC 60331 -21; IEC 60534-2-3; IEC 60534-4;
DEP 32.71.00.10-Gen.	Plant telecommunication	GST-1001 ; GST-1004; GST-1005; GST-1008; GST-1010; GST-5015; GST-5065; GST-5070; GST-5075; GST-5080; GSS (2007); ISO 11801; IEC 60079; IEC 60331; IEC 60529; IEC 61146; IEC 62305; EIA TIA 568 B; ETSI EN 300 392;
DEP 32.71.00.11-Gen.	Telecommunications standards	GITA GST; IC 94-029; BS 6656; BS 6657; IEC 60079-10; IEC 60079-14; IEC 60079-17; IEC 60529; IEC 61000; BT-DASS II; BT-DPNSS; ITU (many); EIA/TIA:568/569/570/606/TSB-36/TSB-40; ICAO-Annex 10; RFC 3261; SOLAS-MODU;
DEP 32.71.00.13-Gen.	Drilling communications	EP93-0995; BS 6657; IEC 50; MODU; SOLAS;
DEP 32.71.00.14-Gen.	Telecommunications towers and guyed masts	API RP 2A-WSD; ASTM D610; ISO 4628-3; ISO 9001; EN 1991-1-4; EN 1993-3-1; ICAO 14; NFPA 780; TIA 222;
DEP 32.71.00.16-Gen.	Design and installation of telephone cabling	ISO 8877; IEC 8877; ITU-T-K8;
DEP 32.71.00.30-Gen.	Structured cabling systems for telecommunications	BS 7718; ISO 8802-3; ISO 8802-5; ISO 8877; ISO 9314-3; ISO 11801; ISO JTC 1/SC25; prEN 50174; prEN 55105; EIA/TIA-568A; EIA/TIA-569; EIA/TIA-570; EIA/TIA-606; TSB-67; TSB 72; TSB 75; UL 910;
DEP 32.71.00.31-Gen.	Microwave systems	BS 6657; ITU-R P.453-5; ITU-R P.838; ITU-R P.839; IEEE C95.1;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 32.80.10.10-Gen.	Instrumented protective functions (IPF)	IEC 61508 Part 1-7; IEC 61511 Part 1-3; IEC 61000-6-2 & 4; IEC 60189-2; IEC 60304; IEC 60534-4;
DEP 32.80.10.14-Gen.	Alarm management	EEMUA 191; ANSI/ISA-18.2 2009;
DEP 33.64.10.10-Gen.	Electrical engineering design	API RP 500; API RP 505; ASTM C 581; ASTM D 2565; BS S.34; BS 1990-1; BS 6290-4; BS 6651; BS 6883; BS CLC/TR50404; BS IP 15; BS ISGOTT; ISO 1461; ISO 9000; IEC 60034-1; IEC 60038; IEC 60050; IEC 60056; IEC 60071; IEC 60076; IEC 60076-5; IEC 60079; IEC 60079-1; IEC 60079-2; IEC 60079-5; IEC 60079-6; IEC 60079 7; IEC 60079 11; IEC 60079 13; IEC 60079 14; IEC 60079 15; IEC 60079 18; IEC 60079 25; IEC 60099-1; IEC 60113; IEC 60120; IEC 60227; IEC 60255; IEC 60287-3-1; IEC 60309; IEC 60332-3; IEC 60364; IEC 60364-3; IEC 60383; IEC 604; EN 81; EN 12843; EN 50262; EN 60079-1; EN 60079-2; EN 60079-5; EN 60079-6; EN 60079-7; EN 60079-11; EN 60079-15; EN 60079-18; EN 60079- 25; EN ATEX Directive; IEEE 80; FM 3600; FM 3610; FM 3615; FM 3620; IEEE 80; NFPA 20; NFPA 496; UL 698; UL 886; UL 60079-1; UL 60079-5; UL 60079-6; UL 60079-7; UL 60079-11; UL 60079-15; UL 60079-18; ICAO; ERA Report 69-0030;
DEP 33.64.10.12-Gen.	Electrical supply and generation - design and operation	IEC 60034-1; IEC 60050; EN 50160; IEEE 421.5;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 33.64.10.17-Gen.	Application of protective functions for electrical systems	ISO 9001; IEC 60079-7; IEC 60044-1; IEC 60255-22-1; IEC 60529; IEC 60870-1-2; IEC 60870-5-103; IEC TR 61000-2-5; IEC TR 61000-3-6; IEC 61000-4-1; IEC 61000-4-12; IEC TR 61000-5-1; IEC TR 61000-5-2; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC TS 61000-6-5; IEC 61850; IEC 62271-1; IEEE C37.99;
DEP 33.64.10.32-Gen.	Electrical network monitoring and control system for industrial networks - specifications	IEC 60079-10; IEC 60300; IEC 60304; IEC 60445; IEC 60446; IEC 60529; IEC 60706; IEC 60793-1; IEC 60794-1; IEC 61000; IEC 61000-5; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC TS 61000-6-5; IEC 61131; IEC 61850; ITU-T G.651; ITU-T G.652;
DEP 33.64.10.33-Gen.	Electromagnetic compatibility (EMC)	ESD S20.20; EN 55011; EN 55022; EN 55024; EN 61340-5-1; IEC 60050-161; IEC 60079 14; IEC/TR 61000-2-5; IEC 61000-5-1; IEC/TR 61000-5-2; IEC 61000-6-1; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-3; IEC 61000-6-4; IEC 61800-3; IEC 62040-2; IEC 62305-3; IEC 62305-4; IEC/CISPR 11; IEC/CISPR 14; IEC/CISPR 22
DEP 33.65.11.31-Gen.	Synchronous AC machines (amendments/supplements to IEC 60034-1 and IEC 60034-14)	API 617; API 670; API 671; BS 4999-140; ISO 1680; ISO 1940-1; IEC 60034-1; IEC 60034-2; IEC 60034-4; IEC 60034-6; IEC 60034-8; IEC 60034-14; IEC 60034-15; IEC 60034-18; IEC 60060-2; IEC 60072-1; IEC 60072-2; IEC 60076-1; IEC 60076-5; IEC 60079; IEC 60079-1; IEC 60079-2; IEC 60079-7; IEC 60079-10; IEC 60079-15; IEC 60529; IEC 60445; IEC 60695-2-10; IEC 60695-2-11; IEC 60751; IEC TR 60894; IEC 61000-6-2; IEC

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		61000-6-4; IEC 61241; IEC 61892-3; EN 50209; IEEE 421.2; NEMA MG 1;
DEP 33.65.11.32-Gen.	Packaged unit AC generator sets	ASTM A106; ASTM A790; BS 4999-140; BS PD 5304; ISO 1813; ISO 3046-4; ISO 10816; IEC 60034-1; IEC 60034-6; IEC 60051; IEC 60079-15; IEC 60255; IEC 60445; IEC 60529; IEC 60898; DIN 0875; ASME B16.5; AWS D1.1;
DEP 33.65.40.31-Gen.	Power transformers (amendments/supplements to IEC 60076-1 and IEC 60076-11)	IEC 60034; IEC 60044-1; IEC 60076 (several parts); IEC 60085; IEC 60099-1; IEC 60146-1-3; IEC 60214; IEC 60214-2; IEC 60270; IEC 60296; IEC 60439; IEC 60529; IEC 60905; IEC 61099; IEC 62535; ELT 230-7;
DEP 33.65.50.31-Gen.	Static DC uninterruptible power supply (DC UPS) units	BS 6290-4; ISO 3746; IEC 60079-14; IEC 60146-1-1; IEC 60146-1-3; IEC 60269-2; IEC 60445; IEC 60529; IEC 60623; IEC 60076-11; IEC 60896; IEC 60947-2; IEC 60947-3; IEC 60947-4-1; IEC 61000-3-2; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-3; IEC 61000-6-4; IEC 62040-2; IEC 62040-3; IEC 62259; EN 50272-2; IEEE 485; IEEE 1115; NFPA 70E;
DEP 33.65.50.32-Gen.	Static AC uninterruptible power supply unit (static AC UPS unit)	BS 6290-4; ISO 3746; IEC 60076-11; IEC 60079-14; IEC 60146-1-1; IEC 60269-2; IEC 60445; IEC 60529; IEC 60947-2; IEC 60947-3; IEC 60947-4-1; IEC TS 61000-3-4; IEC 61000-3-12; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC 62040-1-2; IEC 62040-2; IEC 62040-3; IEEE 485; IEEE 1115; IEEE 1184;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 33.65.60.30-Gen.	Solar power systems	IEC 60079; IEC 60079-7; IEC 60099; IEC 60146; IEC 60227; IEC 60445; IEC 60529; IEC 60947-2; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC 61215; IEC 61427; IEC 61701;
DEP 33.66.05.31-Gen.	Electrical machines - Cage-induction types (amendments/supplements to IEC 60034-1 and IEC 60034-14)	API 617; API 670; ISO 15; ISO 281; ISO 1132-1; ISO 1132-2; ISO 1680; ISO 1940-1; IEC 60034-1; IEC 60034-2; IEC 60034-5; IEC 60034-6; IEC 60034-7; IEC 60034-8; IEC 60034-12; IEC 60034-14; IEC 60034-15; IEC 60034-18; IEC 60034-30; IEC 60060-2; IEC 60072-1; IEC 60072-2; IEC 60076-1; IEC 60076-3; IEC 60076-5; IEC 60079; IEC 60079-1; IEC 60079-2; IEC 60079-7; IEC 60079-10; IEC 60079-15; IEC 60529; IEC 60751; IEC TR 60894; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC 61241; IEC 61892-3; EN 50209; NEMA MG 1;
DEP 33.66.05.33-Gen.	A.C. electrical variable speed drive systems	API 617; ISO 9001; IEC 60034-12; IEC 60044; IEC 60079; IEC 60079-10; IEC 60146; IEC 60146-1-1; IEC 60289; IEC 60364-1; IEC 60529; IEC 60721-2-1; IEC 60721-3-3; IEC 60947; IEC 61000-2-4; IEC TR 61000-3-6; IEC 61000-4-7; IEC 61241; IEC 61378; IEC 61378-1; IEC 61378-3; IEC 61800-2; IEC 61800-3; IEC 61800-4; IEC 61800-5-1; IEC 61892-3;
DEP 33.67.01.31-Gen.	Low voltage switchgear and controlgear assemblies (amendments/supplements to IEC 60439-1)	IEC 60044-1; IEC 60044-2; IEC 60051; IEC 60079-10; IEC 60112; IEC 60269-1; IEC 60269-2-1; IEC 60439-1; IEC 60439-2; IEC 60529; IEC 60664-1; IEC 60688; IEC 60947-1:2004; IEC 60947-2; IEC 60947-3; IEC

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		60947-4-1; IEC TR 61641; IEC 61892-3:1999; IEC 62052-11;
DEP 33.67.51.31-Gen.	High-voltage switchgear and control gear assemblies for rated voltages between 1 kV AND 52 kV (amendments/supplements to IEC 62271-200)	ISO 9001; IEC 60044-1; IEC 60044-2; IEC 60079-10; IEC 60099-5; IEC 60255; IEC 60265-1; IEC 60269; IEC 60282-1; IEC 60445; IEC 60446; IEC 60470; IEC 60473; IEC 60529; IEC 60688; IEC 60694; IEC 60947-2; IEC TR 61000-2-5; IEC 61000-4-1; IEC 61000-4-12; IEC TR 61000-5-1; IEC TR 61000-5-2; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC TS 61000-6-5; IEC 61850; IEC 61892-3; IEC 62271-100;
DEP 33.68.30.31-Gen.	Electrical heating system for frost heave prevention of refrigerated hydrocarbon storage tanks	BS 6351-1; IEC 60050; IEC 60079; IEC 60529; IEC 62086-1; IEC 60947-2; EN 50014; EN 50015; EN 50016; EN 50017; EN 50018; EN 50019; EN 50020; EN 50028; EN 50039;
DEP 33.68.30.32-Gen.	Electrical trace heating	ISO 9001; IEC 60079; IEC 60079-30-1; IEC 60079-30-2; IEC 60529; IEC 61892-1; EN 60947-2; IEEE 844;
DEP 33.68.30.33-Gen.	Electrical process heaters	ISO 3746; ISO 9001; IEC 60044-1; IEC 60044-2; IEC 60079; IEC 60079-1; IEC 60079-7; IEC 60079-10; IEC 60269; IEC 60269-2-1; IEC 60398; IEC 60445; IEC 60529; IEC 60664-1; IEC 60695-2-10; IEC 60695-2-11; IEC 60947; IEC 60947-2; IEC 60947-3; IEC 60947-4-1; IEC TR 61000-3-6; IEC 61000-4; IEC 61000-6-2; IEC 61000-6-4; IEC 61892-3; IEC CISPR 11; EN 89/336/EEC;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 34.00.01.10-Gen.	Earthquake design for onshore facilities - Seismic hazard assessment	API 620; API 650; API RP2A; ASTM D4428/D4428M; ASTM D4428/D4428M; EN 1473; EN 1998; EN 14620; AS 1170.4; AS 3961; ASCE; ASCE 4-98; ASCE 7; ASCE 41; NFPA 59-A; AFPS-92; IBC; IS 1893; ISO 23469; NBCC; NBSIR 84-2833; NSCP; NZS 1170.5; SNiP II-71-81; GB 50011;
DEP 34.00.01.30-Gen.	Structural design and engineering	API RP 686; BS 6349-2; ISO 19901; ISO 19902; EN 1991; EN 1991-1.6; EN 1991-1.7; EN 1993; EN 1993-6; EN 1994; EN 1995; EN 1996; EN 1997; EN 1998; EN 14620; IBC; NFPA 59A; PIANC;
DEP 34.11.00.10-Gen.	Onshore & Nearshore Site investigations	ASTM VOL 04.02; ASTM VOL 04.08; ASTM VOL 04.09; BS 812; BS 1377; BS 5930; ISO 10012-1; EN 1997 2;
DEP 34.11.00.11-Gen.	Site preparation and earthworks including tank foundations and tank farms	API STD 650; API RP 2350; ASTM D 2487; ASTM D 2488; BS 1377; BS 6031; BS 6100-1.0; BS 6100-2.2.2; ISO 9297; ISO 9280; ISO 4316; EN 933-2; EN 1097-2; EN 1008; EN 14015; Manual 1110-2-1100; CIRIA/CUR/CETMEF report C683; CIRIA 514; CIRIA RC573; CIRIA RC572;
DEP 34.11.00.12-Gen.	Geotechnical and foundation engineering - Onshore	API RP 2A; API 620; API 650; ASTM D 1143; ASTM D 689; ASTM D3966; ASTM D4945; ASTM D5882; ASTM D6760; BS 4675-1; BS 5228-4; BS 6031; BS 6349-1; BS 6349-2; BS 6349-4; BS 6349-7; BS 8002; BS 8004; BS 8006; BS 8081; CP2012 Part 1; EN 1997-1; EN 1997-2; EN 1998-1; EN 1998-4; EN 1998-5; EN 1473; EN 1536; EN 1537; EN 1538; EN 12063; EN 12699;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		EN 12715; EN 12716; EN 14475; EN 14490; EN 14620-1; EN 14620-3; EN 14679; EN 14731; EN 15237; ACI 318-318R; ACI 350/350R ACI 543R; AASHTO; ATC 40; ASCE; ASCE 4; NBSIR 84-2833; NFPA 59-A; FI-IWA-SA-97-070; FI-IWA-IF-99-025;
DEP 34.13.20.31-Gen.	Roads, paving, surfacing, cable trenches, slope protection and fencing	ASTM A 392; ASTM A 491 ASTM D 1557; ASTM F 552; ASTM F 567; ASTM F 626; ASTM F 668; ASTM F 1043; ASTM Volume 04.03; BS 1377; BS 1521; BS 1722-10; BS 4483; BS 5930; AASHTO T180; AASHTO GDPS-4;
DEP 34.14.20.31-Gen.	Drainage systems and primary treatment facilities	MF 68-0700;
DEP 34.17.00.32-Gen.	Design and engineering of buildings	ASHRAE 52.1; ASHRAE 52-76; ASHRAE 55/55a; ASHRAE Handbook of Fundamentals; ASHRAE Handbook-HVAC Systems and Equipment; ASHRAE Handbook-HVAC Applications; ASTM E1264; ICC-ES AC 175; BS 5628-3; BSI PD 6697; UK HSE Approved Code of Practice and Guidance L8; EN 1363; EN 12150; EN 13024; EN 15243; IEC 60364; ISO 717-1; ISO 12543-2; UNEP
DEP 34.17.10.30-Gen.	Design of blast resistant onshore buildings, control rooms and field auxiliary rooms	BS 5628; BS 5970; ISO 898-1; ISO 7411; ISO TR 11069; ISO 12543-2; IEC 60364; EN 1992-1-2; EN 1996-1-2; EN ISO 12543-2; EN 12150; EN 13024; ASCE report ISBN 9780784410882; AISC 341; TNO Green Book; IBC; ARMY TM 5-1300; UBC;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 34.17.10.31-Gen.	Laboratories	ASTM D613; ASTM D909; ASTM D2699; ASTM D2700; ASTM D2885; ASHRAE 4514; ASHRAE HVAC APPLICATION SI HDBK; NFPA 45; NFPA 101; BS 3202; ATEX 137/Directive 99/92/EC; ATEX 95/Directive 94/9/EC; EN 13150; EN 13792; EN 14056; EN 14175 ; IEC 60079-14
DEP 34.17.10.33-Gen.	Portable blast-resistant modules	ASTM A36; BS 476; BS 476-3; BS 476-7; BS 4449; BS 5970; ISO 898-1; ISO 7411; IEC 60079-14; EN 10025; ARMY TM 5-1300; ASCE 40265; PGS 2;
DEP 34.17.10.34-Gen.	Mobile camps - civil site assessments	EP 95-0000; EP 95-0240; EP 95-0312; EP 2005-0264-ST; EP 2005-0300; RAM; BS 476-3; BS 6651; EN 1991-1-4; ASCE 7; ICAO 14;
DEP 34.17.10.35-Gen.	Siting of onshore occupied portable buildings	NFPA 701;
DEP 34.17.10.36-Gen.	Inflatable blast resistant shelters	NFPA 1; NFPA 10; NFPA 701; ULC S109;
DEP 34.19.19.11-Gen.	Grouting of equipment and structure bases	API RP 686; ASTM C109/C109M; ASTM C1107/C1107M; ASTM C1181; ASTM C531; ASTM C579; ASTM C882 /C882M; ACI 305.1/ACI 305R; ACI 306.1/ACI 306R; CEB FIP Model Code:1990;
DEP 34.19.20.11-Gen.	Passive fire protection for onshore facilities	API 2218; ASTM A82; ASTM A185/A185M; ASTM C33/C33M; ASTM C150/C150M; ASTM D 610; ASTM E119; BS 8110; ISO 4628-2; ISO 4628-4; IEC 60331-21; EN 197-1; EN 197-4; EN 206-1; EN 1992; EN 13055; EN 14487-1; EN 14487-2; EN 14488; ACI 216.1/TMS-0216; ACI 318; ACI 506.2; ACI 506.3; ACI 506.4; UL 1709 (BYBU);

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		FIB Bulletin No. 34;
DEP 34.19.20.31-Gen.	Reinforced concrete structures	ASTM A615/A615M; ASTM A996/A996M; ASTM C94/C94M; ASTM C150/C150M; ASTM C618; ASTM C845; ASTM C989; ASTM D994; ASTM D1751; ASTM D1850; ASTM D6690; ASTM E96/E96M; BS 6093; BS 6213; ISO 9000; EN 197; EN 206 1; EN 1008; EN 1992; EN 1992-1-1; EN 1992-3; EN 10080; EN 13670; EN ISO 3766; ACI 318; ACI 305R; ACI 306R; CEB Bul 183; CEB FIP 1990; CICIND;
DEP 34.24.26.31-Gen.	Chimneys selection, design and engineering (based on EN 1992-1-1, EN 1993-3-2, EN 1443, EN 13084 Parts 1, 2, 4, 5, 6, 7 and 8)	ACI 117; ACI 301; ACI 304.2R; ACI 305R; ACI 305.1; ACI 306R; ACI 306.1; ACI 307; ACI 308R; ACI 308.1; ACI 318; ASCE; ASCE ; AISC 325; AISC 360; ASME STS-1; ASTM A123; ASTM A182; ASTM A278/A278M; ASTM B29; ASTM C94/C94M; ASTM C395; ASTM C466; ASTM C980; ASTM C1298; AWS D1.1; CBC; NFPA 780; BS 4449; Clause D.13 CEB FIP; Clause D.14 CEB FIP; Appendix D.11.5 CEB FIP; EN 206-1; EN 1008; EN 1443; EN 1561; EN 1992-1-1; EN 1993-3-2; EN 1998; EN 10088; EN 13084-1; EN 13084-2; EN 13084-4; EN 13084-5; EN 13084-6; EN 13084-7; EN 13084-8; EN 13670; EN 14879-3; EN 14879-6; EN 62305 - parts 1/2/3/4; EN 62561- parts 4/5/6; EN ISO 3766; ETAG-001 Part 1 ; ETAG-001 Part

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		2; ETAG-001 Part 3; ETAG-001 Part 4; ETAG-001 Part 5; ETAG-001 Part 6; CICIND; CICIND; CICIND; CICIND ; CICIND; CICIND; CICIND; CICIND; CINI Handbook; Model Code of Safe Practice Part 1: Energy Institute; IBC; ICAO ANNEX 14 VOL I; ISO 1461 ; ISO 15663
DEP 34.28.00.31-Gen.	Onshore Steel structures	API RP 2N; ASTM A36 / A36M; ASTM A53 / A53M; ASTM A106 / A106M; ASTM A307; ASTM A325; ASTM A992 / A992M; ASTM F436 / F436M; ASTM A490 / A490M; ASTM A500 / A500M; ASTM A501; ASTM A563 ; ASTM F436; ISO 888; ISO 898-1; ISO 898-2; ISO 1461; ISO 4014; ISO 4032; ISO 10721-2; EN 1990; EN 1991; EN 1991-1-4; EN 1993; EN 1993-1-9; EN 1993-1-10; EN 1993-6; EN 1994; EN 1998; EN 10025; ANSI / AWS D1.1; ANSI / AISC 360; AISC SCM; CISC Handbook of steel construction; CSA S1; NBCC national Building Code of Canada;
DEP 34.28.00.33-Gen.	Onshore ancillary steel structures	
DEP 34.51.01.31-Gen.	Vertical steel storage tanks - Selection design and construction (amendments/supplements to EN14015)	
DEP 34.51.01.33-Gen.	Aboveground vertical storage tanks (amendments/supplements to API Standard 650)	API 12F; API 582; API 650; ISO 28300; ASME VIII; UL 142; CSA/ULC - S601;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 34.51.01.34-Gen.	Full containment refrigerated LPG tanks	API 620; API 2000; API MPMS 2; ASTM A20; ASTM A36; ASTM A572; ASTM A578; ASTM B209; ASTM C177; ASTM C309; ASTM C642; ASTM D226; ASTM D1621; ASTM D1623; ASTM D1692-68; ASTM D2626; BS 6398; BS 8110; BS 7777-3; ISO 3690; ISO 4624; ISO 5817; ISO 8501-1; ISO 9712; ISO 10474; ISO 10863; ISO 11699-1; IEC 751; IEC 60079-14; IEC 60079-17; IEC 62086-1; IEC 62305; ASME B16.47; ASME B16.5; ASME BPVC 2235-9; ASME B31.3; ASME V; ASME VIII; ASME IX; EN 206-1; EN 473; EN 584-1; EN 826; EN 1435; EN 1473; EN 1990; EN 1991-1-4; EN 1992-1; EN 1998-4; EN 10204; EN 14620; EN 14620-2; EN 14620-3; EN 14620-4; EN 14620-5; EN 15614; EN 15617; AGA XK0101; ISBN: 978-1-933742-54-0; ASNT ASNT-TC-1A; ASNT CP-189 Level I and II; ISA MC96.1; IP; NFPA 59A; DD CEN/TS 14751-2004; DD ENV 583-6:2000; EEMUA PUB No. 207; ICAO; IFSC; MYH Bangash; FIP Recommendation;
DEP 34.51.11.30-Gen.	Mounded horizontal cylindrical vessels for pressurised storage of LPG at ambient temperatures (amendments/supplements to EEMUA 190)	EEMUA 190;
DEP 34.51.90.10-Gen.	Demolition of storage tanks (endorsement of EEMUA 154)	EEMUA 154:2002
DEP 37.00.10.10-Gen.	Metocean design and operating considerations (endorsement of ISO 19901-	ISO 19901-1:2005;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
	1:2005)	
DEP 37.00.10.11-Gen.	Metocean data acquisition – definition, implementation and analysis.	EP.14.ST.01; SR.11.14063; SAI; DCAF; DCAF ID 127; BS 1377; ISO 19901-1; UKCAA CAP 437; OGP 398; OGP 447; SIMORC;WMO/TD-NO 850;
DEP 37.00.10.12-Gen.	Metocean data acquisition - Real time systems	EPBM - EP26; MSP02 rev. 1; EP.03 ST-08; SR.11.14063; Standard Helideck Monitoring Systems Rev 8c.;
DEP 37.05.10.11-Gen.	Diesel Oil Systems	
DEP 37.80.02.33-Gen.	Zinc clad duplex tubing manufacturing specification	ASTM A370; ASTM A480; ASTM A751; ASTM A789; ASTM A1016; ASTM B6; ASTM D1141; ASTM E8; ASTM E18; ASTM E92; ASTM E273; ASTM E309; ASTM E384; ASTM E543; ASTM E562; ASTM E1359; ASTM E1411; ASTM E1647; ASTM E1916; ASME V; ASME IX; EP 2005-0264; DNV Rules for Marine Operations; NACE MR0175; NACE 2/SSPC-SP 10; NACE TM0177; NACE TM0284; SAE AS4059; SNT-TC-1A;
DEP 37.81.40.30-Gen.	Syntactic foam insulation for flowlines.	API RP 5L1; API RP 5LW; ISO 10005;
DEP 39.01.10.11-Gen.	Selection of materials for life cycle performance (Upstream facilities) - Materials selection process	API RP14E; API 581; ASTM A370; ISO 3183; ISO 14692; ISO 15663-1; ASME B31.3; NACE MR0175; EFC 17; IMO Resolution A653; IMO MSC.61(67); DNV RP-F-112; NORSOK M-601;
DEP 39.01.10.12-Gen.	Selection of materials for life cycle performance (Upstream facilities) - Equipment	API Spec 5L; API Spec 6A718; API Spec 17J; ASME B31.3; ASME VIII; ASTM A 182; ASTM A 193; ASTM A 194; ASTM A 320; ASTM D 395; ASTM D 412; ASTM A 453; ASTM A 694; ASTM A 743; ASTM D 2000; ASTM D 2240; NACE MR0175; PD

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		5500; EEMUA 194; EFC 16; EFC 17; EN 10204; EN 13445; ISO 48; ISO 815; ISO 1817; ISO 4042; ISO 10423; ISO 10474; ISO 11960; ISO 13628-2; ISO 13628-5; ISO 15156
DEP 39.01.10.30-Gen.	Specification for nickel base alloy 625 PLUS (UNS N07716) and alloy 725 (UNS N07725) for oil and gas drilling and production equipment	API 6A; ASTM A370; ASTM A604; ASTM B880; ASTM E10; ASTM E18; ASTM E112; ASTM E354; ASTM E1181; ASTM E1473; ASTM E10204; ISO/IEC 17011; ISO/IEC 17011; ASNT SNT-TC-1A;
DEP 39.01.10.32-Gen.	Specification for nickel base alloy 718 (UNS N07718) for oil and gas drilling and production equipment (amendments/supplements to API Standard 6A718)	API 6A718; ISO 10474; ISO 17025; ISO 9001; EN 10204;
DEP 44.24.32.30-Gen.	Unshaped refractory materials for monolithic refractory linings	
DEP 44.24.32.31-Gen.	Classification of unshaped refractory lining materials	API 936; ASTM C181; ASTM C401; ASTM C467; ASTM C673; ISO 1927
DEP 44.24.32.32-Gen.	Specification for sampling and testing of unshaped refractory lining materials	
DEP 44.24.32.33-Gen.	Specification for anchoring systems of unshaped refractory lining materials	
DEP 44.24.90.31-Gen.	Refractory bricks and shapes	ASTM C16; ASTM C20; ASTM C27; ASTM C279; ASTM C467; ISO 10081; EN 1094-2;
DEP 44.24.90.32-Gen.	Classification of refractory bricks and shapes.	ASTM C16; ASTM C27; ASTM C155; ASTM C279; ASTM C467; ISO 1893; ISO 2245;
DEP 44.24.90.33-Gen.	Specification for sampling and testing of refractory bricks and shapes.	ASTM C16; ASTM C20; ASTM C27; ASTM C113; ASTM C133; ASTM C134; ASTM C135; ASTM C155; ASTM C182; ASTM C198; ASTM C199; ASTM C201; ASTM C202; ASTM C210;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		ASTM C279; ASTM C467; ASTM C583; ASTM C680; ASTM C704; ASTM C830; ASTM C832; ASTM C861; ASTM C909; ASTM C914; ASTM C1113; ISO 1893; ISO 2477; ISO 2478; ISO 2859-1; ISO 3187; ISO 5013; ISO 5014; ISO 5016; ISO 5017; ISO 5019-1; ISO 5019-2; ISO 8894-1; ISO 8894-2; ISO 8895; ISO 10059-1; ISO 10059-2; ISO 12677; ISO 12678-1; ISO 12678-2; ISO 16282; ISO 21587-1; ISO 21587-2; ISO 21587-3; EN 993-1; EN 993-5; EN 993-6; EN 993-7; EN 993-9; EN 993-15; EN 1094-4;
DEP 44.24.90.34-Gen.	Classification, specification and testing for ancillary materials for refractory brick construction.	ASTM A751; ASTM C92; ASTM C167; ASTM C198; ASTM C199; ASTM C356; ISO 2859-1; ISO 12677; EN 10095;
DEP 44.24.90.35-Gen.	Specification and quality control for precast or specialty cast refractory baffle wall tile (shapes).	API 936; ASTM A820; ASTM C16; ASTM C20; ASTM C113; ASTM C133; ASTM C134; ASTM C135; ASTM C179; ASTM C210; ASTM C288; ASTM C309; ASTM C401; ASTM C467; ASTM C583; ASTM C673; ASTM C704; ASTM C830; ASTM C832; ASTM C860; ASTM C862; ASTM C865; ASTM C909; ASTM C914; ASTM C1445; ASTM C1446; ISO 1893; ISO 2477; ISO 2478; ISO 5013; ISO 5014; ISO 5016; ISO 5017; ISO 5019-1; ISO 5019-2; ISO 8895; ISO 10059-1; ISO 10059-2; ISO 12677; ISO 12678-1; ISO 16282; ISO 21587-1; ISO 21587-3; EN 993-1; EN 993-5; EN 993-6; EN 993-7; EN 993-15; EN 1094-4;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 60.00.10.13-Gen.	Mobile crane foundation assessment.	ISO 4302; ISO 4305; BRE BR470:2004; CIRIA SP123:1996;
DEP 61.10.08.11-Gen.	Field inspection prior to commissioning of mechanical equipment	API 614; ASME B31.3;
DEP 61.38.10.10-Gen.	Shop and field fabrication of orifice meter runs	ISO 5167-1;
DEP 61.40.20.30-Gen.	Welding of pipelines and related facilities (amendments/supplements to ISO 13847:2000))	ASTM A370; BS 7448-2; BS 7910; ISO 9712; ISO 10474; ISO 11496; ISO 13847:2000; ISO 14175; ISO 15156-2; ISO 15609; ISO 15614-1; ISO 17636; EN 473; EN 1011-2; EN 1043-1; EN 10002-1; EN 10002-5; AWS A5.01; EFC 16; DNV OS F101; DNV RP F108;
DEP 61.40.20.31-Gen.	Field welding of duplex and super duplex stainless steel pipelines (amendments/supplements to API 1104)	API 1104; ASTM A370; ASTM D1193; ASTM E340; ASTM E562; ASTM G1; ASTM G39; ASTM G48; BS 4515-2; ISO 17636; ISO 3834-2; ISO 5580; ISO 6520; ISO 9001; ISO 9712; ISO 10005; ISO 10012; ISO 10474; ISO 12095; ISO 13623; ISO 13916; ISO 14175; ASME B31.4; ASME B31.8; EN 970; EN 1043-1; AWS A5.01; EFC 17;
DEP 61.40.20.36-Gen.	Welding of CRA-clad or CRA-lined pipe materials (amendments/supplements to API 1104:20th edition)	API 1104; ASTM A370; ASTM E340; ASTM E562; ASTM G48; ISO 3834-2; ISO 5580; ISO 6520; ISO 7438; 9001; ISO 9015-1; ISO 9712; ISO 10005; ISO 10012; ISO 10474; ISO 10893-4; ISO 13623; ISO 14175; ISO 15156; ISO 17636; ISO 17637;
DEP 62.10.08.11-Gen.	Inspection and functional testing of instruments	ISO 9000; ISO 10012;
DEP 63.10.08.11-Gen.	Field commissioning and maintenance of electrical installations and equipment	ISO 2954; IEC 60034-16-3; IEC 60050; IEC 60079-15; IEC 60079-17; IEC 60156; IEC 60422; IEC 60694; EN 50015; EN 50016; EN 50017;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		EN 50018; EN 50019; EN 50020; EN 50021; EN 50028; EN 50039; NFPA 496; FM 3610; FM 3615; UL 698; UL 886; UL 913; CSA 22.2-30; CSA 22.2-157;
DEP 64.24.32.11-Gen.	Refractory Lining for sulphur recovery units (Claus and Scot)	API 936; ASTM C113; ASTM C133; ASTM C134; ASTM C179; ASTM C181; ASTM C201; ASTM C417; ASTM C583; ASTM C680; ASTM C704; ASTM C830; ASTM C832; ASTM C862; ASTM C865; ASTM C914; ASTM C1113; ISO 528; ISO 1893; ISO 2477; ISO 5013; ISO 5014; ISO 5016; ISO 5017; ISO 8894; ISO 8894-1; ISO 8894-2; ISO 8895; ISO 12677; ISO 10059-1; ISO 10059-2; ISO 16282; ISO 21587-1; ISO 21587-2; ISO 21587-3; EN-993-1; EN-993-15; EN-993-5; EN-993-6; EN-1094-4; EN-1094-5; EN-1402-6; EN-1402-5;
DEP 64.24.32.31-Gen.	Construction details for refractory brick and shape construction	ASTM C680; ASTM C861; ASTM C909; ISO 5019-1; ISO 5019-2; ISO 5019-4;
DEP 64.24.32.33-Gen.	Guidelines for curing, drying and firing of unshaped refractory lining materials	API 936; ASTM C71; ASTM C309; ISO 1927
DEP 64.24.32.34-Gen.	Refractory contractor selection and applicator qualification for installation of unshaped refractory lining materials	API 936; ASTM C71; ISO 1927; ISO 9000
DEP 64.24.32.35-Gen.	Construction design details of unshaped refractory materials	API STD 936; ASTM C71; ISO 1927
DEP 70.08.10.11-Gen.	Mechanical maintenance equipment, tools and bolt tensioning	BS 4882;
DEP 70.08.10.13-Gen.	Electrical workshop - Test equipment and tools	IEC 60269; IEC 60309; IEC 60529; IEC 60742; IEC 60745; IEC 60974;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 70.10.70.11-Gen.	Preservation of new and old equipment standing idle	API RP 934; API RP 2D; API RP 5A5; API Spec. 5B; API RP 5B1; API RP 5C1; API Spec. 5CT; API RP 7G; API RP 7G-2; API RP 9B; ASTM A380; BS 7121-11; ISO 2230; MTI Publication No. 34; ISBN 1-877914-00-2; NACE RP 0170;
DEP 70.10.90.11-Gen.	Spare parts	MESC; ISO 9001;
DEP 70.48.11.30-Gen.	Protective coatings for onshore facilities	ASTM A380; ASTM D610; ASTM D4145; ASTM D4285; ASTM D4541; ASTM D4752; ASTM D5064; ASTM E337; ISO 209 1; ISO 1461; ISO 2409; ISO 2808; ISO 2812-2; ISO 3549; ISO 4624; ISO 4628-1; ISO 4628-2; ISO 4628-3; ISO 6270-1; ISO 6270-2; ISO 6272-1; ISO 8501; ISO 8501-1; ISO 8501-2; ISO 8502-1; ISO 8502-3; ISO 8502-4; ISO 8502-6; ISO 8502-9; ISO 8503; ISO 8504-2; ISO 8504-3; ISO 9001; ISO 10684; ISO 11124-2; ISO 11124-3; ISO 11126; ISO 11126-4; ISO 11126-7; ISO 11126-9; ISO 11126-10; ISO 111; NACE 1; NACE 2/SSPC SP 10; NACE 4; NACE 5; NACE 6G198; NACE RP0188; NACE TM0104; NACE TM0304; NACE TM0404; NORSOK U-CR-008; SSPC-PA 2; SSPC-SP 1; SSPC-SP 3; SSPC-SP 5; SSPC-SP 7; SSPC-SP 10; SSPC-SP 11; SSPC-SP 12; SSPC-SP TR 2;
DEP 74.00.10.10-Gen.	Shop and field pressure testing of piping systems	ISO 8573-1; ASME B31.3; ASME PCC-2; ASME IX;
DEP 80.00.10.10-Gen.	Area classification	API RP 500; API RP 505; IEC-60079-10-1; IEC-60079-10-2; IP 15 (3rd edition, July 2005);

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
DEP 80.00.10.11-Gen.	Layout of onshore facilities	GS 07.52593; API STD 620; API 2510; NFPA 30; NFPA 58; NFPA 59; NFPA 59A; BS 8007; EEMUA Publication no 190; IP9; IP15; IP19; EN 1473; IEC 60079 14; IEC 61241
DEP 80.10.10.31-Gen.	Breathing air and supply systems	2002 No. 2677; CSA Z180.1
DEP 80.36.00.30-Gen.	Relief devices - Selection, sizing and specification	MESC SPE 77/135; MESC SPE 77/303; ; API Std 520 Part I ; API RP 520 Part II; API Std 521; API Std 526; API Std 527; API Std 650; API Std 2000; ASME B16.5; ASME Section I; ASME Section IV; ASME Section VIII, Division 1; ASME Section VIII, Division 2; ASME Section VIII, Division 1, BPV Code Case 2203-1; NACE MR0103; NACE MR0175; EC 97/23; ISO 15156-1; ISO 23251; ISO 28300; ISO 4126 (all parts)
DEP 80.45.10.10-Gen.	Design of pressure relief, flare and vent systems	GS.05.50616; ISO 15761; ISO 23251; ISO 25457; ISO 28300; API RP 14C; API RP 520 Part I; API RP 520 Part II; API Std 521; API 602; API Std 2000; API Pub 2510A; API Division of Refining , Vol 43, III; ASME B31.3; ASME B16.34; ASME VIII
DEP 80.45.10.11-Gen.	Overpressure and underpressure - Prevention and protection	API RP 520-1; API 521; API 620; API 650; API 2000; BS PD 5500; ISO 23251; ISO 28300; IEC 60534-1; ASME B31.3; ASME B31.8; ASME I; ASME VIII; EN 13445; EN 14015; NFPA 58; GB150-1998;
DEP 80.45.10.12-Gen.	Emergency depressuring and sectionalizing	ISO 23251; API Std 521
DEP 80.45.11.12-Gen.	Flare details (amendments/supplements to ISO 25457	API 537 2nd edition; ISO 2408; ISO 25457:2008; ASME STS-1; EN 1990; EN 1991; EN 1993; EA/071;

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		AWS D1.1/D1.1M;
DEP 80.46.30.11-Gen.	Interlocking systems for pressure relief valves	API RP 520 Part I;
DEP 80.47.10.30-Gen.	Assessment of the fire safety of onshore installations	EP 95-0350; EP 95-0351; OP 99-30011; BS 1635; ISO 23251; IEC 60331-21; ISGOTT; E&P Forum; Report No. 6.49/235; NFPA 11; NFPA 12; NFPA 13; NFPA 30; NFPA 101; NFPA 704; NFPA 5000; NFPA 1081; E&P Forum Report No. 6.75/284; IP Code Part 19; LASTFIRE;
DEP 80.47.10.31-Gen.	Active fire protection systems and equipment for onshore facilities	BS PD 5500; ISO 1461; ASME VIII; NFPA 11; NFPA 12; NFPA 13; NFPA 16; NFPA 17; NFPA 20; NFPA 25; NFPA 325; NFPA 704; NFPA 750; NFPA 2001; IP Model Code Part 15;
DEP 80.47.10.32-Gen.	Fire-fighting agents and portable/mobile fire fighting equipment for onshore applications	BS 6391; ISO 11601; ISO 7165; EN 2; EN 137; EN 443; EN 469; EN 659; EN 671; EN 13565 2; ANSI/ISEA Z358.1-2009; NFPA 10; NFPA 11; NFPA 12; NFPA 17; NFPA 325; NFPA 704; NFPA 1961; NFPA 1962; NFPA 1971; NFPA 2001; UL 154; UL 162; UL 299; UL 711; O-D-1407; O-F-371; CAP 168; LASTFIRE;
DEP 80.47.10.33-Gen.	Fire-fighting vehicles and fire stations	ASTM A106; ASTM A193; ASTM A194; ASTM A216; ASTM A240; ASTM B148; ASTM B171; ASTM B584; ASTM D2584; ASTM D3418; BS 336; BS 6391; ISO 1185; ISO 1728; ISO 2954; ISO 3046-1; ISO 4642-1; ISO 4642-2; ISO 5128; ISO 7731; ISO 9001; ISO DIS 10085; ISO 10474; IEC 60529; DIN 143xx; DIN 14690-1; DIN 16945; DIN 53438; DIN 76051-1; ASME

номер DEP	Назва	Зовнішні посилання
		B16.5; ASME IX; E/ECE/324-E/ECE/TRANS/505; ICAO 9137; IP 15; NEN 3374; NFPA 11; NFPA 17; NFPA 1901; UKCAA CAP 168;
DEP 80.64.10.10-Gen.	Electrical safety rules	IEC 61140; IEC 61558; OSHA 29 CFR 1910-S; UK Statutory Instrument 1989-635;
DEP 82.00.10.10-Gen.	Project quality assurance	API Q1; ISO 9000:2005; ISO 9001; ISO 10005; ISO 19011; ISO 29001;
DEP 82.00.10.12-Gen.	Life-cycle costing (endorsement of ISO 15663)	ISO 15663 1 : 2000E;
DEP 82.00.10.30-Gen.	Engineering Information Specification (EIS)	EP 2009-9009; ISO 3166-1; ISO 14224:2006; ISO 17799; ISO/IEC 8859-15; ISO TS 15926-4;

2. НАДРА НА ТРУБОПРОВОДИ

номер DEP/EP	Назва	Зовнішні посилання
EP 2008-9088	Global Well delivery Process	N/A
EP 2008-1303	Standard wells standards	N/A
EP 2008-1330	Process description wells (design, drill, modify, service and abandon wells)	N/A
DEP-38.80.10.30-Gen.	Drilling fluid materials - Specifications and tests (Endorsement of ISO 13500)	ISO 13500
DEP-38.80.10.31-Gen.	Field testing of drilling fluids - Water based fluids (endorsement of ISO 10414-1)	ISO 10414-1
DEP-38.80.10.32-Gen.	Field testing of drilling fluids - Oil-based fluids (amendments/supplements to ISO 10414-2)	ISO 10414-2
DEP-38.80.10.33-Gen.	Measurement of viscous properties of completion fluids (Endorsement of ISO 13503-1)	ISO 13503-1
DEP-38.80.10.34-Gen.	Drilling fluids - Laboratory testing (Endorsement of ISO 10416)	ISO 10416
DEP-38.80.10.35-Gen.	Drilling and fluids materials - Drilling fluids - Processing systems evaluation (Endorsement of ISO 13501)	ISO 13501
DEP-38.80.10.36-Gen.	Completion fluids and materials - Testing of heavy brines (endorsement of ISO 13503-3)	ISO 13503-3
DEP-38.80.10.37-Gen.	Completion fluids and materials - Procedures for measuring the long-term conductivity of proppants	ISO 13503-5

номер DEP/EP	Назва	Зовнішні посилання
	(endorsement of ISO 13503-5)	
DEP-38.80.10.38-Gen.	Procedure for measuring stimulation and gravel-pack fluid leakoff under static conditions (endorsement of ISO 13503-4)	ISO 13503-4
DEP-38.80.10.39-Gen.	Completion fluids and materials - Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations (endorsement of ISO 13503-2)	ISO 13503-2
DEP-38.80.20.30-Gen.	Specifications for cements and materials for well cementing (endorsement of ISO 10426-1)	ISO 10426-1
DEP-38.80.20.31-Gen.	Testing of well cements (Endorsement of ISO 10426-2)	ISO 10426-2
DEP-38.80.20.32-Gen.	Performance testing of cementing float equipment (endorsement of ISO 10427-3)	ISO 10427-3
DEP-38.80.20.33-Gen.	Bow-spring casing centralizers (Endorsement of ISO 10427-1)	ISO 10427-1
DEP-38.80.20.34-Gen.	Centralizer placement and stop-collar testing (Endorsement of ISO 10427-2)	ISO 10427-2
DEP-38.80.20.36-Gen.	Determination of shrinkage and expansion of well cement formulations at atmospheric pressure (Endorsement of ISO 10426-5)	ISO 10426-5
DEP-38.80.20.37-Gen.	Preparation and testing of foamed cement slurries at atmospheric pressure (Endorsement of ISO 10426-4)	ISO 10426-4
DEP-38.80.30.31-Gen.	Drilling and production hoisting equipment (Endorsement of ISO 13535)	ISO 13535
DEP-38.80.30.32-Gen.	Inspection, maintenance, repair and remanufacture of hoisting equipment (Endorsement of ISO 13534)	ISO 13534
DEP-38.80.30.33-Gen.	Drilling and well servicing equipment (Endorsement of ISO 14693)	ISO 14693
DEP-38.80.40.30-Gen.	Steel drill pipe with weld-on tool joints (amendments/supplements to ISO 11961)	ISO 11961
DEP-38.80.40.31-Gen.	Aluminium alloy drill pipe (Endorsement of ISO 15546)	ISO 15546
DEP-38.80.40.34-Gen.	Rotary drilling equipment - Threading and gauging of rotary shouldered thread connections (endorsement of ISO 10424-2)	ISO 10424-2
DEP-38.80.50.30-Gen.	Drill-through equipment (Endorsement of ISO 13533)	ISO 13533
DEP-38.80.60.30-Gen.	Drilling and well servicing structures (Endorsement of ISO 13626)	ISO 13626
DEP-39.01.20.10-Gen.	L80 13%Cr casing and tubing (amendments/supplements to ISO/DIS 11960.2)	ISO/DIS 11960.2
DEP-39.01.20.30-Gen.	Corrosion-resistant alloy seamless tubes for use as casing, tubing and coupling stock - Technical delivery conditions (endorsement of ISO 13680)	ISO 13680
DEP-39.01.20.31-Gen.	Care and use of casing and tubing (endorsement of ISO 10405)	ISO 10405

номер DEP/EP	Назва	Зовнішні посилання
DEP-39.01.20.32-Gen.	Testing procedures for casing and tubing connections (Endorsement of ISO 13679)	ISO 13679
DEP-39.01.20.33-Gen.	Evaluation and testing of thread compounds for use with casing, tubing and line pipe (Endorsement of ISO 13678)	ISO 13678
DEP-39.01.20.34-Gen.	Field inspection of new casing, tubing and plain-end drill pipe (Endorsement of ISO 15463)	ISO 15463
DEP-39.01.30.30-Gen.	Wellhead and christmas tree equipment (amendments and supplements to ISO 10423)	ISO 10423
DEP-39.01.30.31-Gen.	Downhole equipment - Subsurface safety valves (endorsement of ISO 10432)	ISO 10432
DEP-39.01.30.34-Gen.	Downhole equipment - Packers and bridge plugs (Endorsement of ISO 14310)	ISO 14310
DEP-39.01.30.35-Gen.	Downhole equipment - Lock mandrels and landing nipples (Endorsement of ISO 16070)	ISO 16070
DEP-39.01.30.36-Gen.	Downhole equipment - Side-pocket mandrels (endorsement of ISO 17078-1)	ISO 17078-1
DEP-39.01.30.38-Gen.	Downhole equipment - Flow control devices for side-pocket mandrels (endorsement of ISO 17078-2)	ISO 17078-2
DEP-39.29.10.30-Gen.	Downhole equipment - Progressive cavity pumps for artificial lift (Endorsement of ISO 15136-1)	ISO 15136-1
DEP-39.29.10.31-Gen.	Downhole equipment - Progressing cavity pump systems for artificial lift - Surface-drive systems (endorsement of ISO 15136-2)	ISO 15136-2

ДОДАТОК 13 – ВИТРАТИ НА НАФТОГАЗОВУ ДІЯЛЬНІСТЬ ДО ДАТИ НАБУТТЯ ЧИННОСТІ

Витрати, що Підлягають Відшкодуванню, включають в себе ті витрати і видатки, які здійснюються після офіційної публікації результатів Конкурсу та до Дати Набуття Чинності, в тому числі наступні:

1. Придбання додаткових геологічних та екологічних даних та витрати на інженерні та геологічні дослідження, пов'язані із попередньою підготовкою програм робіт та їхнє ефективне виконання. Такі витрати та видатки можуть включати в себе:

(a) Платежі третім особам;

(b) Витрати, що здійснені технічним персоналом Інвесторів;

(c) Суми, що сплачені Інвесторами Афілійованим Особам за технічні послуги, винагороди за технології та інші послуги інженерно-геологічного характеру.

2. Витрати, здійснені Інвестором для підготовки та переговорів цієї Угоди, в тому числі витрати персоналу Інвестора та радників та консультантів-третіх осіб.

Станом на 31 грудня 2012 року загальна сума в розмірі 5 570 000 (п'ять мільйонів п'ятсот сімдесят тисяч) Доларів США, в тому числі наступне:

– Витрати на оплату праці та пов'язані витрати 4 050 000 (чотири мільйони пятдесят тисяч) Доларів США;

– Послуги Третіх Осіб 820 000 (вісімсот двадцять тисяч) Доларів США;

– Витрати на Геологічне Вивчення 700 000 (сімсот тисяч) Доларів США;

ДОДАТОК 14 – ОСНОВНІ ЦІЛІ ПРОГРАМИ РОБІТ З ПОЧАТКОВОГО ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ

Основною метою Програми Робіт з Початкового Геологічного Вивчення є перевірка присутності системи газу центрально-басейного типу в щільних пісковиках карбонового періоду та, у разі успішного результату, оцінити такий газ центрально-басейного типу. Основні цілі, наведені нижче в порядку пріоритетності:

Ціль №	Обсяг цілі
1.	Завершити геологічну базу даних після отримання доступу до всіх Даних щодо Договірної Ділянки, як передбачено в Додатку 7.
2.	Провести розвідку на предмет наявності системи газу центрально-басейного типу в щільних пісковиках карбонового періоду та довести безперервно поповнювані запаси газу шляхом буріння, гідравлічного розриву та випробування нової свердловини. Виходячи з існуючих знань, Шелл свідомо обрала ділянку Слов'янська в межах Договірної Ділянки в цілях розташування першої свердловини.
3.	Провести подальші регіональні дослідження надр на основі існуючих даних та нове двовимірне сейсмічне дослідження з метою покращення розуміння системи газу центрально-басейного типу карбонового періоду.
4.	У випадку присутності системи газу центрально-басейного промислового масштабу буде підтверджена першою свердловиною (першими свердловинами), з'ясувати місцезнаходження найперспективніших точок для буріння покладу, які підходять для реалізації Проекту Дослідно-Промислової Розробки (ДПР) із застосуванням технології кущового буріння з метою доведення наявності промислового потоку газу.
5.	Оцінити за допомогою досліджень надр всі інші потенційні продуктивні комплекси на Договірній Ділянці, в тому числі газ в щільних породах, сланцевий газ, вугільний метан та традиційні продуктивні комплекси. Вирішити, чи будь-які з цих продуктивних комплексів є потенційно промисловими та обґрунтувати буріння розвідувальної свердловини.
6.	Визначити місцезнаходження подальших розвідувальних та оцінювальних свердловин в не менш ніж 2 (двох) різних ділянках, виходячи з результатів вищенаведених дій.